



FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E INFORMÁTICA

IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA ERP SAP R/3 MÓDULO PM
(MANTENIMIENTO DE PLANTA) EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Línea de investigación:

Sistemas de información y optimización

Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecatrónico

Autora:

Sulca Balboa, Vanessa

Asesor:

Rodriguez Rodriguez, Ciro

ORCID: 0000-0003-2112-1349

Jurado:

Paredes Vargas, Ronal

Peña Carrillo, Cesar Serapio

Borjas Castañeda, Julio Cesar

Lima - Perú

2021

Referencia:

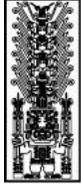
Sulca, B. (2021). *Implantación del sistema ERP SAP R/3 modulo PM (mantenimiento de planta) en centrales hidroeléctricas* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Federico Villarreal]. Repositorio Institucional UNFV. <https://repositorio.unfv.edu.pe/handle/20.500.13084/6048>



Reconocimiento - No comercial - Sin obra derivada (CC BY-NC-ND)

El autor sólo permite que se pueda descargar esta obra y compartirla con otras personas, siempre que se reconozca su autoría, pero no se puede generar obras derivadas ni se puede utilizar comercialmente.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Universidad Nacional
Federico Villarreal

VRIN | VICERRECTORADO
DE INVESTIGACIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E INFORMÁTICA

IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA ERP SAP R/3 MÓDULO PM (MANTENIMIENTO DE
PLANTA) EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Línea de Investigación:

Sistemas de información y optimización

Tesis para optar el Título Profesional **de Ingeniero Mecatrónico**

Autor:

Sulca Balboa, Vanessa

Asesor

Rodriguez Rodriguez, Ciro
(ORCID: 0000-0003-2112-1349)

Jurado

Paredes Vargas, Ronal
Peña Carrillo, Cesar Serapio
Borjas Castañeda, Julio Cesar

Lima – Perú

2021

Dedicatoria

Dedico esta tesis a mis padres: Hipólito Sulca y Faustina Balboa; a mis hermanas: Melina, Faustina y a Gelmus C., quienes estuvieron junto a mí, a mi lado siendo mi guía, soporte y una inspiración para mí. Especialmente, a mis abuelitos Ancelmo Valdez, Valeriana Gómez, Filomeno Balboa, Moisés Sulca y Emilia Torres que, si bien ya no están con nosotros, recordaré siempre sus palabras.

Agradecimientos

Agradecer esencialmente a DIOS por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de brindarme su infinito amor y ayuda en cada obstáculo de la vida.

Me gustaría expresar un agradecimiento especial a mi asesor, el Dr. Ciro Rodriguez R. por su continua disponibilidad, orientación, corrección minuciosa y su esfuerzo en la realización de esta tesis.

Resumen

Las empresas generadoras de Energía Eléctrica deben estar preparadas para enfrentar un mundo cada vez más competitivo. Por lo cual es imprescindible que sus procesos de generación y mantenimiento estén optimizados, generando menores costos de mantenimiento y mayor disponibilidad y confiabilidad de los equipos Core. Por ello, el objetivo del presente trabajo de investigación, fue optimizar los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de una empresa generadora de energía eléctrica en Perú, mediante la implantación de una solución ERP: SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta). La investigación realizada fue de tipo aplicada, cuya muestra de tipo no probabilístico fue constituida por los equipos Core de las Centrales Hidroeléctricas de X e Y. Lo cual, mediante los instrumentos pertinentes, se procedió a identificar las averías de los equipos (electro-control y mecánico) según el diagrama de Pareto y así, analizar el MTTR, MTBF y disponibilidad. Los resultados después de la implantación mostraron: optimización de HH (horas hombre) en un 13.7 por ciento, disminución del tiempo promedio de reparación en un 40 por ciento, un aumento en el tiempo medio entre fallas y aumento en la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas en un 19 por ciento. Por lo tanto, se concluye que la implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta), logró optimizar los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de una empresa generadora de energía eléctrica en Perú y por ende, optimizar los costos de mantenimiento, disponibilidad y confiabilidad de los equipos Core.

Palabras clave: Centrales hidroeléctricas, SAP R/3 PM, mantenimiento y disponibilidad.

Abstract

Electric Power generating companies must be prepared to face an increasingly competitive world. Therefore, it is essential that its generation and maintenance processes are optimized, generating lower maintenance costs and greater availability and reliability of Core equipment. Therefore, the objective of this research work was to optimize the maintenance processes in the hydroelectric plants of the company Generación Perú, through the implantation of an ERP solution: SAP R / 3 PM Module (Plant Maintenance). The research carried out was of an applied type, whose non-probabilistic sample was constituted by the Core equipment of the “X” and “Y” Hydroelectric Power Plants. Which, by means of the pertinent instruments, proceeded to identify the breakdowns of the equipment (electro-control and mechanical) according to the Pareto diagram and thus analyze the MTTR, MTBF and availability. The results after implantation showed: (a) optimization of HH (man hours) by 13.7%; (b) decrease in average repair time by 40%, (c) increase in mean time between failures, and (d) increase in availability of hydroelectric plants by 19%. So, it is concluded that the implantation of SAP R / 3 Module PM (Plant Maintenance), managed to optimize the maintenance processes in the hydroelectric plants of Generación Perú and therefore, optimize maintenance costs, availability and reliability of Core teams.

Keywords: Hydroelectric plants, SAP R / 3 PM, maintenance and availability.

Índice

Dedicatoria	I
Agradecimientos	II
Resumen	III
Abstract	IV
I. Introducción	1
1.1 Descripción y formulación del problema	2
1.2 Antecedentes.....	3
1.3 Objetivos.....	5
1.4 Justificación	5
1.5 Hipótesis	6
II. Marco Teórico.....	7
2.1 Bases teóricas sobre el tema de investigación	7
III. Método	43
3.1 Tipo de investigación.....	43
3.2 Ámbito temporal y espacial	44
3.3 Variables	44
3.4 Población y Muestra	48
3.5 Instrumentos	48
3.6 Procedimientos	50

3.7	Análisis de Datos	88
IV.	Resultados	102
	Análisis de Implantación SAP PM.....	102
	Análisis de costos de mantenimiento	107
	Análisis beneficio – costo del trabajo de investigación.....	109
	Viabilidad del trabajo de investigación	110
V.	Discusión de resultados.....	113
VI.	Conclusiones	114
VII.	Recomendaciones	115
V.III	Referencias	116

Índice de Figuras

Figura 1	8
Figura 2	9
Figura 3	10
Figura 4	14
Figura 5	26
Figura 6	29
Figura 7	954
Figura 8	955

Índice de Tablas

Tabla 1 Convención de nomenclatura de Grupo de Planificación	19
Tabla 2 Descripción de Sección de Planta	20
Tabla 3 Codificación de equipos	22
Tabla 4 Tipos de Aviso	32
Tabla 5 Tipos de Ordenes de Mantenimiento	34
Tabla 6 Tipos de Actividad	35
Tabla 7 Rango de número de Órdenes de Mantenimiento	36
Tabla 8 Operacionalización de Variable Independiente	46
Tabla 9 Operacionalización de Variable Dependiente	47
Tabla 10 Estructura Organizacional - Nivel Centrales Hidroeléctricas	50
Tabla 11 Estructura Organizacional - Nivel Grupo de Planificación	51
Tabla 12 Estructura Organizacional - Nivel Puestos de Trabajo Externo	51
Tabla 13 Datos operacionales de Central Hidroeléctrica “X” (4 generadores).....	56
Tabla 14 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “X” 1° Semestre MTTR.....	60
Tabla 15 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “X” 2° Semestre MTTR.....	62
Tabla 16 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “X” 1° Semestre MTBF.....	65
Tabla 17 Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica “X”	67
Tabla 18 Disponibilidad Enero - Abril 2018 Central Hidroeléctrica “X”.....	69
Tabla 19 Disponibilidad Mayo - Agosto 2018 Central Hidroeléctrica “X”.....	69
Tabla 20 Disponibilidad Setiembre - Diciembre 2018 Central Hidroeléctrica “X”	70
Tabla 21 Datos operacionales de Central Hidroeléctrica “Y” (2 generadores).....	71
Tabla 22 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “Y” 1° Semestre MTTR.....	72

Tabla 23 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “Y” 2° Semestre MTTR.....	74
Tabla 24 Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “Y” 1° Semestre MTBF.....	77
Tabla 25 Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica “Y”	79
Tabla 26 Disponibilidad Enero - Abril 2018 Central Hidroeléctrica “Y”.....	81
Tabla 27 Disponibilidad Mayo - Agosto 2018 Central Hidroeléctrica “Y”.....	81
Tabla 28 Disponibilidad Setiembre - Diciembre 2018 Central Hidroeléctrica “Y”	82
Tabla 29 Tiempo de indisponibilidad por grupo generador de central	82
Tabla 30 10 primeros indisponibilidades con mayores horas inoperativas – Central Hidroeléctrica “X”	83
Tabla 31 Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica “X” - horas inoperativas	84
Tabla 32 10 primeros indisponibilidades con mayores horas inoperativas – Central Hidroeléctrica “Y”	85
Tabla 33 Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica “Y” - horas inoperativas	86
Tabla 34 Cálculo de MTTR I Semestre Central Hidroeléctrica “X”	88
Tabla 35 <i>Cálculo de MTTR II Semestre Central Hidroeléctrica “X”</i>	89
Tabla 36 Cálculo de MTBF I Semestre Central Hidroeléctrica “X”	90
Tabla 37 Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica “X”	90
Tabla 38 Cálculo de MTTR I Semestre Central Hidroeléctrica “Y”	91
Tabla 39 <i>Cálculo de MTTR II Semestre Central Hidroeléctrica “Y”</i>	92
Tabla 40 Cálculo de MTBF I Semestre Central Hidroeléctrica “Y”	93
Tabla 41 Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica “Y”	93
Tabla 42 20% de fallas que genera 80% indisponibilidad - Central Hidroeléctrica “X”	95
Tabla 43 20% de fallas que genera 80% indisponibilidad - Central Hidroeléctrica “Y”.....	96

Tabla 44	Análisis Causa Raíz - Central Hidroeléctrica “X”	97
Tabla 45	Análisis Causa Raíz - Central Hidroeléctrica “Y”	99
Tabla 46	Optimización de Mantenimiento Electro-control anual.....	104
Tabla 47	Optimización de Mantenimiento mecánico anual.....	104
Tabla 48	Comparativo MTTR 2018 vs 2019	105
Tabla 49	Comparativo MTBF 2018 vs 2019	106
Tabla 50	Comparativo Disponibilidad 2018 vs 2019	106
Tabla 51	Valorización de Pérdida de producción 2018 vs 2019.....	107
Tabla 52	Costo por HH optimizadas	108
Tabla 53	Análisis de Beneficio Anual 2019	109
Tabla 54	<i>Análisis de Costo Anual 2019</i>	110
Tabla 55	Datos para cálculo VAN y TIR.....	111
Tabla 56	Cálculo VAN - TIR.....	112

I. Introducción

La “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” es una de las empresas transnacionales con mayor generación de energía eléctrica en Perú, “la generación hidroeléctrica, que pasó de 2,610 GWh a 3,311 GWh” (Enel, 2020). En el contexto señalado, es primordial para la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” brindar confiabilidad de su producción debido al alto consumo energético en todo el Perú. Es por ello, que un eficaz mantenimiento de equipos core (reguladores de velocidad/tensión; turbina, válvulas, generador, entre otros) es fundamental para garantizar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas y con ello incrementar la producción. Sin embargo, en la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” se producen grandes pérdidas de tiempo de producción de energía, desperdicio de material y elevados costos de mantenimiento.

Por consecuente, fue imprescindible tratar estos problemas debido a que ocasionan que la producción anual de la empresa se perjudique; así mismo, la generación de penalidades que tiene que responder ante entidades fiscalizadoras. El propósito de este trabajo de investigación fue optimizar los procesos de mantenimiento en la casa de máquinas de las centrales hidroeléctricas X e Y de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” mediante la implantación de SAP R/3 PM, siendo SAP una de las soluciones ERP con más logros obtenidos: optimizar la vida útil de los activos (confiabilidad), maximización de los tiempos de producción, entre otros.

1.1 Descripción y formulación del problema

La generación eléctrica en Perú viene experimentando un cambio acelerado en estos años, sin embargo, estos cambios no vienen acompañados de áreas adecuadamente soportadas, incluida el área de mantenimiento. Es aquí donde se debe prestar atención, puesto que los costos de mantenimiento son altos y perjudican la disponibilidad de los equipos generadores causando paradas no programadas, accidentes, entre otros.

Las centrales hidroeléctricas de X e Y de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” en Lima, objeto del presente estudio no es ajena a esta realidad, por ello, los problemas que presentaron durante el 2018 son: No tienen mapeado uniformemente las ubicaciones técnicas y los equipos de las centrales hidroeléctricas, produciendo un mal manejo de recursos y materiales que afecta a la ejecución de los mantenimientos. No se tiene un adecuado plan de mantenimiento preventivo y predictivo por lo que no se realiza un óptimo mantenimiento a los equipos de generación eléctrica, produciendo indisponibilidad de las centrales y con ello, generando un alto costo de mantenimiento. Y, por último, no cuentan con un sistema de control de costos, calidad y tiempo de ejecución de los mantenimientos.

Formulación del Problema

Problema general

En base a lo descrito anteriormente, se formula el siguiente problema general:

- a) ¿Cuál es la solución ERP viable para optimizar los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”?

Problemas específicos

Del problema general se desglosan los siguientes problemas específicos:

- a) ¿Cómo categorizar los equipos y ubicaciones técnicas mediante la implantación SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) para localizar, identificar y atender rápidamente una falla o avería?
- b) ¿Cómo optimizar los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas mediante la implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) con la metodología RCM para reducir las horas hombres y aumentar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.?
- c) ¿Cómo la implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) mejorará el control de los costos de mantenimiento para disminuir el costo de mantenimiento anual?

1.2 Antecedentes

La inspiración para esta tesis proviene de trabajos de investigación, como se describe a continuación:

- a) La implementación de SAP R/3 en la empresa CVG Electrificación del Caroní (central hidroeléctrica más importante en Venezuela) ayudó a mejorar las prácticas en los negocios, acceder a la información a tiempo real y a automatizar los procesos. Así mismo, logró integrar todas las áreas en un solo sistema. Debido a que la implantación de SAP R/3 en CVG Electrificación del Caroní incorpora un mejoramiento continuo dentro de la compañía. (Silva P. y Silva M., 2008)
- b) De acuerdo con Morales y García (2018) se presenta el manejo de la parada de planta de la empresa de alcohol Bioenergy a través de herramientas brindadas por el PMBOK e integradas a SAP Módulo PM.

Donde se observa que la integración con el módulo PM de SAP maximiza los tiempos de producción manteniendo la disponibilidad de los equipos mediante un mantenimiento efectivo de la planta.

- c) En Vargas (2017) menciona que mediante la implementación del módulo PM de SAP en la planta Ecopetrol, se lleva un mejor manejo de los costos de los activos durante las fases de los procesos de operación del mantenimiento y optimización de la vida útil del activo. Así mismo, se pudo lograr implementar la taxonomía para los activos de instrumentación y control.
- d) En Hoke y Craig (2009) presenta el proceso de implementación del SAP PM para la maximización de las plantas de mantenimiento, donde se evalúa las mejores prácticas de mantenimiento, mejoras en el diagnóstico de problemas eléctricos, mecánicos o de instrumentación.
- e) Según González (2013) presenta un estudio donde identifican que todo el proceso de la empresa se realiza en base a sistemas obsoletos y sin ningún tipo de interacción con las demás áreas. Así mismo, con la implantación de SAP PM, logran reducir los plazos de producción y aumentar la confiabilidad de los equipos.
- f) En Zavala y García (2016), hace referencia cómo la implementación del módulo PM de SAP se acopla a los procesos manejados en el área de mantenimiento de una empresa de cementos. Así mismo, con esta implementación se tiene data histórica de los mantenimientos que es de ayuda para planificar mantenimientos a futuro. Y, sobre todo, muestra como favorece en el análisis de mantenimiento correctivo para poder evitar fallas posteriores, aumentando así la disponibilidad de los equipos.

1.3 Objetivos

Objetivo general

- a) Implantar SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) como solución ERP viable para optimizar los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”.

Objetivos específicos

- a) Categorizar los equipos y sus ubicaciones técnicas óptimamente mediante la implantación de SAP R/3 PM para localizar, identificar y atender rápidamente una falla o avería.
- b) Optimizar los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas mediante la implantación de SAP R/3 PM con la metodología RCM para reducir las horas hombres y aumentar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.
- c) Mejorar el control de los costos de mantenimiento mediante la implantación de SAP R/3 PM para disminuir el costo de mantenimiento anual.

1.4 Justificación

Razones que motivan la investigación

Entre las razones que motivan a realizar el presente trabajo de investigación, es porque el tema elegido, influye en el proceso de generación de energía eléctrica (centrales hidroeléctricas), desde la toma o captación del recurso hídrico en las tomas y tazas; y que mediante tuberías forzadas y compuertas son direccionadas a la turbina (Francis o Pelton). Los álabes de las turbinas giran en función de la inyección del agua mediante el servomotor, y es así, como las turbinas transfieren la energía cinética (agua en movimiento) en energía mecánica.

La turbina es la responsable de hacer girar el rotor del generador que convierte de energía mecánica a energía eléctrica que, mediante transformadores, son elevados la tensión para ser transmitidos por líneas de transmisión. Y como todo éste proceso descrito, está automatizado, se puede tener control de toda la central desde una Sala de Control, que mediante un sistema SCADA se monitorea caudales, presiones, temperaturas de los equipos core de la central hidroeléctrica, todo esto esta relacionado con el campo de Ingeniería Mecatrónica.

Importancia del tema de investigación

La importancia de la investigación radica en la implantación de SAP módulo PM como reingeniería de procesos, evaluando las condiciones actuales de los equipos core, aumentando la disponibilidad de los equipos de generación de energía, reduciendo los costos de mantenimiento, reduciendo la cantidad de mantenimientos correctivos y mejorando los indicadores de mantenimiento (KPI).

1.5 Hipótesis

Debido a que el alcance la investigación es Descriptiva, la formulación de Hipótesis es de carácter Descriptiva de un valor Pronosticado. Con ello, se formula la hipótesis:

La implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) como solución ERP optimizará los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”.

II. Marco Teórico

2.1 Bases teóricas sobre el tema de investigación

ERP SAP

Junto con el desarrollo de la microelectrónica, el hardware informático y el procesamiento de datos computarizado, comenzó el desarrollo de la etapa inicial de los sistemas de planificación de recursos materiales (MRP), predecesores de los sistemas ERP.

Los sistemas ERP son paquetes de software modulares que, en un principio, estaban destinados a la industria manufacturera. Cubrieron las funciones de planificación y gestión de los principales campos de las empresas, como la gestión de ventas, los asuntos contables y financieros y la gestión de la producción. (Prysmian Group, 2016)

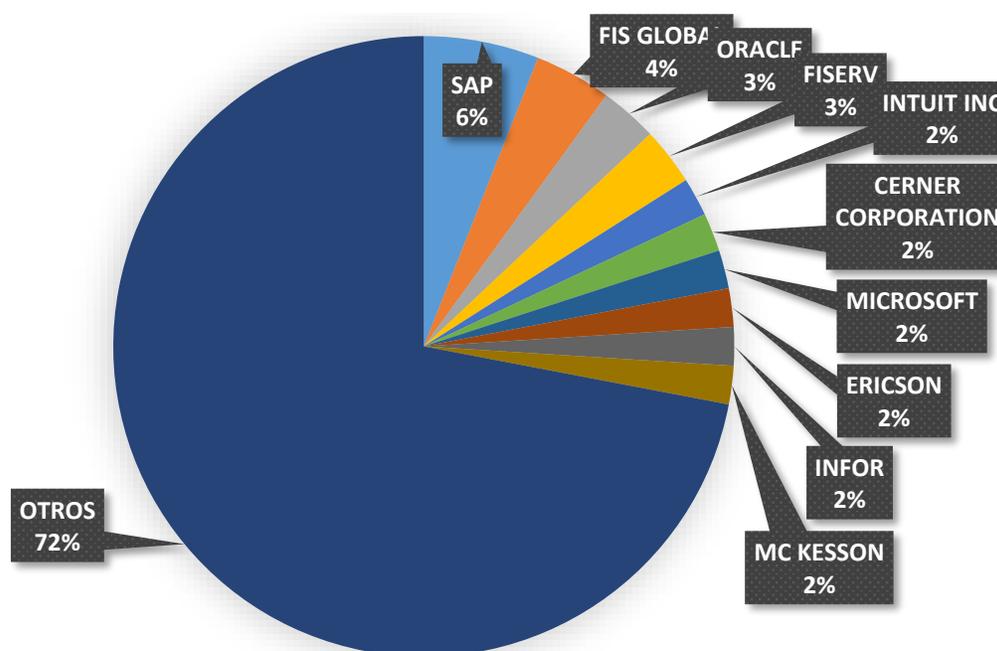
A principios de los 1970, ingenieros de la empresa IBM sugirieron tener una sola aplicación que integrara todas las funciones de la empresa donde cualquier acción tomada aparecería simultáneamente en cada una de las áreas involucradas (Worster et al., 2012). Porque notaron que las empresas comenzaron a tener la necesidad de contar con datos empresariales integrados a un sistema de gestión que proporcionaría una coordinación interfuncional del negocio en toda la empresa. En el pasado, las empresas a gran escala se habían concentrado en desarrollar su propio software dentro de la compañía; pero más tarde, los paquetes de software se compraron a proveedores externos (Peeters, 2009).

Si bien los diferentes departamentos de la empresa tienen sus propias funciones específicas y, tradicionalmente, el software desarrollado internamente se optimizaba únicamente para sus fines. Se necesitaba un sistema integrado para la gestión y el control efectivos de las funciones comerciales, como la gestión de materiales (MM), Planificación de la producción (PP), Ventas y

distribución (SD), Controlling (CO), Contabilidad financiera (FI), Gestión de la Calidad (QM), Sistemas de Proyectos (PS) y Recursos Humanos (RRHH).

Figura 1

Top 10 Software ERP en 2015



Nota: La figura representa los 10 mayores proveedores de sistemas ERP cubrieron el 28% del mercado total en 2015, siendo ERP el más grande proveedor SAP con una participación del 6% (Prysmian Group, 2016)

Arquitectura SAP ERP

SAP (System Application and Product) es el nombre de la empresa de software alemana más grande de Europa fundada en 1972 por 5 ingenieros de IBM.

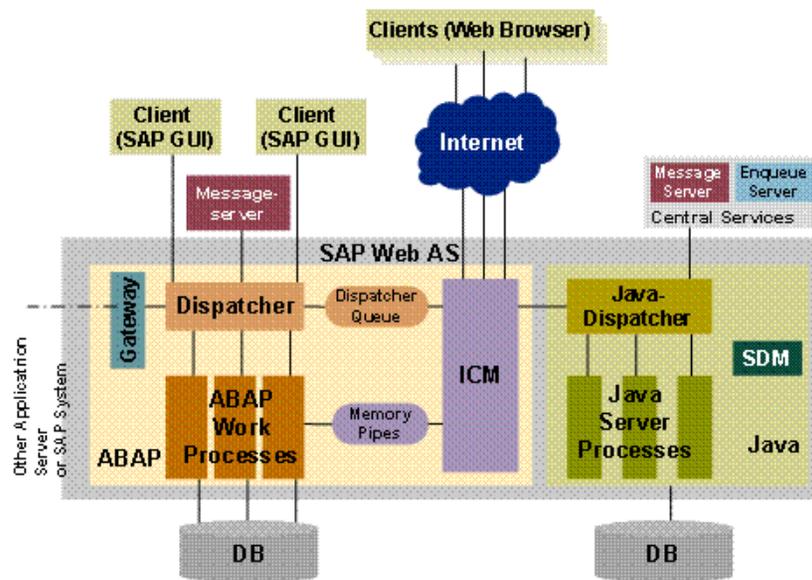
Así mismo, SAP es el sistema ERP (Enterprise Resource Planning) que tiene como objetivo integrar todos los diferentes módulos (PM, PS, SD, MM, CO, HR, etc.) en la empresa. Esta integración da como resultado, la coherencia de los datos en todo el sistema y la empresa en su conjunto. El lenguaje de programación del software SAP es ABAP.

SAP R / 3 es uno de los productos principales de SAP, donde R significa RealTime y el número 3 se relaciona con la arquitectura de aplicaciones de tres niveles (base de datos, servidor de aplicaciones y cliente).

La mayor parte del negocio en el mundo actual se ejecuta en el sistema SAP R/3.

Figura 2

Arquitectura SAP R/3 incorporando ABAP y Server



Nota: La figura representa la arquitectura de SAP R/3 (Bruyn y Balleza, 2014)

Módulos SAP ERP R/3

SAP brinda una serie de módulos que, para ejecutar procesos comerciales clave, como:

- Gestión Financiera (FI)
- Financial Supply Chain Management (FSCM)
- Controlling (CO)
- Gestión de materiales (MM)
- Mantenimiento de Planta (PM)
- Sistema de Proyectos (PS)
- Distribución y ventas (SD)
- Gestión de Calidad (QM)

Figura 3

Módulos Funcionales de SAP ERP R/3



Nota: La figura muestra las relaciones entre módulos de SAP ERP R/3 (Van, 2006)

Finance - Controlling (FICO)

SAP FICO es contiene dos módulos, es decir, Contabilidad financiera (FI) y Controlling (CO). Dentro del módulo FICO en SAP y a nivel empresarial, lo siguiente los módulos participan:

- FI: Finanzas
- CO: Controlling
- IM: Investment Management
- TR: Treasury
- EC: Enterprise Controlling

SAP FI.

SAP FI (Contabilidad Financiera) es responsable del seguimiento del flujo de datos financieros en toda la organización de forma controlada e integrando toda la información para una efectiva toma de decisiones estratégicas. (Espinoza, 2016)

- Las actividades bajo el módulo FI son:
- Creación de la estructura organizativa.
- Parametrizaciones básicas de Gestión Financiera.
- Contabilidad principal.
- Contabilidad de activos fijos.
- Integración con SD y MM.

SAP CO

SAP CO (Controlling) este módulo facilita la coordinación, el seguimiento y la optimización de todos los procesos en una organización. Se controla el flujo de negocio de una organización.

Este módulo ayuda en el análisis de las cifras reales con los datos planificados y en la planificación de las estrategias de negocio. (Espinoza, 2016)

Hay dos tipos de elementos que se gestionan de CO:

- Elementos de coste.
- Clases de ingreso.

Las actividades relacionadas con SAP CO son:

- Contabilidad de clase de coste.
- Cuenta de resultados
- Contabilidad de centro de beneficio

Sales - Distribution Management (SD)

SAP SD es uno de los módulos que tiene un alto nivel de complejidad de la integración.

Las organizaciones utilizan SAP SD para respaldar las ventas y actividades de distribución de productos y servicios, desde la consulta hasta el pedido y luego termina con la entrega.

(Espinoza, 2016)

SAP SD llega a monitorear una gran cantidad de acciones que tienen lugar en una compañía como consultas de productos, cotización (actividades de preventa), realización de pedidos, precios, programación de entregas (actividad de ventas), picking, embalaje, salida de mercancías, envío de productos a clientes, entrega de productos y facturación.

En sus procesos, incluye módulos como FI (Finance Contabilidad), CO (Controlling), MM (Gestión de materiales), PP (Producción Planificación), etc., lo que modela la complejidad de su integración. Las actividades relacionadas con SAP SD son:

Configuración de la estructura organizativa (creación de nueva empresa, empresa códigos, organización de ventas, canales de distribución, divisiones, área de negocio, plantas, área de ventas, mantenimiento de oficinas de ventas, ubicación de almacenamiento).

Asignación de unidades organizativas (asignación de componentes individuales creado en las actividades anteriores entre sí de acuerdo con el diseño como código de empresa a empresa, organización de ventas a código de empresa, canal de distribución a la organización de ventas, etc.)

Material Management (MM).

Gestión de Materiales se ocupa de movimiento de materiales a través de otros módulos como la logística, la gestión de la cadena de suministro, la venta y la entrega, gestión de almacén, producción y planificación (Itsystems, 2018)

El proceso genérico de MM es la siguiente:

- Cotización
- Comparación de precio
- Orden de compra
- Verificación de factura

Plant Maintenance (PM)

SAP Plant Maintenance (SAP PM) o Mantenimiento de Planta, es el encargado de gestionar todas las actividades de mantenimiento dentro de una compañía. El módulo PM (Mantenimiento de Planta) contiene actividades como: inspección, avisos, mantenimiento correctivo y preventivo, reparaciones y otras medidas para mantener un sistema técnico ideal. (PRESS, 2016)

Figura 4

Integración de SAP PM con los Módulos MM, CO, PS y FI-AA



Nota: La figura muestra la integración entre los módulos y PM (Fuente propia)

Project Systems (PS)

SAP PS (Project System) es una herramienta de gestión de proyectos integrada que se utiliza para planificar y gestionar proyectos. Este módulo de SAP es compatible con todo el ciclo de vida del proyecto, desde la planificación hasta la facturación (SAP PS i3S, 2016). SAP PS ofrece un amplio panel de funcionalidades:

- Estructuración de proyectos
- Programación de tiempo
- Planificación de costos e ingresos
- Presupuesto
- Adquisición de materiales y servicios
- Confirmación de actividades del proyecto
- Facturación
- Análisis de progreso del proyecto
- Cierre del período y reportando.

SAP PM

Niveles de organización

Nivel de organización en mantenimiento de plantas y servicio al cliente

La organización de mantenimiento es una representación de la estructura de mantenimiento de la empresa. Los elementos clave de la organización de mantenimiento son:

- Planificación de Planta de Mantenimiento (Maintenance Planning Plant)
- Grupo de Planificación (Planner Group)
- Planta de mantenimiento (Maintenance Plant)
- Ubicación (Location)
- Sección de Planta (Plant Section)
- Centro de Trabajos de Mantenimiento (Maintenance Work Centers)

Estos elementos soportan toda la configuración del sistema y su definición es generalmente un esfuerzo de integración en común con otros módulos de SAP.

Planificación de Planta de Mantenimiento (Maintenance Planning Plant)

La Planta de planificación de mantenimiento es la entidad responsable de planificar todas las actividades de mantenimiento de una o más Plantas de Mantenimiento asignadas. Las siguientes actividades se realizan en la Planta de Planificación de Mantenimiento:

- Definición de Lista de tareas;
- Planificación de materiales basada en listas de materiales en listas de tareas y pedidos;
- Gestión y programación de planes de mantenimiento;
- Creación de avisos de mantenimiento;

- Ejecución de órdenes de mantenimiento.

En cada Planta de Planificación de Mantenimiento se definen uno o más grupos de Planificación, que representan al personal de ingenieros de mantenimiento.

Grupo de Planificación (Planner Group)

Un grupo de planificadores o un grupo responsable de la planificación (GrP) es una entidad que representa al personal de mantenimiento que planifica las actividades de mantenimiento y gestiona la asignación de personal de mantenimiento de la empresa (centros de trabajo). Un grupo de planificadores es responsable de planificar las tareas de mantenimiento y también el grupo de planificadores se relaciona con una planta de planificación.

Los grupos de planificadores de mantenimiento, por ejemplo, pueden mapear la programación del trabajo o planificadores de mantenimiento individuales conocidos por su nombre. Puede asignarse al maestro de ubicación funcional y / o al equipo. Una vez que dicho valor se inserta en el maestro, este se inserta automáticamente en la orden de mantenimiento.

Planta de Mantenimiento (Maintenance Plant)

La planta de mantenimiento es una ubicación física dentro de la empresa donde se realiza el mantenimiento. La Planta de Mantenimiento por objeto técnico es la planta en la que está instalada.

La mayoría de las veces en el sistema SAP PM existe una relación 1: 1 definida entre Planta de planificación y Planta de mantenimiento. Sin embargo, es posible tener una planta de planificación vinculada a varias plantas de mantenimiento.

En SAP PM se utilizan las Plantas Logísticas desde el punto de vista del mantenimiento (Planta de Mantenimiento), como plantas donde es posible gestionar objetos técnicos. La Planta Logística es la principal entidad organizativa de SAP para gestionar los procesos logísticos.

Sección de Planta (Plant Section)

La Sección de Planta permite subdividir la planta de mantenimiento desde el punto de vista de la responsabilidad de producción. La sección de la planta se puede utilizar con fines de evaluación. Cada pieza de equipo y ubicación funcional se puede asignar a una sección de la planta.

Ubicación (Location)

Una ubicación permite clasificar una planta según criterios espaciales o de situación. Los siguientes objetos de datos maestros se pueden asignar a estas ubicaciones:

- Registros maestros de activos de la gestión de activos;
- Piezas de equipo;
- Ubicaciones funcionales;
- Centros de trabajo;
- Recursos / herramientas de producción.

Las ubicaciones se utilizan solo para tareas informativas. Solo puede utilizar ubicaciones para estructurar un código de coincidencia o como criterio de parámetro en los informes. Dado que el mantenimiento de la planta suele organizar los activos de forma más precisa que la Contabilidad de activos, la ubicación del activo será responsabilidad del Módulo PM. También puede asignar una ubicación a cada centro de trabajo actualizando los centros de trabajo. También en este caso, la ubicación del centro de trabajo y la ubicación del objeto de mantenimiento preventivo deben considerarse independientes.

Centro de Trabajos de Mantenimiento (Maintenance Work Centers)

Este objeto identifica los equipos de mantenimiento destinados a la fuerza de trabajo y conjunto de activos / herramientas necesarias para realizar las actividades asignadas. En PM SAP Module, el centro de trabajo de mantenimiento generalmente representa un equipo de recursos humanos generalmente reunidos por tipo de habilidad (mecánica, eléctrica...).

El centro de trabajo contiene una definición de su carga de trabajo estándar y está asignado a un centro de costes de ejecución.

Nivel de organización en el mantenimiento de plantas: rango de números

Planta de Planificación de Mantenimiento y Planta de Mantenimiento

La planta de planificación de mantenimiento y la planta de mantenimiento heredan el código de planta logística. Los valores y codificación de las Plantas Logísticas son definidos por el Área Logística (Módulo MM-LOG) en un esfuerzo de integración común con el Módulo FI. La Planta Logística tiene que estar alineada con la Planta de CO.

Planner Group

El código para definir grupos de Planificación en SAP PM está compuesto por 3 caracteres alfanuméricos donde:

- El primer dígito es la inicial del país.
- El segundo dígito identifica la categoría de ubicación funcional.
- El tercer dígito es libre.

A continuación, una tabla para explicar y aclarar el caso:

Tabla 1*Convención de nomenclatura de Grupo de Planificación*

1 Dígito		2 Dígitos		3 Dígitos
Code	Country	Code	Description	
E	España	W	Wind	
P	Peru	B	Biomass	
I	Italia	H	Hydroelectric	
U	USA	G	Geothermal	
G	Guatemala	Q	Laboratori o Officine	Free Digit
M	Mexico	R	Vapordotti, acuedotti pozzi	
B	Brazil	U	Imp. cessione calore, telerisc	

Nota: Nomenclatura de Grupo de Planificación por países (Elaboración Propia)

Sección de Planta

La sección de planta define el tipo de planta. El código se basa en 3 caracteres alfanuméricos.

Siga la tabla con la Sección de Planta usada:

Tabla 2*Descripción de Sección de Planta*

Plant Section	Description
11	Hydro
12	Thermo
13	Geothermal
16	Wind
18	Solar
19	Biomass

Nota: Sección de planta por tecnología (Elaboración propia)

Datos Maestros

La estructura de la planta está representada por las relaciones jerárquicas entre los elementos de datos maestros técnicos. A continuación, los elementos disponibles para representar los datos técnicos de la estructura de la planta:

- Ubicación funcional y Equipo
- Centro de trabajo
- Estrategias de mantenimiento
- Planes de mantenimiento
- Catálogos y perfiles de catálogo

Como primer paso, el sistema técnico se subdivide en ubicaciones funcionales.

Por ejemplo, una línea de producción se subdivide en ubicaciones funcionales que representan las unidades funcionales individuales como ubicaciones funcionales, teniendo en cuenta la estructura geográfica u orientada al proceso de la planta.

Como segundo paso, se pueden utilizar piezas de equipo en la estructura. Un equipo es un objeto físico individual que debe mantenerse de forma independiente y que puede instalarse en un sistema técnico o como parte de un sistema técnico. En este caso, todo el equipo se instala en ubicaciones funcionales (instalación / desmontaje de objetos individuales en una ubicación funcional). La ubicación funcional y el equipo representarán los objetos donde se realizan las tareas técnicas. Los equipos se pueden subdividir en otros equipos, como partes de equipos complejos principales. La estructura de la instalación se puede organizar también desde el punto de vista contable, considerando sus objetos contables asignados (centros de costos o activos tangibles).

Ubicaciones Técnicas

Las ubicaciones funcionales (UT o en inglés FT Functional Location) se utilizan para representar los aspectos funcionales de un objeto técnico.

La codificación de las ubicaciones funcionales está respaldada por una máscara de edición estructurada que también pone en evidencia las relaciones jerárquicas entre los FL.

El sistema SAP PM también proporciona la funcionalidad Lista de materiales de ubicación funcional (BOM), pero también se puede asignar una Lista de materiales MM simple a una o más ubicaciones funcionales, a través del campo "Tipo de construcción".

Una estructura de equipo se puede instalar en una ubicación funcional.

Los rendimientos y las condiciones de la ubicación funcional se pueden registrar / medir por medio de otros elementos de SAP, que son puntos de medición y contadores. Las órdenes de mantenimiento y la notificación se crean con referencia a un FL o un equipo. El código de estructura de etiqueta alternativo será ZGLOB.

Equipamiento

El Equipo representa la unidad técnica (máquina, parte de una máquina, herramienta...). Puede instalarse en una ubicación funcional o en un equipo superior. Es un objeto técnico de mantenimiento, por lo que puede ser el objeto de referencia de una notificación o una orden de trabajo.

Se puede crear una lista de materiales en referencia a un equipo, pero también se puede crear una lista de materiales en referencia a un material genérico y luego se puede asignar a un equipo. El equipo puede corresponder a un material serializado (código de material + número de serie).

El número de código del equipo se define de acuerdo con la categoría de equipo elegida.

Tabla 3

Codificación de equipos

Equipment category	Description	Number Range
H	Hydroelectric	110000000000000000 - 119999999999999999
G	Geothermal	130000000000000000 - 139999999999999999
W	Wind	160000000000000000 - 169999999999999999
B	Biomass	190000000000000000 - 199999999999999999
S	Solar	180000000000000000 - 189999999999999999

Nota: Codificación de equipos según tecnología (Elaboración Propia)

Centro de Trabajo

Desde una perspectiva de mantenimiento, un centro de trabajo representa a una persona individual o un taller, por lo tanto, un grupo de personas.

En SAP Módulo PM, el centro de trabajo de mantenimiento generalmente representa un equipo de recursos humanos generalmente reunidos por tipo de habilidad (mecánica, eléctrica ...) o por pertenencia a la misma unidad organizativa (por ejemplo, unidad de ejercicio).

Los siguientes talleres se encuentran a menudo en la práctica:

- Mecánica
- Eléctricas
- Tecnología de medición y control
- Centro de máquinas
- Soldadores
- Equipo de limpieza
- Ingeniería de servicios de edificación

El centro de trabajo contiene una definición de su carga de trabajo estándar y está asignado a un centro de costes de ejecución. El centro de trabajo principal (responsable del centro de trabajo) debe ingresarse en el encabezado de la orden, donde su código se toma y se asigna por defecto en la lista de operaciones como el centro de trabajo ejecutante. Los Centros de Trabajo Realizadores son los encargados de realizar las operaciones en el orden de PM.

El Centro de Trabajo Principal (Main Work Center) simboliza un grupo lógico en el que es posible agrupar las órdenes de mantenimiento que se planifican.

Un ejemplo: cuando se asigna un centro de trabajo principal a una ubicación técnica o funcional, luego se expresará por defecto en los Avisos y en los Pedidos.

Estrategia de Mantenimiento

Una estrategia de mantenimiento define las frecuencias de los trabajos de mantenimiento. Contiene información de programación general y, por lo tanto, se puede asignar a listas de tareas de mantenimiento preventivo y planes de mantenimiento.

“Una estrategia de mantenimiento contiene Paquetes de Mantenimiento en los que se define la siguiente información” (CVOSOFT IT ACADEMY, s.f.):

- El ciclo - frecuencia en el que se debe realizar el trabajo individual (por ejemplo, cada dos meses, cada cuatro meses, cada seis meses)
- Otros datos que afectan la programación

Planes de Mantenimiento

Los planes de mantenimiento (Maintenance Plant) son los principales datos maestros para la implantación del mantenimiento planificado en el módulo SAP PM.

MP, según la categoría para la que fue elaborado, puede generar dos documentos:

- Avisos como solicitudes de mantenimiento;
- Órdenes de Trabajo para realizar actividades cíclicas con relevancia técnica / gerencial. Este pedido puede tener actividades y / o materiales programados internos / externos (gestionados a almacén / o consumo).

El plan de mantenimiento está compuesto por:

- Parámetros de programación (encabezado);
- Elementos de mantenimiento (posiciones).

Una vez que se crea un MP, se debe programar.

La programación se puede realizar de forma manual a un solo MP o de forma masiva. También se proporciona la programación automática de lotes a través de una transacción específica que se monta mediante variantes de selección definidas para los países. Para cada programación, el sistema calcula la fecha de vencimiento (fecha planificada) para un objeto de llamada de mantenimiento en función de los parámetros de programación y los ciclos o paquetes de mantenimiento definidos por la estrategia de mantenimiento y genera llamadas de mantenimiento.

Transacciones SAP PM

Transacción para Ubicación Técnica

- IL01 Crear Ubicación Técnica
- IL02 Modificar Ubicación Técnica
- IL03 Visualizar Ubicación Técnica

Transacción para Equipamiento

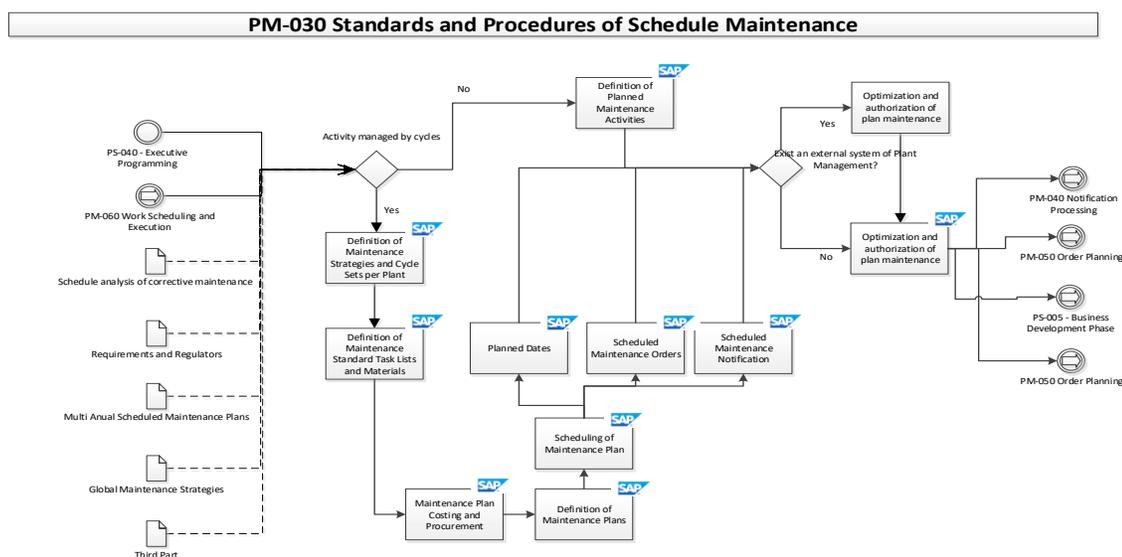
- IE01 Crear Equipo
- IE02 Modificar Equipo
- IE03 Visualizar Equipo

Proceso Mantenimiento de Planta

Se detallarán las funcionalidades estándar de SAP y las mejoras / actualizaciones obtenidas con programas personalizados para cubrir los procesos de mantenimiento.

Figura 5

Estándares y procedimientos de mantenimiento preventivo:



Nota: Flujo de procedimientos estándar de mantenimiento preventivo (PRESS, 2016)

Normas y procedimientos de mantenimiento preventivo

El Mantenimiento Preventivo es apoyado por el Sistema PM SAP con los Planes de Mantenimiento (MP). Se pueden crear diferentes tipos de planes de mantenimiento: ciclo de tiempo, basado en contador y planes múltiples (ciclo de tiempo y / o basado en contador). MP se refiere a objetos técnicos, FL y / o Equipo.

MP puede crear órdenes de mantenimiento preventivo o avisos (solicitudes de mantenimiento).

Para obtener esto, el MP debe programarse a través de la transacción estándar relacionada. La programación se puede ejecutar para cada plan individual. El sistema también proporciona una transacción de programación masiva.

Los planes de mantenimiento se utilizan para planificar las actividades de mantenimiento y los recursos relacionados necesarios de antemano para respaldar los informes de costos del plan de mantenimiento para definir el presupuesto de mantenimiento preventivo.

Un MP podría tener un solo elemento de MP o multiplicar elementos de MP. Se deben gestionar parámetros específicos para influir en la programación del MP. Por ejemplo, el retraso o la anticipación de la finalización técnica de un pedido puede influir en la fecha de creación del próximo pedido futuro previsto por la programación del MP. Las tolerancias pueden nivelar el impacto de la demora o la anticipación.

En la programación de MP, un parámetro específico afecta la fecha en que se crea la Orden en el sistema (fecha de llamada) anticipando la fecha en la que debe realizarse la Orden (fecha de inicio de la orden). Se necesita crear un pedido en el sistema con un intervalo de tiempo específico antes de la fecha de vencimiento del pedido para permitir que el planificador planifique el pedido algún tiempo antes de su ejecución.

MP está construido con uno o más elementos. Cada elemento informa la referencia del objeto; las listas de actividades involucran la frecuencia o estaban relacionadas con los valores de los puntos de medición (tipo contador).

Estándares y procedimientos de mantenimiento preventivo

Los planes de mantenimiento (MP) son el principal elemento de datos maestros para la implantación del mantenimiento preventivo en el módulo SAP PM que contiene toda la información necesaria para crear un programa de mantenimiento. Acerca de la convención de nomenclatura y la definición de rango de números de los datos maestros de los planes de mantenimiento.

Se debe utilizar un MP para generar durante el proceso de programación Notificación u Órdenes de Trabajo.

Los elementos principales del plan de mantenimiento son:

- Parámetros de programación (encabezado);
- Elementos de mantenimiento (posiciones).

Una vez que se crea un MP, el proceso de mantenimiento preventivo se inicia mediante la programación periódica manual de los MP (se proporciona programación manual única o masiva). También se proporciona la programación automática por lotes (en primer plano o en segundo plano).

Transacciones para Planes de Mantenimiento

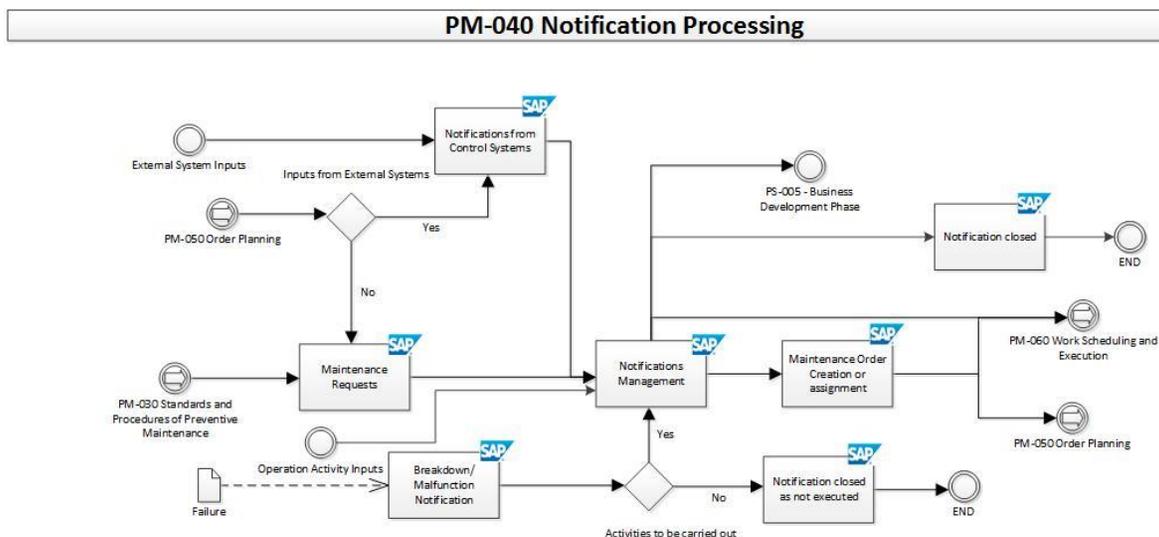
- IP10 Programar Plan de Mantenimiento
- IP16 Visualizar lista de planes de mantenimiento
- IP14 Lista de estrategia de mantenimiento
- IP13 Paquetes de estrategia de mantenimiento

Procesamiento de avisos

Procesamiento de Avisos R-PM-040 - Diagrama de flujo

Figura 6

Diagrama de flujo de Procesamiento de Avisos



Nota: La figura muestra el diagrama de flujo de Procesamiento de Avisos (PRESS, 2016)

Procesamiento de Avisos

La Prioridad de avisos es información importante que los planificadores pueden considerar durante la programación de actividades. Se proporcionan cuatro niveles diferentes:

- Muy alto
- Alto
- Medio
- Bajo

Estas prioridades NO influirán automáticamente en el inicio y el final solicitados de la siguiente orden de mantenimiento.

Los avisos posteriores al lanzamiento se procesarán hasta la finalización técnica (NOCO) generalmente al mismo tiempo que la finalización técnica del pedido de PM. En este momento, se deben completar todos los datos de notificación, habiéndose realizado todas las actividades de mantenimiento relacionadas.

Al final de la finalización técnica se deben completar todos los datos de avisos, con todas las actividades de mantenimiento conectadas que se hayan realizado (actividad realizada mediante la elaboración de catálogos proporcionados al tipo de actividad de mantenimiento).

Los avisos que se han considerado no relevantes para la activación de las actividades de mantenimiento se completan sin crear una orden de mantenimiento preventiva relacionada. Un ejemplo podría ser los avisos clasificadas como “no realizadas” en el estado de Usuario (este estado es aplicable a todos los tipos de notificación). Otro ejemplo se refiere a los avisos que se generan siguiendo los elementos del ejercicio que solo tienen el objetivo de informar sobre las actividades técnicas.

Los sistemas externos pueden crear avisos. La diferencia con el caso anterior radica en quién crea el documento. Se pueden utilizar los siguientes tipos de avisos:

- Solicitudes de PM (Z1): Son actividades no relacionadas con fallas.

Referente a: intervenciones en herramientas / logística (vehículos, equipos / herramientas de almacenamiento, etc ...), cambios de planta o actividades de demolición. También se pueden utilizar para informar el incumplimiento de un componente con los estándares recomendados o normativas vigentes.

- Fallo de PM (Z2): Tipo de notificación que se utilizará para informar averías. Para el tipo Z2, el sistema propone automáticamente el tipo WO M4 (correctivo)
- Informe de actividades de PM (Z3): tiene como objetivo informar de las actividades ya realizadas. Generalmente se puede realizar sobre actividades que provienen de proyectos, gestionadas desde diferentes WO o realizadas por Recursos / Equipos externos. Se puede utilizar para realizar un informe técnico sobre una actividad ya finalizada (mejoras, correcciones).
- PM Proactive (Z4): Actividad de mantenimiento proactivo de los componentes sujetos a esta estrategia de mantenimiento. También conocido como mantenimiento de mejora, que tiene como objetivo mejorar el valor o el rendimiento de un sistema o parte de él. Este tipo NO se puede vincular al tipo WO Z * o PW (capex).
- PM Schedule Maintenance (Z5): Actividades de mantenimiento realizadas con el fin de evitar un mal funcionamiento o avería realizadas de acuerdo con un horario establecido o tiempo de funcionamiento establecido. La Programación (plan de mantenimiento) incluye actividades de mantenimiento sugeridas por el fabricante del equipo, requeridas por ley, actividades preventivas y predictivas.

Tabla 4*Tipos de Aviso*

Tipo de Aviso	Descripción
Z1	PM Request
Z2	PM Failure
Z3	PM Activity Report
Z4	PM Proactive
Z5	PM Schedule Maintenance
ZS	PM NO E-C projects
Z7	PM Safety Request

Nota: Descripción de los tipos de avisos (Elaboración Propia)

Los rangos de números de avisos según el tipo de notificación son:

- Z1 1100000000 – 1199999999
- Z2 1200000000 – 1299999999
- Z3 1300000000 – 1399999999
- Z4 1400000000 – 1499999999
- Z5 1500000000 – 1599999999
- ZS 1600000000 – 1699999999
- Z7 1700000000 – 1799999999

Transacción para avisos de mantenimiento

- IW21 Crear un aviso
- IW22 Modificar un Aviso
- IW23 Visualizar un aviso

Planificación / procesamiento de órdenes de mantenimiento

Procesamiento de órdenes de mantenimiento

Las órdenes PM contienen el tipo de mantenimiento, la programación de las operaciones junto con los componentes de material (desde almacén interno o compra directa), personal interno y / o externo, reportando los costos planeados y reales relacionados. Los costos estimados, planificados y reales se calculan para cada grupo contable, principalmente, materiales reservados o adquiridos, mano de obra interna y servicios externos, intercompañía y otros costos.

El ciclo de vida de Ordenes de mantenimiento está representado por las siguientes fases principales:

- Creación
- Lanzamiento
- Ejecución
- Cierre técnica
- Cierre comercial

Se crean órdenes PM: Se crean órdenes PM:

- Activado directamente por una notificación,
- Manualmente, para actividades urgentes
- Automáticamente por planes de mantenimiento.
- De entradas externas

Tipos de Orden de Mantenimiento

Tipo de Orden de Trabajo es el elemento obligatorio para clasificar qué tipo de actividades de mantenimiento se realizan en el objeto técnico, como mantenimiento preventivo o correctivo, etc. Debajo de la lista del tipo de OT:

Tabla 5

Tipos de Ordenes de Mantenimiento

Tipo de Orden de Mantenimiento	Descripción
M1	Mantenimiento Preventivo
M4	Mantenimiento Correctivo
M5	Otros mantenimientos
PW	Ordenes para Inversión CAPEX
PY	Ordenes para OPEX

Nota: Tipos de Órdenes de Mantenimiento PM (Elaboración Propia)

Tipos de Actividad – PM según Orden de Mantenimiento

El tipo de actividad de MP es una subclasificación del tipo de OT. Es una información relevante desde el punto de vista técnico.

Tabla 6*Tipos de Actividad*

Tipo de	Descripción	Tipo	Description
Orden de		de	
Mantenimiento		Actividad	
M1	Mantenimiento Preventivo	IS	Inspections/predictive control
M1	Mantenimiento Preventivo	LE	Inspections/law controls
M1	Mantenimiento Preventivo	PR	Predictive Maintenance
M1	Mantenimiento Preventivo	SC	Inspections/Schedule Control
M4	Mantenimiento Correctivo	AC	Immediate Activ. from Inspect.
M4	Mantenimiento Correctivo	EV	ExtraOrdinary Events
M5	Otros mantenimientos	AM	No production plant maint
M5	Otros mantenimientos	CC	Heat Transfer
M5	Otros mantenimientos	TM	Tools Maintenance (71)
PW	Ordenes para Inversión CAPEX	NC	New
PY	Ordenes para OPEX	MP	Predictive Maintenance

Nota: Tipos de Actividad según tipo de Orden de Mantenimiento (Elaboración Propia)

A continuación, se describe el rango de números de orden de trabajo:

Tabla 7

Rango de número de Órdenes de Mantenimiento

Tipo de Orden de Mantenimiento	Descripción	Rango	
M1	Schedule Maintenance	210000000000	219999999999
M4	Corrective Maintenance	240000000000	249999999999
M5	Other Maintenance	250000000000	259999999999
M6	Intercompany acti	260000000000	269999999999
PY	Orders for Projects - Ex. OpEx	810000000000	819999999999
PW	Orders for Projects - Inv	820000000000	829999999999

Nota: Elaboración Propia

Transacción para Orden de Mantenimiento

- IW31 Crear Orden de Mantenimiento
- IW32 Modificar Orden de Mantenimiento
- IW33 Visualizar Orden de Mantenimiento

Mantenimiento centrado en confiabilidad – RCM

Conceptos teóricos

Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad de que un sistema produzca la salida correcta, que no es lo mismo que estar disponible. Por lo general, un aumento en la confiabilidad significa una mayor disponibilidad. El MTBF es un buen indicador de confiabilidad a lo largo de la vida útil del activo. (LAFRAIA, 2001)

La confiabilidad de un equipo es expresada a través de la expresión:

$$R = e^{-T/MTBF}$$

Donde:

R: Confiabilidad del equipo

e: constante Neperiana (e=2.303...)

MTBF: Tiempo promedio entre fallas

T: Tiempo

Disponibilidad

La disponibilidad es la probabilidad de que el sistema esté operativo y listo para usarse.

También se puede describir como el tiempo que se espera que funcione un activo. Para calcular la disponibilidad, compare la cantidad de tiempo que un activo estuvo disponible y el tiempo que debería haber estado en funcionamiento.

En un entorno ideal, la disponibilidad de activos sería del 99,999%. En el mundo real, debes apuntar al 90% o más. La disponibilidad también se puede expresar como una proporción directa (es decir, 9/10). De cualquier manera, la disponibilidad es igual al tiempo de operación real dividido por el tiempo de operación programado. Es decir:

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Donde:

MTBF: Tiempo promedio entre fallas.

MTTR: Tiempo promedio para reparar.

Mantenibilidad

Mantenibilidad es la alta capacidad de mantenimiento sugiere un tiempo reducido de reparación. El tiempo de reparación incluye la evacuación, el diagnóstico, el ensamblaje de recursos, la reparación en sí, la inspección y el regreso al servicio (Mesa-Grajales et al., 2006) De manera similar a la confiabilidad, la mantenibilidad puede ser calculada de la siguiente manera:

$$M = 1 - e^{-\mu.T}$$

Donde:

M: Mantenibilidad; T=tiempo

e: constante Neperiana (e=2.303...)

μ : Número total de reparaciones efectuadas

Tiempo Promedio Entre Fallas (MTBF)

El MTBF mide el tiempo previsto que pasa entre una falla previa de un sistema mecánico / eléctrico y la siguiente falla durante el funcionamiento normal. En términos más simples, MTBF le ayuda a predecir cuánto tiempo puede funcionar un activo antes de que ocurra la próxima avería no planificada.

Se calcula:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

Tiempo Promedio Para Reparar (MTTR)

El tiempo medio de reparación (MTTR) se refiere a la cantidad de tiempo necesario para reparar un sistema y restaurar su funcionalidad completa. El MTTR comienza a correr cuando comienzan las reparaciones y continúa hasta que se restablecen las operaciones. Esto incluye el tiempo de reparación, el período de prueba y el regreso a la condición de funcionamiento normal.

Se calcula:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo total de mantenimiento}}{\textit{Número de reparaciones}}$$

Vida Útil

Es el tiempo estimado que puede tener el equipo si cumple correctamente su función y a condiciones estándares por lo cual ha sido creada por sus fabricantes.

Equipo Crítico o Core

Equipo Crítico o core, es aquel equipo que cuando falla, produce una parada total o radical de la producción. En otras palabras, afecta esencialmente el funcionamiento normal del sistema productivo.

Mantenimiento Preventivo

Son actividades de mantenimiento que se realizan de manera periódica o con una frecuencia determinada. También es denominado como “Mantenimiento Planificado” y se realiza antes que suceda una falla o avería.

Mantenimiento Predictivo

Según (Doyle, 2009) define el mantenimiento predictivo: “Consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que esta ocurra. Esta tarea incluye: inspecciones, monitoreo, chequeos, entre otras.

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se realiza cuando esta indisponible el equipo. Esto afecta la productividad y genera altos costos de mantenimiento.

Conceptos Operacionales

Definición de RCM

El mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) es una metodología para elaborar planes de mantenimiento que incluyan todo tipo de mantenimiento (preventivo, predictivo, búsqueda de fallas, etc.) (Society of Automotive Engineers, 2009)

El objetivo es diseñar un programa de mantenimiento preventivo evaluando el mantenimiento de un elemento de acuerdo con causas, fallas y sus consecuencias. Las fallas, los efectos de los modos y el análisis de criticidad (AMEF) es un insumo importante en la confiabilidad. El análisis de mantenimiento centrado.

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad consiste en un análisis de los componentes de un sistema de equipos. El sistema es dividido en una estructura de desglose del trabajo (WBS) para facilitar el análisis. Luego se analiza cada componente, utilizando el AMEF para determinar las formas en que el elemento en particular puede fallar y las consecuencias asociadas. Luego, cada falla se clasifica como tener una consecuencia operativa, de seguridad o económica. Además, se determina que una falla es oculta o identificable al equipo operativo. Según estas categorías, el artículo y su falla asociada pasa a través de un proceso de lógica de decisión que, cuando se aplica correctamente, conducirá al analista a una Tarea de mantenimiento preventivo aplicable y eficaz.

Luego, las tareas se empaquetan para economizar las acciones de mantenimiento. En aquellos casos en los que no se determine ninguna tarea aplicable o efectiva, la lógica de la decisión llevará al analista a la conclusión de que el artículo debe ser rediseñado u operado hasta fallar (mantenimiento correctivo).

Metodología del RCM

Entre los pasos que implica aplicar RCM se detallan:

Antes de aplicar RCM

Recopilar información de los equipos. Elaborar la taxonomía del equipo/sistema Documentar el contexto operativo

Durante el análisis de RCM

Normalizar el análisis de modos y causa de fallas. Categorizar los efectos de falla

Después el análisis de RCM

Implantar el plan de mantenimiento. Lecciones aprendidas. Medir el desempeño mediante indicadores

Las Siete Preguntas Básicas del RCM

Para un correcto uso de la metodología del RCM, éste debe responder a:

- ¿Cuáles son las funcionalidades del activo en el contexto operativo?
- ¿De qué manera puede fallar un equipo al cumplir sus funciones?
- ¿Qué causa cada falla funcional?
- ¿Qué pasa cuando ocurre una falla funcional?
- ¿De qué manera afecta cada falla?
- ¿Qué se debe hacer para predecir o prevenir una falla de un equipo?
- ¿Qué hacer cuando una tarea proactiva no está disponible?

III. Método

Con el propósito de establecer las condiciones de viabilidad, objetividad y validez del presente trabajo de investigación, es necesario delimitar los procedimientos metodológicos que dan respuesta al problema planteado. A continuación, se detalla el diseño metodológico a seguir.

3.1 Tipo de investigación

Este trabajo de investigación es de enfoque cuantitativo, porque es secuencial, probatorio y analiza la realidad objetiva (Hernández, 2014). Con ello se determina:

Tipo de Investigación

Según su propósito, el tipo de investigación es:

- Aplicada, porque está orientada a resolver objetivamente los problemas planteados anteriormente, así como optimizar los procesos de mantenimiento. (Ñaupas-Paitán et al., 2013)

Nivel de Investigación

- Descriptivo, debido a que permite describir la implantación de SAP R/3 PM y optimización de los procesos de mantenimiento.

Diseño de Investigación

- Experimental: porque en el desarrollo del trabajo de investigación se establece el efecto de la variable a manipular.
 - Pre-Experimental: porque el grado de control es mínimo.

3.2 Ámbito temporal y espacial

Ámbito temporal

El desarrollo de la implantación del Módulo SAP PM en la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”, fue llevado a cabo desde el 01 de junio del 2018 hasta el 31 de marzo del 2019, en el transcurso de este tiempo, se iniciaron una serie de toma decisiones que nos permitieron cumplir con la culminación exitosa de la implantación.

Ámbito espacial

La Implantación del Sistema ERP SAP R/3 Módulo PM se desarrolló dentro de la Central Hidroeléctrica “X” y Central Hidroeléctrica “Y”, específicamente en el área de Casa de Máquinas de cada central hidroeléctrica respectivamente.

3.3 Variables

Por ser Experimental, se trata las variables de la siguiente manera (Hernández, 2014):

Variable independiente

“Implantación de SAP Módulo PM (Mantenimiento de Planta) en Centrales Hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Variable dependiente

“Procesos de Mantenimiento”

A continuación, se muestra la Operacionalización de variables:

Tabla 8*Operacionalización de Variable Independiente*

VARIABLE	DENOMINACIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES	INSTRUMENTO	UNIDAD DE MEDIDA
VARIABLE INDEPENDIENTE	X: “Implantación de SAP Módulo PM (Mantenimiento de Planta) en Centrales Hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”	Datos Maestros	% Avance Estrategia Organizacional	- Entrevistas	%
			% Avance Ubicación Técnica	- Observación Directa - Entrevistas	%
			% Avance Equipos	- Observación Directa - Documentación - Entrevistas	%
			% Avance Planes de Mto.	- Observación Directa - Documentación - Entrevistas	%

Nota: Elaboración Propia

Tabla 9

Operacionalización de Variable Dependiente

VARIABLE	DENOMINACIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES	INSTRUMENTOS	UNIDAD DE MEDIDA
VARIABLE DEPENDIENTE	Y: "Procesos de Mantenimiento"	Confiabilidad	MTBF	- Software: SCADA/Excel/SAP PM	Hrs.
		Mantenibilidad	MTTR	- Software: SCADA/Excel/SAP PM	Hrs.
		Disponibilidad	Disponibilidad	- Software: SCADA/Excel/SAP PM	%
		Costos de mantenimiento	Variación Costo real vs presupuestado	- Software: Excel/SAP PM	%
		Plan de mantenimiento	Reporte de ejecución de planes de mantenimiento	- Software: Excel/SAP PM - Documentación - Observación Directa	%

Nota: Elaboración Propia

3.4 Población y muestra

Población

Nuestra población objeto de estudio está compuesto por todas las centrales hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” que estén ubicadas en Lima y Junín, con generación anual media mayor a 500 GWh.

Muestra

El tipo de muestra para este tema de investigación es no probabilístico. Por lo que, la muestra está constituida por los equipos Core dentro de la Casa de Máquinas de la Central Hidroeléctrica “X” (Generación anual media 1158 GWh) y la Central Hidroeléctrica “Y” (Generación anual media 867 GWh).

Unidad de análisis

Procesos y recursos relacionados al mantenimiento de los equipos Core del proceso de generación de energía eléctrica de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

3.5 Instrumentos

Para la recolección de datos, se usaron los siguientes instrumentos que a continuación se muestra para la implantación de SAP PM (Mantenimiento de Planta) R/3:

Materiales

- Lápiz y papel utilizados en las reuniones gerenciales con los ingenieros de mantenimiento.
- Computador con acceso VPN para facilitar la conexión a la base de datos.
- Plantilla de carga de los datos maestros:

Software

- Microsoft Excel 2016
- SAP PM
- SCADA

Observación directa

La principal fuente de información fue el reconocimiento de equipos (características y operatividad) y ubicaciones técnicas de todas las instalaciones dentro de las centrales hidroeléctricas.

Entrevistas

Se realizaron reuniones con la gerencia de mantenimiento y los ingenieros, supervisores y técnicos a fin de tener toda la información necesaria para las ubicaciones técnicas y equipos.

Así mismo, se desarrolló reuniones para realizar RCM para la optimización de los mantenimientos (electro-control y mecánico).

Documentación

Se recopiló información de: Datasheet de fabricantes, planos eléctricos y mecánicos, instructivos/ procedimientos de mantenimiento, históricos de mantenimientos correctivos, informes detallados de los mantenimientos preventivos de los últimos años según frecuencia de actividad, extracción de valores de los equipos como temperatura de los transformadores, temperatura interna del generados, presiones, caudales (obtenidos de SCADA), libros y revistas especializadas en mantenimiento.

3.6 Procedimientos

Los datos obtenidos a través de los instrumentos y técnicas descritas anteriormente, se resumen en la recolección de dato de los siguientes datos maestros:

Estructura organizacional

Se recolectó esta información mediante reuniones gerenciales con los jefes de mantenimiento de cada área y la aprobación respectiva de las codificaciones de las centrales hidroeléctricas, grupo de planificación y puestos de trabajo detallados para las centrales hidroeléctricas.

Centrales Hidroeléctricas

Las codificaciones para las centrales hidroeléctricas se mencionan a continuación:

Tabla 10

Estructura Organizacional - Nivel Centrales Hidroeléctricas

CÓDIGO DE COMPAÑÍA	Centro de Planificación	Centro de Emplazamiento	Tipo
PE12	PEH1	“X”	HYDRO
	PEH2	“Y”	HYDRO

Nota: Elaboración Propia

Grupo de Planificación

Las codificaciones para los grupos de planificación para cada central hidroeléctrica son:

Tabla 11

Estructura Organizacional - Nivel Grupo de Planificación

Descripción Grupo de Planificación	Central “X” PEH1	Central “Y” PEH2
Planificación Mecánica	PHM	PHM
Planificación Eléctrica	PHE	PHE
Planificación Sist. Control	PHS	PHS

Nota: Elaboración Propia

Puestos de Trabajo Externo

Las codificaciones para los puestos de trabajo externo para cada central hidroeléctrica son:

Tabla 12

Estructura Organizacional - Nivel Puestos de Trabajo Externo

Puesto de Trabajo	Central “X” PEH1	Central “Y” PEH2
Mtto. Mecánico (Externo)	E_HUIMEC	E_MATMEC
Mtto. Eléctrico (Externo)	E_HUIELE	E_MATELE
Mtto. Control (Externo)	E_HUICON	E_MATCON
Mtto. Servicios Generales (Externo)	E_HUISEG	E_MATSEG
Mtto. Telecomunicaciones (Externo)	E_HUITEL	E_MATTEL

Nota: Elaboración Propia

Una vez detallado y aprobado la codificación; se realiza la configuración y carga a SAP.

Ubicaciones Técnicas

Se recolectó esta información mediante una observación directa, recorrido y reconocimiento de todas las casas de máquinas de las centrales hidroeléctricas con el fin de identificar todas las áreas. Y posteriormente, poner esta data recolectada al software: Microsoft Excel, para que, mediante una reunión gerencial, pueda ser aprobado.

El recurso hídrico de cada central hidroeléctrica proviene de Tomas y Tazas de captación mediante canales que llegan a embalses para luego mediante la tubería forzada, hacer el ingreso a la Casa de Máquinas. Para hacer el análisis de la recolección de datos, nos enfocaremos en las Casas de Máquinas.

Una vez identificado las ubicaciones técnicas, se realiza el levantamiento de datos para la carga posterior a SAP.

Equipamiento

Con el mismo procedimiento de las ubicaciones técnicas, se hace un reconocimiento de las casas de máquinas de las centrales hidroeléctricas, con el fin de identificar y categorizar adecuadamente los equipos. Y posteriormente, poner esta data recolectada al software: Microsoft Excel, para que, mediante una reunión gerencial, pueda ser aprobado. Una vez reconocido las ubicaciones técnicas, se proceden a identificar los equipos core que comprende las casas de máquinas.

Una vez identificado todos los equipos dentro de la casa de máquinas, se realiza el levantamiento de datos para la carga posterior a SAP.

Mantenimiento

Una vez recolectado la información de los datasheet de fabricantes, planos eléctricos y mecánicos, instructivos/ procedimientos de mantenimiento, históricos de mantenimientos correctivos, informes detallado de los mantenimientos preventivos, extracción de valores de los sensores como temperatura de los transformadores, temperatura interna del generados, presiones, caudales (obtenidos de SCADA), libros y revistas especializadas en mantenimiento; se realiza RCM, un análisis de criticidad de los equipos, se calcula MTTR, MTBF, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los equipos. Así mismo, el análisis de la ejecución del mantenimiento electro-control y mecánico actual.

- a) Para proceder con la aplicación de RCM, se analizarán primero las condiciones en las que están trabajando los equipos, para ello calcularemos MTTR, MTBF, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los equipos del 01/01/2018 al 31/12/2018.

Central Hidroeléctrica X

Se realiza los cálculos con los datos de la Central Hidroeléctrica X (Ver tabla 13)

Tabla 13*Datos operacionales de Central Hidroeléctrica “X” (4 generadores)*

Central “X”												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Tiempo de planta disponible real	650	620	680	680	680	680	650	680	680	650	680	680
Número de averías	8	12	18	13	6	8	10	14	35	39	33	32
Tiempo de inoperatividad	120	105	112.6	92.9	69.52	85.63	96	270.7	352	265	125	186

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Con ello, con las fórmulas descritas se calcula los siguientes indicadores MTTR y MTBF para cada central hidroeléctrica durante todo el periodo 2018 en dos semestres (Ver tabla 14)

Tabla 14

Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “X” 1° Semestre MTTR

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Número de averías	8	12	18	13	6	8
Tiempo de inoperatividad	120	105	112.6	92.9	69.52	85.63

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

- MTTR

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

Enero:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{120}{8}$$

$$MTTR = 15$$

Febrero:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{105}{12}$$

$$MTTR = 8.75$$

Marzo:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{112.6}{18}$$

$$MTTR = 6.26$$

Abril:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{92.9}{13}$$

$$MTTR = 7.15$$

Mayo:

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo real de reparación de avería}}{\text{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{69.52}{6}$$

$$MTTR = 11.59$$

Junio:

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo real de reparación de avería}}{\text{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{85.63}{8}$$

$$MTTR = 10.70$$

Se realiza los cálculos para el segundo semestre:

Tabla 15

Datos Extraídos Central Hidroeléctrica "X" 2° Semestre MTTR

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Número de averías	10	14	35	39	33	32
Tiempo de inoperatividad	96	270.7	352	265	125	186

Nota: Elaboración Propia

Julio:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{96}{10}$$

$$MTTR = 9.6$$

Agosto:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{270.7}{14}$$

$$MTTR = 19.34$$

Setiembre:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{352}{35}$$

$$MTTR = 10.06$$

Octubre:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{265}{39}$$

$$MTTR = 6.79$$

Noviembre:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{125}{33}$$

$$MTTR = 3.79$$

Diciembre:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{186}{32}$$

$$MTTR = 5.81$$

- MTBF

$$MTBF = \frac{\textit{T tiempo total disponible} - \textit{T tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

Tabla 16*Datos Extraídos Central Hidroeléctrica "X" 1° Semestre MTBF*

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tiempo de planta disponible real	650	620	680	680	680	680
Número de averías	8	12	18	13	6	8
Tiempo de inoperatividad	120	105	112.6	92.9	69.52	85.63

Nota: Elaboración Propia

Enero:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{650 - 120}{8}$$

$$MTBF = 66.25$$

Febrero:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{620 - 105}{12}$$

$$MTBF = 42.91$$

Marzo:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 112.6}{18}$$

$$MTBF = 31.52$$

Abril:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 92.9}{13}$$

$$MTBF = 45.16$$

Mayo:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 69.52}{6}$$

$$MTBF = 101.75$$

Junio:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 85.63}{8}$$

$$MTBF = 74.30$$

Continuaremos con el cálculo de MTBF del 2° semestre:

Tabla 17

Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica "X"

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible real	650	680	680	650	680	680
Número de averías	10	14	35	39	33	32
Tiempo de inoperatividad	96	270.7	352	265	125	186

Nota: Elaboración Propia

Julio:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{650 - 96}{10}$$

$$MTBF = 55.4$$

Agosto:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 270.7}{14}$$

$$MTBF = 29.24$$

Setiembre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 352}{35}$$

$$MTBF = 9.37$$

Octubre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{650 - 265}{39}$$

$$MTBF = 9.87$$

Noviembre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 125}{33}$$

$$MTBF = 16.82$$

Diciembre:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{680 - 186}{32}$$

$$MTBF = 15.44$$

- Disponibilidad

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Tabla 18

Disponibilidad Enero - Abril 2018 Central Hidroeléctrica "X"

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
MTTR	15.00	8.75	6.26	7.15
MTBF	66.25	42.91	31.52	45.16
DISPONIBILIDAD	81.54%	83.06%	83.44%	86.34%

Nota: Elaboración Propia

Tabla 19

Disponibilidad Mayo - Agosto 2018 Central Hidroeléctrica "X"

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
MTTR	11.59	10.70	9.60	19.34
MTBF	101.75	74.30	55.40	29.24
DISPONIBILIDAD	89.78%	87.41%	85.23%	60.19%

Nota: Elaboración Propia

Tabla 20*Disponibilidad Setiembre - Diciembre 2018 Central Hidroeléctrica "X"*

	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MTTR	10.06	6.79	3.79	5.81
MTBF	9.37	9.87	16.82	15.44
DISPONIBILIDAD	48.24%	59.23%	81.62%	72.65%

*Nota: Elaboración Propia****Central Hidroeléctrica "Y"***

Se realiza los cálculos con los datos de la Central Hidroeléctrica "Y" (Ver tabla 21)

Tabla 21*Datos operacionales de Central Hidroeléctrica “Y” (2 generadores)*

	Central “Y”											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Tiempo de planta disponible real	655	605	655	695	675	655	650	650	710	675	655	720
Número de averías	9	11	16	9	27	21	13	9	15	8	12	17
Tiempo de inoperatividad	156	195	188	105	201	178	125	105	95	115	96	155

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Con ello, con las fórmulas descritas se calcula los siguientes indicadores MTTR y MTBF para cada central hidroeléctrica durante todo el periodo 2018 en dos semestres (Ver tabla 22)

Tabla 22

Datos Extraídos Central Hidroeléctrica “Y” 1° Semestre MTTR

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Número de averías	9	11	16	9	27	21
Tiempo de inoperatividad	156	195	188	105	201	178

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

- MTTR

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo real de reparación de avería}}{\text{Número de averías}}$$

Enero:

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo real de reparación de avería}}{\text{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{156}{9}$$

$$MTTR = 17.33$$

Febrero:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{195}{11}$$

$$MTTR = 17.73$$

Marzo:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{188}{16}$$

$$MTTR = 11.75$$

Abril:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{105}{9}$$

$$MTTR = 11.67$$

Mayo:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{201}{27}$$

$$MTTR = 7.44$$

Junio:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{178}{21}$$

$$MTTR = 8.48$$

Se realiza los cálculos para el segundo semestre:

Tabla 23

Datos Extraídos Central Hidroeléctrica "Y" 2º Semestre MTTR

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Número de averías	13	9	15	8	12	17
Tiempo de inoperatividad	125	105	95	115	96	155

Nota: Elaboración Propia

Julio:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{125}{13}$$

$$MTTR = 9.62$$

Agosto:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{105}{9}$$

$$MTTR = 11.67$$

Setiembre:

$$MTTR = \frac{\textit{T tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{95}{15}$$

$$MTTR = 6.33$$

Octubre:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{115}{8}$$

$$MTTR = 14.38$$

Noviembre:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{96}{12}$$

$$MTTR = 8$$

Diciembre:

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo real de reparación de avería}}{\textit{Número de averías}}$$

$$MTTR = \frac{155}{17}$$

$$MTTR = 9.12$$

- MTBF

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

Tabla 24*Datos Extraídos Central Hidroeléctrica "Y" 1° Semestre MTBF*

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tiempo de planta disponible real	655	605	655	695	675	655
Número de averías	9	11	16	9	27	21
Tiempo de inoperatividad	156	195	188	105	201	178

Nota: Elaboración Propia

Enero:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{655 - 156}{9}$$

$$MTBF = 55.44$$

Febrero:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{605 - 195}{11}$$

$$MTBF = 37.27$$

Marzo:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{655 - 188}{16}$$

$$MTBF = 29.19$$

Abril:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{695 - 105}{9}$$

$$MTBF = 65.56$$

Mayo:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{675 - 201}{27}$$

$$MTBF = 17.56$$

Junio:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{655 - 178}{21}$$

$$MTBF = 22.71$$

Continuaremos con el cálculo de MTBF del 2° semestre:

Tabla 25*Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica "Y"*

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible real	650	650	710	675	655	720
Número de averías	13	9	15	8	12	17
Tiempo de inoperatividad	125	105	95	115	96	155

Nota: Elaboración Propia

Julio:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{650 - 125}{13}$$

$$MTBF = 40.38$$

Agosto:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total disponible} - \text{Tiempo de inactividad}}{\text{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{650 - 105}{9}$$

$$MTBF = 60.56$$

Setiembre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{710 - 95}{15}$$

$$MTBF = 41$$

Octubre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{675 - 115}{8}$$

$$MTBF = 70$$

Noviembre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{655 - 96}{12}$$

$$MTBF = 46.58$$

Diciembre:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo de inactividad}}{\textit{Número de paradas}}$$

$$MTBF = \frac{720 - 155}{17}$$

$$MTBF = 33.24$$

- Disponibilidad

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Tabla 26

Disponibilidad Enero - Abril 2018 Central Hidroeléctrica "Y"

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
MTTR	17.33	17.73	11.75	11.67
MTBF	55.44	37.27	29.19	65.56
DISPONIBILIDAD	76.18%	67.77%	71.30%	84.89%

Nota: Elaboración Propia

Tabla 27

Disponibilidad Mayo - Agosto 2018 Central Hidroeléctrica "Y"

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
MTTR	7.44	8.48	9.62	11.67
MTBF	17.56	22.71	40.38	60.56
DISPONIBILIDAD	70.22%	72.82%	80.77%	83.85%

Nota: Elaboración Propia

Tabla 28*Disponibilidad Setiembre - Diciembre 2018 Central Hidroeléctrica “Y”*

	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MTTR	6.33	14.38	8.00	9.12
MTBF	41.00	70.00	46.58	33.24
DISPONIBILIDAD	86.62%	82.96%	85.34%	78.47%

Nota: Elaboración Propia

b) Obtención de históricos de fallas y mantenimientos correctivos durante 2018.

Con los datos obtenidos, primero identificamos las horas de indisponibilidad en cada central hidroeléctrica correspondiente a cada grupo generador.

Tabla 29*Tiempo de indisponibilidad por grupo generador de central*

Unidades generadoras	C.H. “X”	C.H. “Y”
Grupo 1	571.4 h	1008.86 h
Grupo 2	537.55 h	724.28 h
Grupo 3	365.36 h	X
Grupo 4	412.75 h	X

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Una vez identificado los valores de la tabla 29, procederemos a obtener la información referente a las fallas prevalentes que indisponen las centrales hidroeléctricas por número de frecuencia.

- Central Hidroeléctrica de “X”

Tabla 30

10 primeras indisponibilidades con mayores horas inoperativas – Central Hidroeléctrica “X”

Fallas	Horas Indisponibles
Disparo del grupo por bajo nivel de aceite del acumulador.	407.7
Falla de Acoplamiento Flexible de la Excitatriz	27.25
Falla a la apertura de válvula rectilínea	17.56
Bajo nivel de aceite del RRVV.	16.8
Cierre intempestivo de la Válvula Cabecera	16.23
Disparo general, Dispositivo de sobre velocidad turbina, actuado. Válvula mariposa, cerrado	14.33
Matto. Correctivo: Por presencia de agua en cárter del RRVV.	11.73
Reparación rajadura cuchara N° 7 de 40mm.	10.36
Reparación de filos de ataque	9.35
Reparación rajadura cuchara N° 5 de 20mm.	9.25

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Tabla 31*Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica "X" - horas inoperativas*

Fallas	Horas Indisponibles
Atención anormalidad 10186457, rajadura cuchara 15, 23 mm.	9.2167
Dimensionamiento de eje en zona de cojinete. Mbo eléctrico	7.93
Reparación filos de ataque	7.75
Cambio de bomba de aceite fase "v" lado "a"	6.25
Avería de componentes hidráulicos por indicios de rajaduras en los rodets.	4.81
Desconectado por trip con 62.5 MW por falla grave en regulador de velocidad. G4	4.26
Fallo G3 Inspección hidráulica. Mbo	4.21
Ampliación de mantenimiento en celda 220 kv de parte de empresa conelsur	3.47
Durante el proceso de arranque, la unidad toma velocidad de embalsamiento	3.27
Avería circuito de excitación de la máquina, se bloqueó. G2	2.9
Enfriamiento para control de reparación de rajaduras en rodete.	2.77
Falla de la programación del PLC (sistema de Telemando Central y Ventana 6)	1.8
Rajadura rodets	4.87
Desconectado por trip con 62.5 MW por falla grave regulador de velocidad. G3	4.26
Falla G2 Inspección hidráulica. Mbo	4.21
Ampliación de mantenimiento en celda 220 kv de parte de empresa conelsur	3.41
Durante el proceso de arranque, la unidad toma velocidad de embalsamiento	3.26
Falla circuito de excitación de la máquina, se bloqueó G1	2.9
Enfriamiento para control de reparación de rajaduras en rodete.	2.71

Mtto. correctivo, fuga de agua por tubo de engrase inductor 3A	1.38
Extensión de cambio de intercambiador de calor alternador	1.03
Demora en limpieza bobinados alternador.	1
Seccionador lado barra 220 KV solo cierra un 40%.	0.88
Falla PLC del regulador de Velocidad REIVAX, causa en investigación.	0.7
TRIP de la programación del PLC (sistema de Telemando Central y Ventana 6) por especialista luego del TRIP	0.6
Parada controlada por alarma de tierra rotor debido a condensación de agua por laberinto tapa de turbina LOE.	0.53
TRIP por causas que se encuentran en investigación.	0.16

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

- Central Hidroeléctrica de “Y”

A continuación, se detallarán las 10 primeras indisponibilidades con mayores horas de planta parada. (Tabla N°32) y las restantes fallas/averías.

Tabla 32

10 primeras indisponibilidades con mayores horas inoperativas – Central Hidroeléctrica “Y”

Fallas	Horas Indisponibles
Desconexión intempestiva de G2.	145
Falla grave PUH Nivel bajo del acumulador.	32.78
Desconexión intempestiva por RRVV.	11.9

Forma intempestiva (Trip), por actuación de Protección Corriente Cojinete LOE	10.5
Desconexión intempestiva con apertura de los interruptores por actuación de relé principal maxima corriente.	9.15
Se encuentra e informa alarmas en panel de SCI	7.25
Grupo 2 F/S, por actuación de Protección Corriente Cojinete LE. Con apertura de Interruptor principal.	6.85
Sale el Grupo 01 en forma intempestiva (TRIP), por actuación de Sensor de temperatura Cojinete LE.	6.56
Centrifugado aceite RV, cambio de filtros, pruebas de cierre y apertura de agujas por trabamiento	6.16
Trip por actuación de sensor de temperatura cojinete LE.	5.95

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Tabla 33

Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica “Y” - horas inoperativas

Fallas	Horas Indisponibles
Prolongación de trabajos en patio de llaves de llaves CL-2007 SE “Y” a cargo de CONELSUR	5.28
Trip por cierre de válvula mariposa.	5.08
Pérdida de agua por falta de hermeticidad de compuerta de presa n°2 debido a presencia de objeto.	5.02

Revisión de válvula de mariposa de cabecera.	4.98
Bajo nivel PXulmon, se desvió todo el caudal al río a las 20:20h	4.8
Fuera de servicio por alta concentración Compuerta 1 > 4 gr/lit,	3.23
Problemas en el control de posición de agujas de la turbina.	3.15
Desconexión intempestiva de la línea 2007, por descarga atmosférica	2.95
Mant. Cola, reparación de compuerta en toma Moyopampa.	2.95
TRIP por falla en la línea L-2007.	2.2
Cambio medidor electrónico - ion	2.03
TRIP por falla en línea L-2007.	1.92
Ampliación de atención de avisos	1.78
Problemas de control en la posición de las agujas de los inyectores.	1.4
Por mantenimiento correctivo en transformador U principal - relé protección	1.13
Por mantenimiento correctivo en transformador V principal - relé protección.	1.13
TRIP por corriente cojinete del G2, causa se encuentra en investigación. No hubo rechazo de carga en el SEIN.	0.95
Ampliación por atención de avisos.	0.93
Falla instalación de puente con la l-2003 con l-2009 (en puente con l-2007)	0.5
Falla puente de l-2002 con l-2009 (en puente con l-2007).	0.5

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Para que, con un análisis de éstos datos, poder estructurar los mantenimientos tanto electro-control, como los mantenimientos mecánicos. Y posteriormente, sean colocados al software Excel y aprobados en una reunión gerencial.

3.7 Análisis de Datos

Se considera dentro del diseño experimental: Diseño Longitudinal Panel: mismas muestras medidas en tiempos distintos (Antes – Después de Implantación de SAP PM)

- a) Análisis de: “*Para proceder con la aplicación de RCM, se analizarán primero las condiciones en las que están trabajando los equipos, para ello calcularemos MTTR, MTBF, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los equipos del 01/01/2018 al 31/12/2018.*”

Con los datos obtenidos:

- Central Hidroeléctrica “X”

Cálculo MTTR

Tabla 34

Cálculo de MTTR I Semestre Central Hidroeléctrica “X”

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Número de averías	8	12	18	13	6	8
Tiempo de inoperatividad	120	105	112.6	92.9	69.52	85.63
MTTR	15	8.75	6.25	7.14	11.58	10.70

Nota: Elaboración propia.

En el primer semestre para la Central Hidroeléctrica “X”, podemos observar que el tiempo de reparación máximo es de 11.58 horas. Esto nos simboliza que no estamos aprovechando correctamente nuestros recursos.

Tabla 35

Cálculo de MTTR II Semestre Central Hidroeléctrica “X”

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Número de averías	10	14	35	39	33	32
Tiempo de inoperatividad	96	270.7	352	265	125	186
MTTR	9.6	19.33	10.06	6.79	3.78	5.8125

Nota: Elaboración Propia

De igual manera, podemos observar que para el 2° semestre se ha elevado el máximo de tiempo de reparación a 19.33h. Si calculamos la pérdida de la empresa en la producción anual en MW y su valorización; tendríamos:

Dato: La central hidroeléctrica tiene como producción 270 MW /h (mensual) y el tiempo de inactividad anual fue de 1880.35 h. Por lo que:

$$\text{Pérdida de producción} = 270 \frac{\text{MW}}{\text{h}} \times 62.78\text{h}$$

$$\text{Pérdida de producción} = 16950.6 \text{ MW}$$

Sabemos que cada MW esta valorizada en 50 USD; por lo tanto:

$$\text{Valorización de pérdida anual} = 16950.6 \text{ MW} \times 50 \text{ USD}$$

Valorización de pérdida anual = 847'530 USD

Cálculo MTBF

Tabla 36

Cálculo de MTBF I Semestre Central Hidroeléctrica "X"

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tiempo de planta disponible real	650	680	680	680	680	680
Número de averías	8	12	18	13	6	8
Tiempo de inoperatividad	120	105	112.6	92.9	69.52	85.63
MTBF	66.25	42.91	31.52	45.16	101.74	74.29

Nota: Elaboración Propia

Tabla 37

Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica "X"

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible real	650	680	680	650	680	680
Número de averías	10	14	35	39	33	32
Tiempo de inoperatividad	96	270.7	352	265	125	186
MTBF	55.4	29.23	9.37	9.87	16.82	15.44

Nota: Elaboración Propia

Referente a los resultados del MTBF; se observa que no se brinda la confiabilidad de que la central no falle o no presente averías, esto se observa en el mes de setiembre que es 9.37 h que el equipo funciona hasta que se presente una avería.

Disponibilidad

Con los datos obtenidos; se calcula la disponibilidad anual promedio de la Central Hidroeléctrica “X”: **76.56%**

- Central Hidroeléctrica “Y”

Cálculo MTTR

Tabla 38

Cálculo de MTTR I Semestre Central Hidroeléctrica “Y”

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Número de averías	9	11	16	9	27	21
Tiempo de inoperatividad	156	195	188	105	201	178
MTTR	17.33	17.73	11.75	11.67	7.44	8.48

*Nota:*Elaboración Propia

En el primer semestre para la Central Hidroeléctrica “Y”, podemos observar que el tiempo de reparación máximo es de 17.73 horas. Esto nos simboliza que no estamos aprovechando correctamente nuestros recursos al igual que la Central Hidroeléctrica “X”.

Tabla 39

Cálculo de MTTR II Semestre Central Hidroeléctrica “Y”

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Número de averías	13	9	15	8	12	17
Tiempo de inoperatividad	125	105	95	115	96	155
MTTR	9.62	11.67	6.33	14.38	8.00	9.12

Nota: Elaboración Propia

De igual manera, podemos observar que para el 2° semestre se ha elevado el máximo de tiempo de reparación a 14.28h.

Si calculamos la pérdida de la empresa en la producción anual en MW y su valorización; tendríamos:

Dato: La central hidroeléctrica “Y” tiene como producción 140 MW /h (mensual) y el tiempo de inactividad anual fue de 1714 h. Por lo que:

$$\text{Pérdida de producción} = 140 \frac{\text{MW}}{\text{h}} \times 57.13$$

$$\text{Pérdida de producción} = 7998.2 \text{ MW}$$

Sabemos que cada MW esta valorizada en 50 USD; por lo tanto:

Valorización de pérdida anual = 7998.2 MW x 50 USD

Valorización de pérdida anual = 399'910 USD

Cálculo MTBF

Tabla 40

Cálculo de MTBF I Semestre Central Hidroeléctrica "Y"

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tiempo de planta disponible real	655	605	655	695	675	655
Número de averías	9	11	16	9	27	21
Tiempo de inoperatividad	156	195	188	105	201	178
MTBF	55.44	37.27	29.19	65.56	17.56	22.71

Nota: Elaboración Propia

Tabla 41

Cálculo de MTBF II Semestre Central Hidroeléctrica "Y"

	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tiempo de planta disponible real	650	650	710	675	655	720
Número de averías	13	9	15	8	12	17
Tiempo de inoperatividad	125	105	95	115	96	155
MTBF	40.38	60.56	41.00	70.00	46.58	33.24

Nota: Elaboración Propia

Referente a los resultados del MTBF; se observa que no se brinda la confiabilidad de que la central no falle o no presente averías, esto se observa en el mes de mayo que es 17.56 h que el equipo funciona hasta que se presente una avería. Si bien, es mayor al de la Central Hidroeléctrica “X”, aun representa un problema.

Disponibilidad

Con los datos obtenidos; se calcula la disponibilidad anual promedio de la Central Hidroeléctrica “Y”: **78.43%**

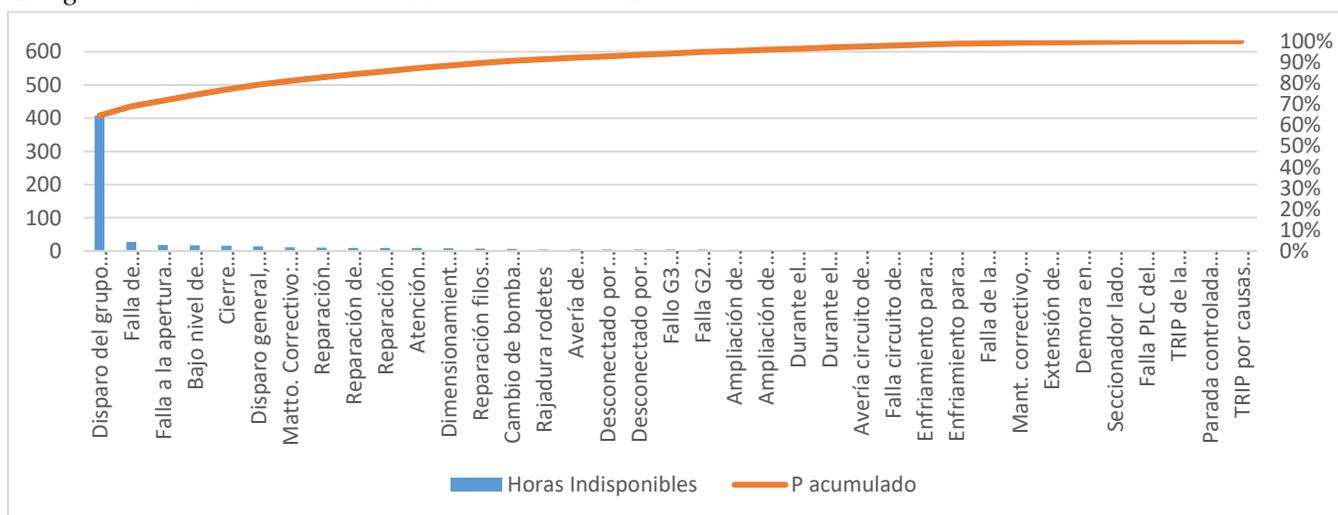
- b) Con los datos obtenidos de: “*Obtención de históricos de fallas y mantenimientos correctivos durante 2018*” Se realiza el análisis según el diagrama de Pareto: que nos indica para éste caso, que siempre el 20% de los equipos (fallas) genera el 80% de indisponibilidad en la central.

Diagrama de Pareto

- Central Hidroeléctrica “X”

Figura 7

Diagrama de Pareto - Central Hidroeléctrica “X”



Nota: La figura representa cual es el 20% de fallas que ocasionó el 80% de indisponibilidades.

Con lo obtenido; podemos decir entonces que el 20% de las fallas que generaron el 80% de la indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica “X” es (Ver Tabla N°42):

Tabla 42

20% de fallas que genera 80% indisponibilidad - Central Hidroeléctrica “X”

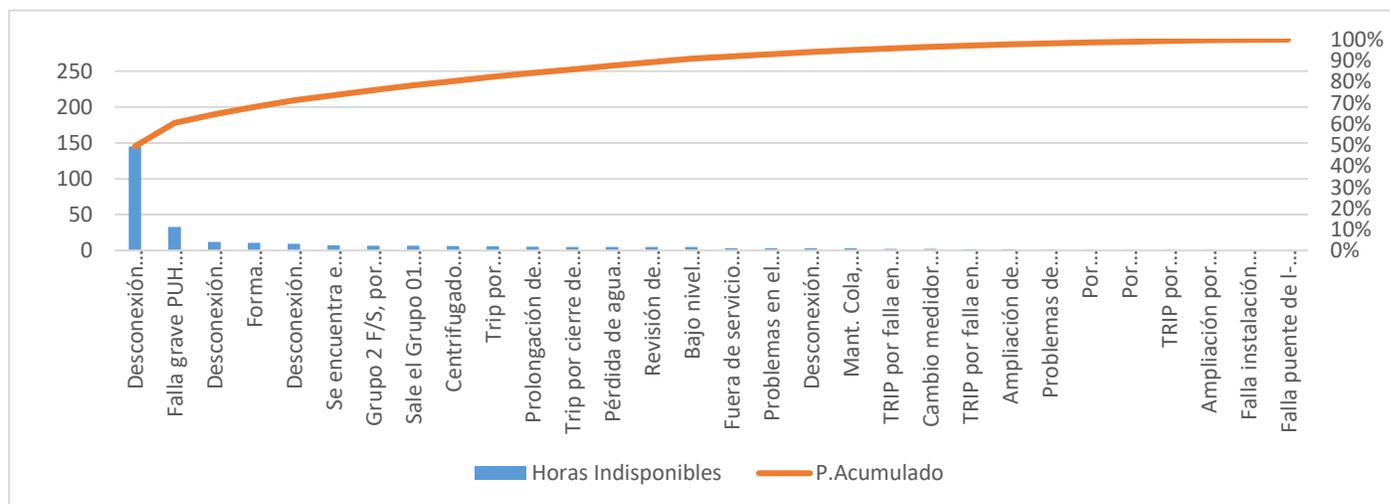
Fallas	Horas Indisponibles	P acumulado
Disparo del grupo por bajo nivel de aceite del acumulador.	407.7	65%
Falla de Acoplamiento Flexible de la Excitatriz	27.25	69%
Falla a la apertura de válvula rectilínea	17.56	72%
Bajo nivel de aceite del RRVV.	16.8	74%
Matto. Correctivo: Por presencia de agua en cárter del RRVV.	11.73	81%

Nota: Elaboración Propia

- Central Hidroeléctrica “Y”

Figura 8

Diagrama de Pareto - Central Hidroeléctrica “Y”



Nota: La figura muestra la cantidad de fallas y su impacto en la CC-HH-

Con lo obtenido; podemos decir entonces que el 20% de las fallas que generaron el 80% de la indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica “X” es (Ver Tabla N°43):

Tabla 43

20% de fallas que genera 80% indisponibilidad - Central Hidroeléctrica “Y”

Fallas	Horas Indisponibles	P. Acumulado
Desconexión intempestiva de G2.	145	49%
Falla grave PUH Nivel bajo del acumulador.	32.78	60%
Desconexión intempestiva por RRVV.	11.9	65%
Forma intempestiva (Trip), por actuación de Protección Corriente Cojinete LOE	10.5	68%
Desconexión intempestiva con apertura de los interruptores por actuación de relé principal máxima corriente.	9.15	71%
Se encuentra e informa alarmas en panel de SCI	7.25	74%
Grupo 2 F/S, por actuación de Protección Corriente Cojinete LE. Con apertura de Interruptor principal.	6.85	76%
Sale el Grupo 01 en forma intempestiva (TRIP), por actuación de Sensor de temperatura Cojinete LE.	6.56	78%
Centrifugado aceite RV, cambio de filtros, pruebas de cierre y apertura de agujas por trabamiento	6.16	80%

Nota: Elaboración Propia

Con ello, podemos enfocarnos en éstos 20% y realizar su análisis de causa – raíz.

Análisis de causa raíz

- Central Hidroeléctrica “X”
- Central Hidroeléctrica “Y”

Tabla 44*Análisis Causa Raíz - Central Hidroeléctrica "X"*

Grupo/Instalación	Falla	Causa Básica de la Falla	Acciones Correctivas
G3	Disparo del grupo por bajo nivel de aceite del acumulador.	Falla de contacto 3-4 del contactor P8 HEB (304.74.1) que predispone el mando al contactor de fuerza	"Inspección de reguladores de velocidad y tensión G3 Revisión de la falta de tensión alterna en el circuito de fuerza del sistema oleohidráulico G3 Detección y reparación de mal contacto en bornes 3-4 del contactor 304.74.1 SSAA G3 Giro en prueba con máquina excitada y en vacío. Entrega de la unidad como disponible "
G2	Falla de Acoplamiento Flexible de la Excitatriz	Dificultad de inspección por ser un componente rotativo.	"Cambio de acoplamiento flexible excitatriz Control de vibraciones y temperaturas en acoplamiento flexible y cojinetes excitatriz"
G1	Falla a la apertura de válvula rectilínea	Válvula rectilínea no apertura normalmente (100%), Se identifica que válvula E.50 se encuentra con eje inclinado (posición normal: vertical), no está dando pase fluido para actuación completa.	"Limpieza de regulador de válvula sobrepresión. Mantenimiento válvula de mando de la válvula rectilínea (Se logró apertura de la válvula). Apertura de la válvula. Centrifugado y limpieza de filtros Carter de aceite. "
G1	Bajo nivel de aceite del RRVV.	Seguimiento inoportuno de equipamiento clave del sistema del regulador de velocidad	"Inspección visual del sensor de nivel y pruebas en conjunto con operación y Mantenimiento Mecánico. Verificación del PT100. Se probó la alarma y disparo por temperatura aceite en el tanque. Offset a la señal de nivel. hasta realizar el cambio de sensor. Control de actuación de protección del acumulador, alarma y disparo. Todo OK"

G2	Cierre intempestivo de la Válvula Cabecera	<p>"Condición sub estándar: Desgaste y envejecimiento de equipos de control (Fines de carrera).</p> <p>Acto subestimar: No verificación de operación de la Señalización de alarma de 6 Grados en forma oportuna, 2 días antes en el sistema Scada"</p>	<p>"Pruebas del automatismo de la cámara de válvulas Forzado de apertura de válvula "</p>
G4	Disparo general, Dispositivo de sobre velocidad turbina, actuado. Válvula mariposa, cerrado	Actuación indebida de la protección de tubería forzada por probable impacto de cuerpo extraño en la paleta del dispositivo de sobre velocidad.	<p>"Reposición de sistema de protección de válvula mariposa Bloqueo de accionamiento de la Válvula Mariposa Verificación visual de accionamiento del dispositivo de sobre velocidad con 25 MW"</p>
G3	Matto. Correctivo: Por presencia de agua en cárter del RRVV.	El desgaste de elementos producto de la RPF	<p>Retiro de aceite del cárter. Prueba del sistema de refrigeración aceite para descartar pérdidas de agua. Control de pérdidas de agua en tuberías testigos de introductor. Se repone aceite en cárter para realizar maniobras en introductores y válvulas esféricas. Se coloca válvulas esféricas en posición aguas arriba. Queda listo para iniciar desmontaje.</p>

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

Tabla 45*Análisis Causa Raíz - Central Hidroeléctrica "Y"*

Grupo/Instalación	Falla	Causa Básica de la Falla	Acciones Correctivas
G2	Desconexión intempestiva de G2.	"Falta de conocimiento Adiestramiento actualizado deficiente. Ingeniería inadecuada. Evaluación inadecuada de la condición operacional. (Falta de limitadores de la regulación de Tensión terminal de la maquina)."	"Revisión de circuitos eléctricos, alarmas y señales Extracción de datos Scada RRTT y relés de protección Reseteo de bloqueos Normalización y verificación del estado del RRTT "
G1	Falla grave PUH Nivel bajo del acumulador.	Mal contacto en las conexiones del interruptor ALIMENTACION SS.AA. BOMBAS REGULADOR DE VELOCIDAD MANDO 220VDC, produciendo falla en la alimentación de las bombas del regulador de velocidad	"Revisión del contactor principal de alimentación alterna servicios auxiliares de las bombas de aceite se encontraron paradas, Se detectó falla en el interior del interruptor automático de alimentación de tensión continua AC Pruebas al equipo LOBATO de conmutación de tensión de servicios auxiliares y propios "
G1	Desconexión intempestiva por RRVV.	Desprendimiento del vástago del transmisor de nivel aceite del carter RRVV por montaje defectuoso.	Verificación del sensor de nivel de aceite G3 y aplicación de un pegamento para evitar el desprendimiento del vástago del cabezal del transductor. Hacer lo mismo resto grupos. (Aplicable a todo el proyecto).

G2	Forma intempestiva (Trip), por actuación de Protección Corriente Cojinete LOE	Bajo asilamiento debido a la presencia de polvo y tapa estriada cercana a Cojinete modificado en el proyecto no tenía la holgura de separación al cojinete y la capa aislante en la parte modificada	<p>Limpieza de base de cojinete, revisión del aislamiento de bridas de tuberías de refrigeración, etc.</p> <p>Retiro de dos planchas estriadas para eliminar rebabas y adecuar mejor a base cojinete. Arranque de la unidad generadora verificando parámetros asociados a la protección. Desbloqueo de Interface hombre Maquina (HMI) del regulador de Velocidad G2</p>
G1	Desconexión intempestiva con apertura de los interruptores por actuación de relé principal máxima corriente.	Mal contacto del circuito de medida de tensión fase T del tablero de protección.	<p>"Inspección de equipos Revisión oscilografías Realización de mediciones Ajustes de bornes panel de protecciones"</p>
G2	Se encuentra e informa alarmas en panel de SCI	SCI de Unidad G2, se encontró cabezales de activación de botellas.	<p>Implementar el procedimiento de trabajos en SCI, bloqueo y/o etiquetado con tarjeta rayada: Válvulas de descarga y cabezales de activación.</p>
G2	Grupo 2 F/S, por actuación de Protección Corriente Cojinete LE. Con apertura de Interruptor principal.	Contacto directo perno o cobertor.	<p>"Inspección, luego de limpieza de base cojinetes y mediciones se elimina la corriente de cojinetes.</p> <p>Luego de revisión de la unidad hidráulica, se verifica que la bomba de respaldo del sistema hidráulico se retarda en ingresar. Se efectúa pruebas de apertura y cierre en las agujas y deflector verificando su correcto funcionamiento.</p> <p>"</p>

G1	Sale el Grupo 01 en forma intempestiva (TRIP), por actuación de Sensor de temperatura Cojinete LE.	"Falta de conocimiento. Orientación deficiente sobre la atención de equipos (sensor), en servicio sin las coordinaciones con la jefatura inmediata y el mantenimiento "	"Revisión sensores temperatura cojinete lado excitatriz. Intercambio posición sensores y ajuste de bornes. Evaluación estado de cojinete lado excitatriz Pruebas con carga G1 hasta estabilizar temperaturas "
Central	Centrifugado aceite RV, cambio de filtros, pruebas de cierre y apertura de agujas por trabamiento	Por desgaste de componentes mecánicos del inyector por las exigencias de regulación actual	"Pruebas de maniobra apertura y cierre de Introdutores. Centrifugado de aceite Carter regulador. Engrase de Introdutores"

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

Una vez analizado las fallas importantes; se procede a elaborar el Plan de Mantenimiento Optimizado y la carga al sistema SAP.

IV. Resultados

Una vez implantado SAP PM (Mantenimiento de Planta); todos los datos obtenidos y analizados (estructura organizacional, ubicaciones técnicas, equipamiento y planes de mantenimiento) se analiza los resultados obtenidos en el periodo 2019 de cada central hidroeléctrica:

- Ubicaciones técnicas
- Equipamiento
- MTTR, verificar si el tiempo medio de reparación ha reducido
- MTBF, el tiempo entre fallas aumentó
- Disponibilidad; calcular las pérdidas de producción anual

Así mismo, se analizará la frecuencia de fallas que indispone a las centrales hidroeléctricas. Y para finalizar, se realizará un cálculo de Costo – Beneficio del trabajo de investigación

Análisis de implantación SAP PM

Estructura organizacional

Tener una estructuración y codificación adecuada para la identificación de las centrales hidroeléctricas, grupos de planificación y puestos de trabajo; facilita la rapidez al ingresar información al sistema.

Por ello, las reuniones realizadas para la aprobación de las mismas; se concluyó que es óptimo en tiempo, usar esta nueva estructuración y codificación.

Ubicaciones técnicas

Se logró categorizar correctamente las ubicaciones de las centrales hidroeléctricas; desde la toma / captación del recurso hídrico desde los embalses que son llevados mediante canales y tubería forzada a la casa de máquinas. Una vez ingresando de las compuertas a las tuberías forzadas; el agua es ingresada a una válvula esférica, de bola según sea el diseño de la casa de máquina. La función principal de esta válvula es como protección del ingreso del agua ya sea al hacer mantenimiento a los generados, o inspección a la tubería forzada.

Al ingresar el agua por la válvula, ésta es inyectada a los alabes de la turbina mediante el inyector; generando así energía mecánica. Que es aprovechada por el generador para que genere energía eléctrica, salida en 3 fases directo a cada transformador principal: “Fase U”, “Fase V”, “Fase W”. Y de estos transformadores, a líneas de transmisión.

Concluimos, que la categorización codificación correcta aporta un solo lenguaje de comunicación e identificación entre los interesados, pero, sobre todo, ayuda a una correcta localización e identificación rápida de una falla o avería para la atención rápida de la misma.

Equipamiento

Una vez identificado los equipos de las centrales hidroeléctricas (ubicación del equipo; última intervención de mantenimiento, estado actual del equipo, observaciones de mejora); proporciona tener mejor mapeado del estado de salud de los equipos, así como también tener planes de acción dependiendo sea el caso si se trata de un equipo core (afecta a la producción o en caso falle, indisponer a la central y posee un alto costo de reposición) o un equipo no core (no afecta a la producción o disponibilidad de la central y son de menor costo de reposición)

Mantenimiento

- Análisis de mantenimiento electro-control y mecánico.

Los mantenimientos han sido optimizados en tiempo (horas hombre) y cantidad de personal; a continuación, se mostrará tablas comparativas tanto del mantenimiento electro-control y el mantenimiento mecánico.

- Mantenimiento Electro-control

Tabla 46

Optimización de Mantenimiento Electro-control anual

Central Hidroeléctrica	Horas Hombre		Cantidad de técnicos	
	2018	2019	2018	2019
CC.HH. "X"	5939	5132	2598	2134
CC.HH. "Y"	2636	2235	1323	958

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

- Mantenimiento Mecánico

Tabla 47

Optimización de Mantenimiento mecánico anual

Central Hidroeléctrica	Horas Hombre		Cantidad de técnicos	
	2018	2019	2018	2019
CC.HH. "X"	614	601	291	254
CC.HH. "Y"	324	312	171	142

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

Podemos observar, que:

- Referente al mantenimiento electro-control de la Central Hidroeléctrica de “X” se optimizó los tiempos (horas hombre) en 14% y cantidad de personal en un 18%.
- Referente al mantenimiento electro-control de la Central Hidroeléctrica de “Y” se optimizó los tiempos (horas hombre) en 13% y cantidad de personal en un 27%.
- Referente al mantenimiento mecánico de la Central Hidroeléctrica de “X” se optimizó los tiempos (horas hombre) en 2% y cantidad de personal en un 2.8%.
- Referente al mantenimiento mecánico de la Central Hidroeléctrica de “Y” se optimizó los tiempos (horas hombre) en 3.8% y cantidad de personal en un 7%.

Si bien, se llegó a optimizar los mantenimientos en las centrales hidroeléctricas; comprobaremos que tan eficiente fue este proceso; para ello los indicadores MTTR, MTBF y disponibilidad; son fundamentales. Por lo que, analizaremos el periodo 2019.

- MTTR

Tabla 48

Comparativo MTTR 2018 vs 2019

Central Hidroeléctrica	MTTR	
	2018	2019
CC.HH. “X”	9.56 h	3.65 h
CC.HH. “Y”	11.13	6.5 h

Nota: Fuente: “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”

Se observa que el tiempo de reparación promedio ha disminuido en su tercera parte (CC.HH. “X”) y casi en la mitad para la Central Hidroeléctrica de “Y”.

- MTBF

Tabla 49*Comparativo MTBF 2018 vs 2019*

Central Hidroeléctrica	MTBF	
	2018	2019
CC.HH. "X"	41.5 h	132 h
CC.HH. "Y"	43.29 h	128.2 h

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

Observamos, que el tiempo entre falla promedio para el 2019 ha aumentado; garantizando confiabilidad en la operación de la central.

- Disponibilidad

Tabla 50*Comparativo Disponibilidad 2018 vs 2019*

Central Hidroeléctrica	Disponibilidad	
	2018	2019
CC.HH. "X"	76.56%	96.2 %
CC.HH. "Y"	78.43%	97.6%

Nota: Fuente: "Empresa Generadora de Energía Eléctrica"

En el caso de la disponibilidad de central, se observa que ha aumentado notoriamente para ambas centrales hidroeléctricas en un 19% aproximadamente.

Análisis de costos de mantenimiento

En 2019 al reducir los tiempos de reparación, al estar más disponible las centrales hidroeléctricas; este costo de pérdidas de producción para el 2019 vs 2018 responde a:

Tabla 51

Valorización de Pérdida de producción 2018 vs 2019

Central Hidroeléctrica	Pérdida producción (USD)	
	2018	2019
CC.HH. "X"	847,530 USD	553,080 USD
CC. HH. "Y"	399,910 USD	215,480 USD

Nota: Fuente: Elaboración Propia

- HH anual optimizado

Al reducir la cantidad de HH anual del mantenimiento electro-control y mecánico, se produce un ahorro en el costo de mantenimiento:

- CC. "X" se optimiza un total de 820h
- CC. HH. "Y" se optimiza un total de 413h

El costo estimado de un técnico en Centrales Hidroeléctricas por día de 8h es aproximado S/.

110.00 soles. Por lo que se optimiza en el año 2019 S/. 135,630 (Ver Tabla N° 52):

Tabla 52*Costo por HH optimizadas*

Central Hidroeléctrica	Horas optimizadas	Costo/día 8h	Costo ahorrado
	2019		
CC.HH. “X”	820 h	S/. 110	S/. 90,200
CC. HH. “Y”	413 h	S/. 110	S/. 45,430
Total	1233 h		S/. 135,630

Nota: Fuente: Elaboración Propia

El cambio de moneda al 12/02/2021 de dólar a soles es de \$3,59 soles. Por lo que, el costo de HH optimizadas es de 37,779.94 USD.

- HH de Indisponibilidad optimizadas

Al reducir la cantidad de mantenimientos y optimizar los tiempos, se redujo el tiempo de indisponibilidades programadas.:

o Central Hidroeléctrica “X” (270MW)

En 2018, se registró 750h de indisponibilidades programadas; mientras que en 2019 se redujo a 350h, por lo que hay una optimización de 400h. Como se mencionó, cada MWh está costada en 50 USD. Con esto, se obtiene una ganancia anual de 20,000 USD.

o Central Hidroeléctrica “Y” (140MW)

En 2018, se registró 760h de indisponibilidades programadas; mientras que en 2019 se redujo a 420h, por lo que hay una optimización de 340h. Como se mencionó, cada MWh está costada en 50 USD. Con esto, se obtiene una ganancia anual de 17,000 USD.

Análisis beneficio – costo del trabajo de investigación

Para realizar el cálculo de la Implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta) en Centrales Hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica”; se debe de hacer un análisis de las ganancias con la inversión del presente trabajo.

En la tabla 53, se puede demostrar que con la Implantación de SAP R/3 Módulo PM (Mantenimiento de Planta), se logró en el 2019 (año después de la implantación) obtener un beneficio anual de 553,659.94 USD.

Tabla 53

Análisis de Beneficio Anual 2019

Beneficio	Monto USD
Disminución anual de costos por pérdida de producción 2019	478,880
Optimización de HH de mantenimiento Electro-Control	37,779.94
Optimización de HH de indisponibilidades programadas	37,000
Total	553,659.94

Nota: Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla N°54, se observa que el costo de inversión es de \$ 183,400.000 que incluye Licencia y configuración SAP R/3 PM (\$100,000.000); Recurso Humano (3 personas por un periodo de 15 meses de duración de proyecto ascienden a \$80,000.000) y el costo de Capacitación y Entrenamiento (3 visitas a cada central hidroeléctrica ascienden a \$3,400.000).

Tabla 54*Análisis de Costo Anual 2019*

Costo	Monto USD
Licencia y configuración SAP PM	100,000,000
Recurso Humano	80,000.000
Capacitación y Entrenamiento	3,400
Total	183,400

Nota: Elaboración Propia

A continuación, se procede a estimar la ratio B/C (Beneficio / Costo) de la Implantación de SAP R/3 PM (Mantenimiento de Planta); con el fin de analizar si el presente trabajo es económicamente aceptable. El cálculo de esta ratio es de la división del monto del VAN y el costo de inversión.

$$B/C = \frac{341,511.87 \text{ USD}}{183,400 \text{ USD}}$$

$$B/C = 1.86$$

Se observa entonces, que el valor obtenido es de 1.86; lo cual al ser mayor a 1, confirma la viabilidad del trabajo y se demuestra entonces, que es económicamente aceptable. Teniendo en cuenta, que, por cada 1 USD invertido en el proyecto, la ganancia es de 0.86 USD.

Viabilidad del trabajo de investigación

Para demostrar que éste trabajo de investigación es viable, se procede a calcular: VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

Para el cálculo de VAN y TIR, se indica que el plazo es de 12 meses; por lo que se trabajará con una Tasa de Interés Mensual y Flujo Mensual. Así mismo, como se detalló en la Tabla 54, el costo de inversión es de \$ 183,400.000 (Licencia y configuración SAP R/3 PM, Recurso Humano y el costo de Capacitación y Entrenamiento).

Para ello, consideraremos los siguientes datos:

Tabla 55

Datos para cálculo VAN y TIR

Dato	Valor
Inversión	\$ 183,400
Plazo	12 meses
Flujo Anual	\$ 553, 659.94
Flujo Mensual	\$ 46,138.3283
Tasa de Interés Anual	10%
Tasa de Interés Mensual	0.83%

Nota: Elaboración Propia

- Cálculo de VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno)

Para determinar si los valores de VAN y TIR sean los óptimos, debemos tener las siguientes consideraciones:

- Si el valor de VAN es positivo entonces, el trabajo de investigación es RENTABLE.
- Si el valor de TIR es mayor a la tasa de interés mensual entonces, el trabajo de investigación es competitivo).

Ver Tabla N°56: Cálculo VAN -TIR

Tabla 56*Cálculo VAN - TIR*

Meses	Flujo Efectivo Neto (FEN)	$(1 + T\%)^n$	$FEN/(1 + T\%)^n$	VAN	TIR
0	-\$183,400.00		-\$183,400.00		
1	\$46,138.33	1.01	\$45,758.53	-\$137,641.47	-74.84%
2	\$46,138.33	1.02	\$45,381.86	-\$92,259.60	-35.71%
3	\$46,138.33	1.03	\$45,008.29	-\$47,251.31	-12.85%
4	\$46,138.33	1.03	\$44,637.80	-\$2,613.51	0.25%
5	\$46,138.33	1.04	\$44,270.36	\$41,656.85	8.17%
6	\$46,138.33	1.05	\$43,905.94	\$85,562.78	13.20%
7	\$46,138.33	1.06	\$43,544.52	\$129,107.30	16.54%
8	\$46,138.33	1.07	\$43,186.07	\$172,293.38	18.83%
9	\$46,138.33	1.08	\$42,830.58	\$215,123.95	20.44%
10	\$46,138.33	1.09	\$42,478.01	\$257,601.97	21.60%
11	\$46,138.33	1.10	\$42,128.35	\$299,730.31	22.45%
12	\$46,138.33	1.10	\$41,781.56	\$341,511.87	23.07%

Nota: Elaboración Propia

Con ello, se concluye:

- VAN: \$341,511.87 (es positivo, por lo que el trabajo es rentable).
- TIR: 23.07% (es mayor a la tasa de interés mensual, por lo que el trabajo es competitivo).
- Así mismo, se observa que hasta el cuarto mes se recupera la inversión y desde el cuarto mes, es ganancia.

V. Discusión de resultados

En SAP, el módulo PM- Mantenimiento de Planta, necesita un estudio sistemático realizados por expertos para ayudar a implantar quien debe saber el mapeo empresarial práctico detallado en SAP PM junto con su integración con los otros módulos relacionados como MM, FI y CO a fondo. Así mismo, tener los conocimientos de ingeniería para abordar los alcances y profundizar los análisis y cálculos de los mantenimientos eléctrico, control o instrumentación y mecánico.

Entre los beneficios directos e indirectos obtenidos tenemos:

- Directos

- Se reduce el esfuerzo involucrado en el objeto de mantenimiento.
- El proceso de mantenimiento se simplifica.
- Se reducen los costos de mantenimiento.
- Reducción del tiempo de inactividad de la planta y averías inesperadas del equipo
- Vida útil prolongada de los activos mediante mantenimiento preventivo

- Indirectos

- Control mejorado sobre el mantenimiento preventivo, planificado y no planificado.
- Mejora la disponibilidad y la velocidad de los informes.
- Se mejora la eficiencia de los recursos.
- Se pueden realizar análisis de averías de máquinas y análisis de costes y conectar los equipos core con el software SAP

Se rescata los antecedentes de las investigaciones y se determina que guardan relación según los resultados de ésta investigación.

VI. Conclusiones

- Se logró optimizar los procesos de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas de la “Empresa Generadora de Energía Eléctrica” con la implantación de SAP R/3 PM (Módulo de Planta), del cual se obtuvo una reducción de indisponibilidades programadas en la Central Hidroeléctrica “X” de 400h y en la Central Hidroeléctrica “Y” de 340h; una oportuna intervención de los mantenimientos electro-control y mecánico y una adecuada ejecución del mantenimiento.
- Se logró categorizar los equipos y sus ubicaciones técnicas óptimamente mediante la implantación de SAP R/3 PM del cual se obtuvo una correcta localización e identificación rápida de una falla o avería para la atención rápida de la misma, como también tener un control del estado de salud de los equipos core, así como también tener planes de acción dependiendo sea el caso si se trata de un equipo core o un equipo no core. Reduciendo así el tiempo promedio de reparación en 5.27h y aumentando la operación del equipo entre fallas a 87.71h.
- Se logró optimizar los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas mediante la implantación de SAP R/3 PM con la metodología RCM.; reduciendo la cantidad de HH en un promedio de 8.2% y un aumento en disponibilidad de las centrales hidroeléctricas en un 19% aproximadamente.
- Se logró mejorar el control de los costos de mantenimiento mediante la implantación de SAP R/3 PM teniendo como resultado la optimización de HH en el año 2019 de 37,779.94 USD. Así mismo, hubo una disminución anual de costos por pérdida de producción 2019 de 478,880 USD.

VII. Recomendaciones

De acuerdo a las conclusiones establecidas, se detallan las siguientes recomendaciones.

- Emplear el sistema propuesto: SAP PM como sistema de mantenimiento, ya que con este sistema se logrará optimizar los procesos de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas.
- Realizar un recorrido cada 2 años para actualizar información de ubicaciones técnicas de los equipos nuevos o repuestos, para continuar con el tiempo de atención rápida de los mantenimientos. Hacer una revisión de los equipos de manera anual para continuar con el análisis de su estado de salud de los equipos Core.
- Controlar estrictamente KPI mensual desde SAP PM, RCM cada 3 años para evaluar el estado del equipo y analizar sus históricos de mantenimiento correctivo, ya que con esto se podrá reducir las HH y aumentar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.
- Cumplir con los mantenimientos preventivos y predictivos de los equipos generadores, para evitar una falla o inoperatividad. Analizar causas y raíz de los mantenimientos correctivos, para implementar mejoras.

V.III Referencias

Bruyn y Balleza (2014). *Introduction to ABAP Programming for SAP. SAP R/3 ABAP/4 Computer Program Language*. Boston, US.

Campos-López et al. (2019). Obtenido de Instituto Politécnico Nacional:

<https://www.redalyc.org/jatsRepo/614/61458265006/html/index.html>

Cvsoft IT Academy. (s.f.). *SAP PM ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO*. Obtenido de

[http://cvsoft.com/glosario-sap/sap-pm/estrategia-de-mantenimiento-](http://cvsoft.com/glosario-sap/sap-pm/estrategia-de-mantenimiento-3399.html#:~:text=Una%20estrategia%20de%20mantenimiento%20contiene,que%20influyan%20en%20la%20programaci%C3%B3n)

[3399.html#:~:text=Una%20estrategia%20de%20mantenimiento%20contiene,que%20influyan%20en%20la%20programaci%C3%B3n](http://cvsoft.com/glosario-sap/sap-pm/estrategia-de-mantenimiento-3399.html#:~:text=Una%20estrategia%20de%20mantenimiento%20contiene,que%20influyan%20en%20la%20programaci%C3%B3n).

Doyle (2009). *Justification for the next generation of maintenance modelling techniques*

Palgrave Macmillan.

Enel (2020). :”EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA”: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CRECIO 5.1% EN 2019. *Empresa Segura*, 1-2.

Espinoza (2016). *Implantación del Sistema SAP en la Gestión de Procesos Presupuestales en una Organización Peruana*. Lima.

González (2013). *Implantación ERP SAP R/3*. España.

Hernández (2014). *Metodología de la Investigación*. Mexico D.F.: McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES.

Hoke y Craig (2009). *Maximización de planta de mantenimiento con SAP*. Galileo Press.

Itsystems (2018). *Itsystems*. Obtenido de <https://itsystems.pe/blog/gestion-de-materiales-en-sap-mm/>

Lafraia (2001). Manual de confiabilidade, Manutenibilidade e disponibilidade. . Qualitymark.

Leandro (2006). *Mantenimiento su implementación y Gestión*.

Mesa (2006). LA CONFIABILIDAD, LA DISPONIBILIDAD Y LA MANTENIBILIDAD, DISCIPLINAS MODERNAS APLICADAS AL MANTENIMIENTO. Dialnet.

Mesa-Grajales et al. (s.f.). LA CONFIABILIDAD, LA DISPONIBILIDAD Y LA MANTENIBILIDAD, DISCIPLINAS. En D. H. MESA GRAJALES, Y. ORTIZ SÁNCHEZ, y M. PINZÓN. Scientia et Technica.

Mokashi (2002). *A study of reliability-centred maintenance in maritime operations*. Marine Policy.

Moubray (1997). *Reliability-centered maintenance*. New York: Industrial Press.

Núñez (2016). *RCM PARA OPTIMIZAR LA DISPONIBILIDAD DE LOS TRACTORES D8T EN LA EMPRESA ARUNTANI*.

Ñaupas-Paitan (2013). *Metodología de la Investigación Cuantitativa, Cualitativa y Redacción de la Tesis*. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

Okuma y García (2016). *Desarrollo de procedimientos para la ejecución del módulo de Planificación de Mantenimiento en el sistema SAP para la empresa Perfilamos del Cauca S.A*. Lima.

Peeters (2009). Early MRP Systems at Royal Philips Electronics in the 1960s and 1970s. En *IEEE Annals of the History of Computing*.

Press (2016). *SAP PRESS*. Obtenido de https://www.sap-press.com/sap-plant-maintenance-a-project-team-guide_4311/

- Prysmian Group (2016). *Prysmian Group 2016*. Obtenido de <http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/about/index.html>
- Riascos y García (2018). *Mantenimiento mayor y parada de planta soportada en el módulo PM de SAP*.
- SAP PS i3S. (2016). *i3S*. Obtenido de <https://www.i3s.es/estrategias/sap-plm-product-lifecycle-management/sap-ps>
- (Silva P. y Silva M., 2008). Sistemas de planificación de recursos empresariales utilizados en el estado Bolívar. *Scielo*, 49-54.
- Society of Automotive Engineers (2009). *Evaluation criteria for reliability-centered maintenance (RCM)*. : Warrendale.
- Van (2006). *Successful Implementation of Enterprise Resource Planning: A study on "success" on The Basis of Implementation Strategies*. USA.
- Vargas (2017). *Implementación de la taxonomía de equipos para los activos de instrumentación y control (I-C) en el módulo PM de SAP*. Bucaramanga.
- Worster (2012). Maximizing Return on Investment Using ERP Applications. En *Management information systems. Business planning Hoboken*.