

Optimización De Los Planes De Mantenimiento Dentro De La Gestión De Activos

Carlos Mario Peláez Hoyos – Carlos.pelaez@edeq.com.co
 Sebastián Herrera Aristizábal – Sebastian.herrera@edeq.com.co
 Armenia Quindío – Empresa de Energía del Quindío

Resumen:

Determinar la alineación de los planes de mantenimiento con los objetivos de gestión de activos permite cuantificar el impacto de los planes de mantenimiento en la consecución de las metas de las organizacionales, por lo que dentro del proceso de implementación de un sistema de gestión de activos en la empresa de energía del Quindío “EDEQ”, fue considerado como un reto que se desarrolló y logró a través de la metodología PMO “Optimización de los Planes de Mantenimiento”. Trayendo consigo una serie de lecciones aprendidas y la consecución de unas metas económicas importantes para la compañía.

Optimización de los Planes de Mantenimiento

La aplicación de la metodología trajo consigo una serie de pasos que se debieron surtir con el fin de tener el plan de mantenimiento optimizado para una subestación de EDEQ, los pasos que se aplicaron fueron:

Pasos del Plan de Mantenimiento Optimizado

1.1.	TAREAS PRELIMINARES.....	1
1.1.1.	Reconocimiento del Negocio.....	1
1.1.2.	Información de la Subestación y de los activos que la conforma	2
1.1.3.	Conformación del grupo de análisis para la aplicación de la metodología	3
1.2.1	Recopilación de tareas actuales	4

1.2.2	Análisis funcional (opcional).....	4
1.2.3	Análisis de modos de falla y efectos FMEA	5
1.2.4	Evaluación de consecuencias.....	5
1.2.5	Definición de las tareas de mantenimiento	5
1.2.6	Revisión y agrupación	6
2	DOCUMENTOS DE REFERENCIA . ¡Error! Marcador no definido.	

1.1. TAREAS PRELIMINARES

1.1.1. Reconocimiento del Negocio

El negocio al cual se le aplicó la metodología fue el de distribución de energía en EDEQ, el cual cuenta con 12 Subestaciones de transformación, 68 circuitos de 13,2 kV y 77 equipos que nos permiten la automatización de la red, esta metodología como primer ejercicio se aplicó a una de las 12 Subestaciones.

1.1.1.1. Estructura actual para la gestión de mantenimiento

Se identificaron los siguientes aspectos

- Estructura administrativa del equipo de mantenimiento de Subestaciones y Control Medida y Protección, los actuales responsables del mantenimiento de la Subestación

- Distribución de las funciones de planeación, programación y ejecución de mantenimiento.

1.1.1.2. Estrategia de cobertura de tareas de mantenimiento a los activos

Se identificó:

- Cuántos grupos de ejecución de mantenimiento existen y cuántas personas los conforman.
- Los servicios tercerizados y su alcance.
- La logística requerida para desarrollar las actividades de mantenimiento de la Subestación.

1.1.1.3. Estrategia de la cadena de suministro

Se identificó:

- La estrategia de almacenamiento de los repuestos de los equipos de Subestación
- Identificación de la estrategia de adquisición de repuestos, locales e importados, y los convenios asociados.

1.1.1.4. Frecuencias parametrizadas en el ERP "Enterprise Resource Planning" para tareas de mantenimiento

Se identificó las frecuencias estandarizadas de las actuales tareas de mantenimiento y de qué manera las tenía organizada.

1.1.1.5. Herramientas de trabajo disponibles

Se identificó:

- Las herramientas que emplea la organización para el desarrollo de las actividades de mantenimiento.

- Las herramientas especiales con las que cuenta.

1.1.2. Información de la Subestación y de los activos que la conforma

1.1.2.1. Contexto operacional

La subestación objeto de análisis fue construida en el año 1977 con el objeto de prestar los servicios de energía a los clientes de la zona norte del departamento. La subestación es tipo convencional y tiene una configuración de barra sencilla en 2 niveles de tensión: NT3 y NT2. Para 33 kV cuenta con 3 bahías de líneas: Regivit, Tebaida y Quimbaya, y una bahía de transformador: Transformador 12/14 MVA, para 13.2 kV Cuenta con un interruptor general, 6 salidas de circuito en celdas MetalClad, una celda para el circuito de servicios auxiliares de la subestación

Asociado a ello se definió la manera general y secuencia de cómo se interviene los activos de la subestación, con el fin de determinar cómo se operan los activos he identificar los parámetros de funcionamiento de ellos.

1.1.2.2. Taxonomía de activos de la Subestación.

Por grupo empresarial EPM se tiene una taxonomía definida, para la subestación quedó de la siguiente manera hasta nivel de taxonomía 4, se anexa la taxonomía hasta nivel 7 en los anexos.

Tabla I. Taxonomía

Empresa	Categoría De Negocio	Instalación	Planta / Unidad
EDEQ	Distribución	S/E	BAHIA TRANSFORMADOR
EDEQ	Distribución	S/E	BAHIAS 33 KV
EDEQ	Distribución	S/E	BARRAJE 33 KV
EDEQ	Distribución	S/E	BARRAJES 13,2 kV
EDEQ	Distribución	S/E	CABLES DE POTENCIA AISLADO 13,2 KV
EDEQ	Distribución	S/E	CABLES DE POTENCIA AISLADO 33 KV
EDEQ	Distribución	S/E	CELDAS 13,2 kV
EDEQ	Distribución	S/E	COMPENSACIÓN CAPACITIVA 13,2 KV
EDEQ	Distribución	S/E	MODULO COMÚN
EDEQ	Distribución	S/E	SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
EDEQ	Distribución	S/E	TRANSFORMADOR TR2

1.1.2.3. Información general de la instalación y los activos

Se recolectó la mayor cantidad de información y documentación técnica disponible acerca de los activos objeto del plan:

- Esquemas de distribución de la subestación, diagramas de proceso, diagramas unifilares.
- Manuales de operación y mantenimiento suministrados por los fabricantes
- Parámetros de operación (Corrientes de Corto Circuito, Nivel de aislamiento, etc)
- Planes e instructivos de mantenimiento actuales
- Listado de repuestos por equipo y su costo

Realizando esta revisión se detectó que la subestación tenía un histórico de fallas desde el 2012 con un nivel de detalle no muy alto, que no permitió definir con precisión lo que se ha presentado en la subestación, por lo que fue necesario recurrir a la memoria del personal técnico.

Además se identificó que no se contaba con ningún FMEA “Failure Mode Analysis and

Effects”, ni tampoco ningún RCM “Reliability Centred Maintenance”, lo que proyectaba un gran trabajo por hacer y un gran cierre de brechas por realizar.

1.1.3. Conformación del grupo de análisis para la aplicación de la metodología

Para la aplicación de la metodología PMO se conformó un grupo multidisciplinario encargado de desarrollar cada una de las etapas que comprende la metodología, el grupo lo conformaron un Líder de la Metodología, responsable de liderar la aplicación para el desarrollo del plan de mantenimiento optimizado y el personal técnico con experiencia y conocimiento sobre los activos de la subestación.

El equipo multidisciplinario que participó en las sesiones fue de alrededor de 12 personas y la cantidad de horas hombre que se utilizaron para tener el producto terminado fue de alrededor de 550 Horas- Hombre

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para la aplicación de la metodología se aplicó el flujo en la imagen presentada en la Fig. 1, es importante resaltar que el desarrollo de las sesiones de trabajo se realizó a través de una Plantilla en EXCEL, para el registro de planes de mantenimiento, desarrollada por el grupo empresarial EPM. Herramienta que permitió de manera sistemática orientar el análisis y optimización las tareas de mantenimiento de cada uno de los activos, con base en la metodología PMO.

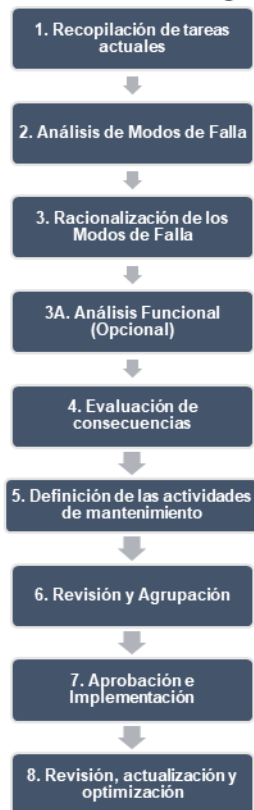


Fig. 1. Pasos de la metodología PMO

1.2.1 Recopilación de tareas actuales

Después de surtir los pasos anteriores se recopilaban las tareas de mantenimiento que se ejecutaban actualmente en el momento del análisis sobre los activos de la Subestación, es importante notar que algunas tareas no estaban formalizadas en el ERP, por lo que se extrajeron de instructivos de mantenimiento, y de las apreciaciones emitidas por el personal técnico conocedor que conformó el grupo de análisis.

La descripción de cada tarea contuvo las siguientes características: actividad (detalle), duración, frecuencia, grupo ejecutor (especialidad), cantidad de personas.

En la siguiente imagen se muestran las 745 actividades que tiene el plan de mantenimiento

actual, clasificadas en una estrategia de ejecución.

Estrategia del Plan de Mantenimiento Actual		Activos
Búsqueda De Fallas		13
Inspección		304
Monitoreo de Condición		181
Reacondicionamiento Cíclico		243
Sustitución Cíclica		4
Total, general		745

1.2.2 Análisis funcional (opcional)

Como el plan de mantenimiento actual no contaba con la aplicación de ningún RCM, la aplicación de la metodología debió de iniciarse con el análisis funcional para los 21 activos tipo que tiene la subestación, definiendo la funcional principal para activo, la definición de sus componentes mantenibles y la función de cada uno de ellos, de allí se definió 258 modos de falla para los activos de la subestación.

En la siguiente tabla se muestran los activos en total que tiene la subestación y los modos de falla definidos para ellos.

Tabla II. Activos y Modos de Falla Analizados

Activos Analizados	236
Modos de Falla	258

En la siguiente tabla se muestra los modos de falla cargados a cada uno de los activos de las subestaciones.

Tabla III. Modos de Falla por Activos de la S/E

Etiquetas de fila	Modo Falla
BANCO DE BATERIAS	16,0
BARRAJE	5,0
BARRAJE 13,2 KV	7,0
CARGADOR DE BATERIA	13,0
CELDA	22,0
CELDA METALCLAD	42,0
CONDENSADOR	16,0
DPS	30,0
GPS	1,0
IED	60,0
INTERRUPTOR	278,0
PATIO	7,0
RTU	3,0
SECCIONADOR	98,0
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	2,0
TABLERO	148,0
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	92,0
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	49,0
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	45,0
TRANSFORMADOR SA	13,0
TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA	6,0
Total, general	953,0

1.2.3 Análisis de modos de falla y efectos FMEA

Identificados los modos de falla se describieron y evaluaron los efectos de la materialización de esos modos de falla con las siguientes variables: Costo Mano de Obra, Costo Logístico Correctivo, Costo Original del Activo, Costo de Baja Anticipada de Activos, Costo de Repuestos, Costo Servicios, Escenario Costos de energía no servida, Tiempo promedio entre fallas (MTBF),

posteriormente se proyectó el costo de la Tarea Correctiva a 10 Años y 1 Año.

1.2.4 Evaluación de consecuencias

Posteriormente se definieron los efectos de cada modo de falla de los activos analizados, si la falla es oculta o evidente y así determinar si la consecuencia en caso de que se presentarse trae consigo una consecuencia: operacional, ambiental, en la seguridad o no operacional.

1.2.5 Definición de las tareas de mantenimiento

La definición de las tareas de mantenimiento se realizó bajo el diagrama de decisión PMO que se muestra en las figuras ----, el cual determina las tareas de mantenimiento, es importante resaltar que la definición se enfoca en el manejo de las consecuencias de la falla del activo y no en el activo en sí mismo. Por lo que se tienen las siguientes premisas:

- Si la tarea de mantenimiento obedecía a alguna estrategia, política, normatividad o regulación, interna o externa a EDEQ, entonces era necesario establecer la tarea sin considerar que esta resultara costo-efectiva o no.
- Si un modo de falla tenía consecuencias en la seguridad de las personas o para el medio ambiente, se definió una tarea para el manejo de la falla, sin considerar la costo-efectividad o no, este paso es de vital importancia para alinear el plan de mantenimiento optimizado a la política del sistema de gestión de activos que actualmente tiene EDEQ.
- Después de pasar por las dos premisas anteriores, se trata de definir la costo-efectividad de las tareas, comparando la valoración de los efectos de la materialización de los modos de falla con

respecto al costo de realizar la tarea preventiva, determinando su costo efectividad, en caso de que suceda así, se trata de optimizar la tarea modificando su alcance, duración o frecuencia.

- Las tareas que no fuesen costo efectivas después de tratar de ser optimizadas se descartaban.

Se muestran los diagramas de decisión de manera más detallada:

Para una Tarea Actual

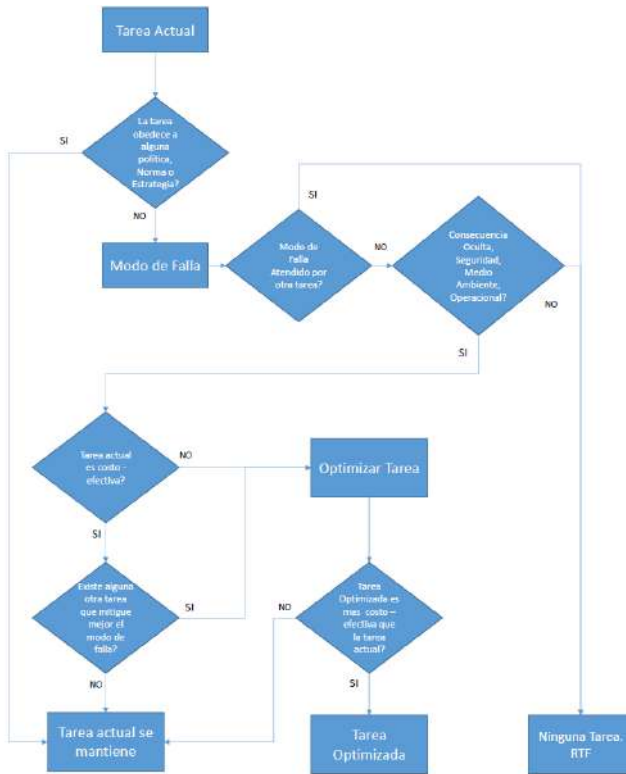


Figura 2. Diagrama de decisión Tarea Actual

Para una Tarea Propuesta

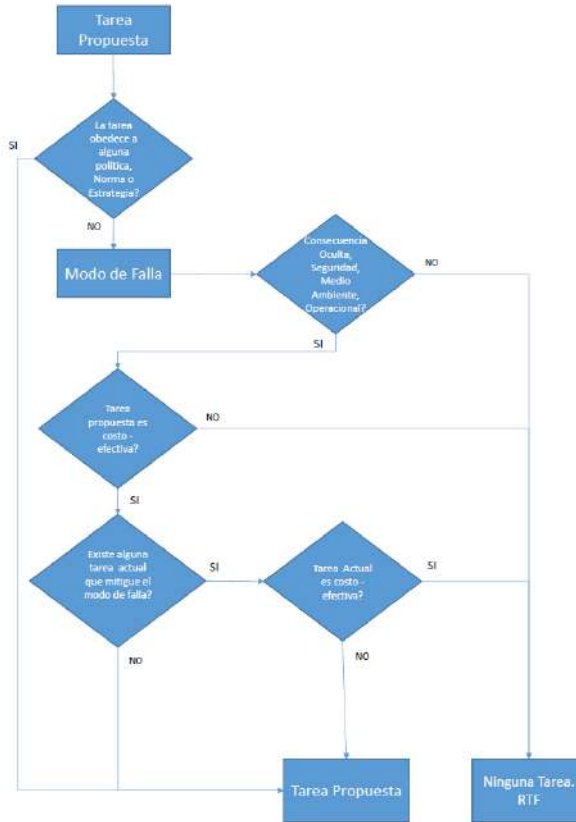


Figura 3. Diagrama de decisión Tarea Propuesta

1.2.6 Revisión y agrupación

Definidas ya las tareas, se precisó el método más efectivo para atender el plan de mantenimiento de la subestación, teniendo en cuenta las limitantes de operación, de tipo logístico, de recursos, y de administración entre otros.

Se muestran en las siguientes graficas los resultados del plan de mantenimiento optimizado:

Tabla IV. Resumen de Evaluación

Etiquetas de fila	Tarea PMO
Tarea Actual Eliminada	14
Tarea Nueva	213
Tarea Optimizada	223
Tarea se Mantiene	499
Total, general	949

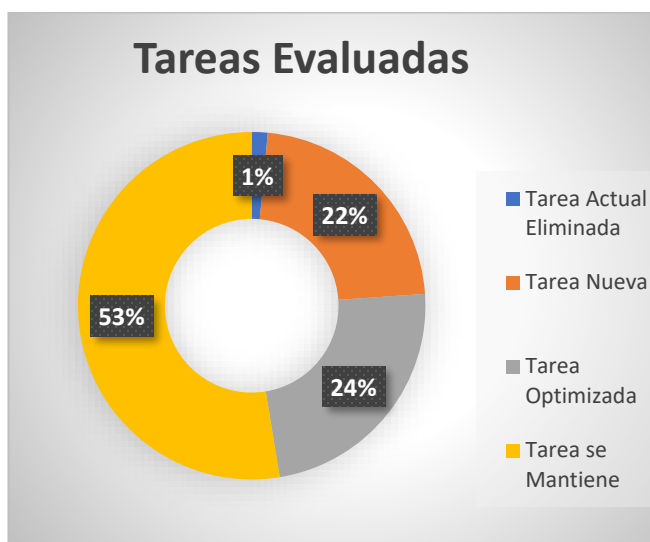


Figura 5. Resultado de Evaluación

Se comparan las horas del plan de mantenimiento actual PMA con el plan de mantenimiento optimizado PMO

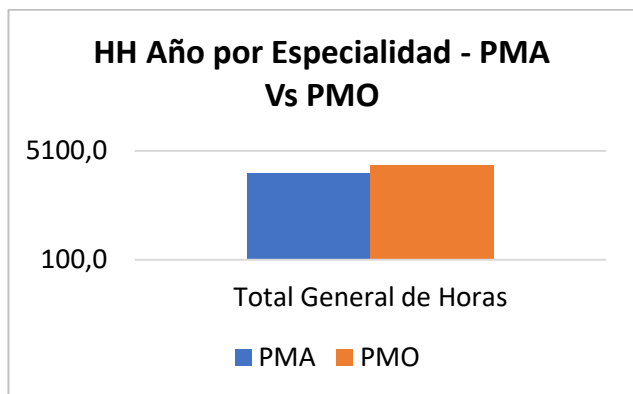


Figura 6. Comparativo Horas Hombre – PMA VS PMO

Observamos las estrategias de ejecución de los dos planes de mantenimiento, trayendo consigo una seria de análisis en la forma en que se hace el mantenimiento.

Tabla V. Estrategias Actividades – PMA

Etiquetas de fila	HH PMA Totales (Año)
Inspección	2495,8
Monitoreo de Condición	724,8
Reacondicionamiento Cíclico	813,1
Sustitución Cíclica	9,5
Búsqueda De Fallas	38,8
Total, general	4082,0

Tabla VI. Estrategias Actividades – PMO

Etiquetas de fila	Suma de HH (Año)
Periódico	1179,0
Búsqueda De Fallas	317,6
Inspección	7,1
Reacondicionamiento Cíclico	844,9
Sustitución Cíclica	9,5
Predictivo	3257,7
Inspección	2630,2
Monitoreo de Condición	627,5
Total, general	4436,7

En la siguiente imagen se muestran los resultados más importantes. En la primera columna tenemos los efectos económicos de no realizar ninguna actividad de mantenimiento; el escenario correctivo, en la segunda columna el costo de las tareas de mantenimiento actuales PMA; este no tenía tareas asignadas al sistema de sistema de control y comunicaciones de la subestación, y en la tercera columna el costo de las actividades optimizadas.

Resultados que facilitan apalancar recursos para la ejecución del plan. Es importante hacer notar que el ejercicio realizado permite identificar la alineación de los planes de gestión de activos en este caso el plan de

mantenimiento con los objetivos de gestión de gestión, como los que tiene EDEQ en este momento en su plan estratégico de gestión de activos, optimización de costos de totales, indicadores en la calidad en la prestación del servicio, entre otros.

Se identificaron cuantitativamente los costos de la materialización de los modos de falla, lo que permitió cuantificar el impacto de los activos en los objetivos de gestión de activos.

3. BIBLIOGRAFIA

Tabla VII. Resultados Económicos de la Evaluación

Etiquetas de fila	Suma de Costo		Costo Tarea (1 Año) PMA	Costo Tarea (1 Año) PMO
	Tarea Correctiva (1 Año)			
BAHIA TRANSFORMADOR	\$ 6.715.959.294	\$ 7.889.208	\$ 11.550.550	
BAHIAS 33 KV	\$ 16.222.795.381	\$ 26.664.362	\$ 36.072.223	
BARRAJE 33 KV	\$ 280.719.147	\$ 568.912	\$ 547.725	
BARRAJES 13,2 kV	\$ 197.002.588	\$ 2.048.040	\$ 2.060.331	
CABLES DE POTENCIA AISLADO 13,2 KV	\$ 160.267.014	\$ 1.163.866	\$ 796.310	
CELDAS 13,2 kV	\$ 19.358.577.414	\$ 27.563.029	\$ 29.240.667	
COMPENSACION CAPACITIVA 13,2 kV	\$ 6.894.990.526	\$ 6.695.165	\$ 6.092.693	
MODULO COMÚN	\$ 5.339.367.706	\$ 24.657.618	\$ 21.181.005	
SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIONES	\$ 391.418.849		\$ 2.484.013	
TRANSFORMADOR TR2	\$ 8.616.411.409	\$ 17.771.487	\$ 11.333.205	

(en blanco)

Total general	\$ 64.177.509.327	\$ 115.021.686	\$ 121.358.722	
----------------------	--------------------------	-----------------------	-----------------------	--

2. CONCLUSIONES

Se logró un primer análisis FMEA “Failure Mode Analysis and Effects” para los activos de la subestación, en pro de brindar criterios para la toma de decisiones en las etapas del ciclo de vida de los activos de la subestación.

Se optimizaron las actividades identificadas con el FMEA a través de la metodología PMO, trayendo consigo una serie de beneficios económicos importantes para la compañía.

Se alinearon las actividades del plan de mantenimiento optimizado con la política del sistema de gestión de activos.

Se rompieron paradigmas de cómo se formulaban los planes de mantenimiento, lo que implicó un gran reto para la gestión del cambio en la organización.

- British Standards Institution. Maintenance - Maintenance terminology. BS EN 13306:2010. Agosto de 2010.
- International Organization For Standardization. Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. ISO 14224:2006. 2ª Ed. Suiza, 2006.
- OMCS International. PM Optimisation. En línea. <http://www.omcsinternational.com>. Noviembre de 2016.
- SAE International. Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad. SAE JA1011. 1999.
- SAE International. Una Guía para la norma de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC). SAE JA1012. 2002.

Carlos Mario Peláez Hoyos: Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, con experiencia en implementación de Sistema de Gestión de Activos desde frentes estratégicos, operativos, tácticos y de procesos (2017 – 2019); Participación en la elaboración de planes de inversión y planes de mantenimiento regulatorios. carlos.pelaez@edeq.com.co, teléfono: 3147320108, Armenia Quindío Colombia.

Sebastián Herrera Aristizábal: Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, Empresa de energía del Quindío



3, 4 y 5 de abril de 2019. Bogotá - Colombia

EDEQ, Profesional en Formación Planeación de Infraestructura (2016– 2017), Profesional en Gestión de Activos (2017-2019) , sebastian.herrera@edeq.com.co, teléfono: 3147320108, Armenia Quindío

