



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA**

MECÁNICA ELÉCTRICA

Plan de mantenimiento basado en el RCM para mejorar la
disponibilidad del sistema eléctrico en red de media tensión 10 kv

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Eléctrico

AUTORES:

Polo Alayo, Fidel ([ORCID: 0000-0002-0129-5782](https://orcid.org/0000-0002-0129-5782))

Quiroz Medina Michel Anderson ([ORCID: 0000-0003-4585-0976](https://orcid.org/0000-0003-4585-0976))

ASESORES:

Dr. Jorge Eduardo Luján López ([ORCID: 0000-0003-1208-1242](https://orcid.org/0000-0003-1208-1242))

Mag. Walter Miguel Castro Anticona ([ORCID: 0000-0002-8127-4040](https://orcid.org/0000-0002-8127-4040))

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

SISTEMAS Y PLANES DE MANTENIMIENTO

LÍNEA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL UNIVERSITARIA:

DESARROLLO ECONÓMICO, EMPLEO Y EMPRENDIMIENTO

TRUJILLO – PERÚ

2022

Dedicatoria

Este presente trabajo está dedicado a nuestros padres, por su gran apoyo moral y económico para lograr cumplir nuestras metas planteadas, a nuestros docentes de la universidad en especial al doctor Jorge Luján López, por brindarnos su experiencia para la elaboración de nuestra tesis.

Agradecimiento

Primero agradecer a Dios por bendecirnos para poder lograr cumplir nuestras metas planteadas, a nuestros padres por estar siempre presente en el día a día en nuestra formación y a nuestros docentes por la gran labor de transmitir sus experiencias y conocimientos, que nos van a servir en nuestro desarrollo profesional.

Índice de contenidos

Carátula	i
Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas	v
Índice de figuras	vi
Resumen	vii
Abstract	vii
i	
I. INTRODUCCION	1
II. MARCO TEÓRICO	3
III. METODOLOGÍA	12
3.1. Tipo y diseño de investigación	12
3.2. Variables y Operacionalización	13
3.3. Población, muestra y muestreo	14
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	14
3.5. Procedimientos	15
3.6. Método de análisis de datos	15
3.7. Aspectos éticos	15
IV. RESULTADOS	16
V. DISCUSIÓN	51
VI. CONCLUSIONES	54
VII. RECOMENDACIONES	56
REFERENCIAS	1
ANEXOS	64

Índice de tablas

Tabla 1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	14
Tabla 2. Horas de funcionamiento y parada vs. número de fallas	16
Tabla 3. Indicadores iniciales de Subestaciones evaluadas.....	17
Tabla 4. Análisis de criticidad.....	20
Tabla 5. AMEF y NPR de S.E. CB 151.....	22
Tabla 6. AMEF y NPR de la S.E. CB 151	23
Tabla 7. AMEF y NPR de la S.E. CB 151	24
Tabla 8. AMEF y NPR de la S.E. CB 150	25
Tabla 9. AMEF y NPR de la S.E. CB 150	26
Tabla 10. AMEF y NPR de la S.E. CB 150	27
Tabla 11. AMEF y NPR de la S.E. CB 288	28
Tabla 12. AMEF y NPR de la S.E. CB 288.....	29
Tabla 13. Cuadro resumen de NPR.....	30
Tabla 14. Cronograma de atenciones para períodos anuales del Plan de Mantenimiento	33
Tabla 15. Cronograma de atenciones para períodos anuales del Plan de Mantenimiento	37
Tabla 16. Cronograma de actividades anuales del Plan de Mantenimiento	41
Tabla 17. Resumen de cálculos de nuevos índices de indicadores	45
Tabla 18. Comparación de escenarios antes y después de la mejora.....	45
Tabla 19. Costo Operacional.....	46
Tabla 20. Ahorro por horas perdidas	46
Tabla 21. Costos asociados al mantenimiento predictivo.....	47
Tabla 22. Costos asociados al mantenimiento preventivo	48
Tabla 23. Costo total del beneficio útil.....	49
Tabla 24. Inversión de activos físicos	50

Índice de figuras

Figura 1: Matriz de Criticidad.....	10
Figura 2: Indicadores de Mantenimiento Iniciales según SubestacionesEvaluadas.....	18
Figura 3:Distribución del MTBF y ratio de fallas en el último año	18
Figura 4: MTTR y Tasa de Fallas	19
Figura 5: MTTR y MTBF para las Subestaciones.....	19

Resumen

En la investigación se estableció como área de estudio al sector VIII “El Milagro”, distrito de Huanchaco, provincia de Trujillo, Departamento de La Libertad. Esta investigación tuvo la finalidad de mejorar la disponibilidad del sistema de suministro eléctrico a dicha zona y poder disminuir las interrupciones del servicio mediante la aplicación de un plan de mantenimiento preventivo en la Red de Media Tensión 10 KV, basado en la metodología RCM.

Para iniciar el estudio, se formuló como pregunta respectiva ¿Cómo mejorar la disponibilidad del sistema eléctrico en la Red de Media Tensión 10 KV?, planteándose su respuesta mediante el objetivo general: evaluar la implementación de un Plan de Mantenimiento Basado en el RCM para mejorar la disponibilidad del sistema eléctrico en la Red de Media Tensión 10 KV en el Sector El Milagro, correspondiente al Alimentador TNO006, desde el recloser 302319 (Km 616 Panamericana Norte) hasta el seccionador 302637 - subestación HI.2835 10 KV, del Sector VIII.

El desarrollo de actividades de la investigación se efectuó ordenadamente en función de una evaluación inicial actual de los principales indicadores de mantenimiento, identificación de los equipos y componentes más críticos, análisis modal y de efectos, prioridad de riesgos, programa de mantenimiento y finalmente proyectar reducciones de tiempos medios para reparación y aumento de tiempo medio entre fallas, determinando nuevos indicadores post mejora. Se concluye con un análisis financiero de costos y recuperación de la inversión.

Palabras clave: Mantenimiento, confiabilidad, distribución, subestaciones eléctricas.

Abstract

In the research, the área of study has been sector VIII "El Milagro", district of Huanchaco, province of Trujillo, Department of La Libertad. The thesis has been carried out in order to improve the availability of the electrical supply system to said area and to reduce the interruptions of electrical service through the application of a preventive maintenance plan in the 10 KV Medium Voltage Network, based on the methodology RCM.

To begin the study, the respective question has been formulated concerning How to improve the availability of the electrical supply system in the 10 KV Medium Voltage Network? of: Prepare a Maintenance Plan Based on the RCM to improve the efficiency of the electrical supply system in the 10 KV Medium Voltage Network in the El Milagro Sector, corresponding to the TNO006 Feeder, from recloser 302319 (Km.... Panamericana Norte) up to sectionalizer 302637 - HI.2835 10 KV substation, Sector VIII.

The development of research activities was carried out in an orderly manner based on a current initial evaluation of the main maintenance indicators, identification of the most critical equipment and components, modal and effects analysis, Risk Priority, maintenance program and finally project reductions of average times for repair and increase of average time between failures, determining new post improvement indicators. It concludes with a financial analysis of costs and investment recovery.

Keywords: Maintenance, reliability, distribution, electrical substations.

I. INTRODUCCION

Desde inicios del siglo XX, el desarrollo de las comunidades ha estado estrechamente ligado al mejoramiento de las fuentes de energía eléctrica; la falta del servicio ha traído atraso, perjuicio cultural y económico, por lo cual se ha venido tecnificando y tratando de masificar el acceso a este servicio.

En nuestro país, se han ejecutado diferentes trabajos para mejorar este beneficio a gran parte de los pueblos, bajo los programas y estipulaciones del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER); sin embargo, esto sólo es el inicio de actividades, puesto que también hay que realizar acciones para contrarrestar problemas por factores climatológicos y medioambientales que constituyen muchas veces obstáculos para la normal distribución de energía eléctrica, como excesiva humedad, descargas atmosféricas, interrupciones súbitas que obstaculizan las normales actividades industriales, comercio y las mismas labores domésticas.

Las interrupciones eléctricas siempre fueron problemas que han desencadenado en pérdidas económicas para empresas y negocios; más aún, la falta de este recurso en lugares donde se encuentran reservas o materias primas y población de su personal, han ocasionado malestar y perjuicio. El C.O.E.S. (Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional), ha determinado, por estas razones, la necesidad de extender el sistema de redes, transmisión y distribución (COES, 2015).

La energía eléctrica, desde hace tiempo se ha constituido en una necesidad primordial en los quehaceres domésticos e industriales en pro de la mejora económica; igualmente, como un importante componente de la vida cotidiana, por lo que, entre otras condiciones debe ser de buen abastecimiento y tener la correspondiente confiabilidad, acorde con la sostenibilidad de la oferta y demanda en el tiempo (OSINERGMIN, 2016).

En Perú, el Instituto Nacional de Estadística informó el año 2018 que se obtuvieron resultados desalentadores en cuanto al registro de consumo de energía eléctrica, pues un total de 15.3% de hogares sufrieron interrupciones en la Costa; 39.5% en la Sierra y 45.2% en la Selva (INEI, 2018). Ello, debido fundamentalmente a la falta gestión de mantenimiento. Por consiguiente, a partir de esos antecedentes se ha tomado la disposición de efectuar un Plan de mantenimiento basado en la técnica

del RCM a todos los elementos y accesorios de las redes en media tensión con la finalidad de mejorar la calidad de suministro eléctrico y prevenir fallas que se pudieran ocasionar por el crecimiento cada vez mayor de la demanda nacional. En tal sentido, se ha propuesto en la investigación, aportar mediante un correcto Plan de Mantenimiento, a la solución de problemas por cortes de fluido eléctrico, basados en la influencia del nivel en media tensión de la red de distribución hacia el centro poblado El Milagro, distrito de Huanchaco, provincia de Trujillo, departamento de La Libertad, correspondiente al Alimentador TNO006, desde el recloser 302319 (Km Panamericana Norte) hasta el seccionador 302637 - subestación HI.2835 10 KV, del Sector VIII.

Ahora bien, desde el punto de vista técnico, una red eléctrica bien dimensionada y con mínimas pérdidas de energía siempre ha sido lo recomendable por su calidad de distribución y obtener así estabilidad y confiabilidad del sistema. Habida cuenta que la demanda eléctrica está en función directa con factores relacionados al efecto demostrado por el físico Joule, consecuencias de histéresis, deficientes líneas a tierra, irregular compensación de fases, etc., surge la necesidad de establecer una formulación del problema, de la siguiente manera: ¿Cómo mejorar la disponibilidad del sistema eléctrico en la Red de Media Tensión 10 KVA?

Frente a esta formulación, se ha procedido a orientar la correspondiente hipótesis de la siguiente forma: Mediante el desarrollo de un Plan de Mantenimiento basado en el RCM, se podrá mejorar la disponibilidad del sistema de suministro eléctrico en la Red de Media Tensión 10 KVA al sector VIII "El Milagro".

Una vez planteada la hipótesis y teniendo en cuenta que la investigación está basada en el mantenimiento preventivo, ésta se justifica desde varias consideraciones: Justificación económica, porque mediante la aplicación de los procedimientos e indicadores del RCM se pueden identificar las fallas que ocasionan las interrupciones de energía eléctrica al centro poblado referido; Justificación laboral, porque la empresa encargada de la concesión del mantenimiento de la red, dará oportunidades de trabajo a técnicos y ayudantes para el desempeño de las actividades, incrementando así el ambiente laboral y participación de personal; justificación institucional, porque al estructurar un sistema a nivel de Servicio para el mantenimiento RCM, se establecen pautas y mejoras de indicadores para la gestión de activos, determinando la reducción de

pérdidas por interrupciones eléctricas y confianza institucional por contar con una empresa especializada; justificación social y ambiental, porque al asegurar continuidad en el servicio eléctrico al centro poblado de El Milagro, los habitantes tendrán un desarrollo laboral, intelectual y personal en sus actividades cotidianas; asimismo se evitarán recursos tradicionales de alumbrado como lámparas, fogatas, etc. que ocasionan remanentes residuales contaminantes al medio ambiente.

Una vez establecidas las justificaciones de la investigación, se ha procedido a establecer como objetivo general: Elaborar un plan de mantenimiento basado en el RCM para mejorar la disponibilidad del sistema eléctrico en la Red de Media Tensión 10 KVA. A fin de determinar el objetivo general, se han previsto como objetivos específicos a los siguientes: (1) Evaluar la disponibilidad actual del sistema eléctrico en la red de media tensión 10 KV (2); Identificar mediante un análisis de criticidad a los activos pertenecientes a la red; (3) Analizar de acuerdo al Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgos (NPR) las fallas de la red de distribución; (4) Diseñar el programa de mantenimiento basado en el RCM de toda la red de media tensión correspondiente al alimentador TNO006 subestación HI.2835 10 KV, del Sector VIII del distrito El Milagro; (5) Proyectar el futuro estado eléctrico de la red de media tensión, luego del proceso de mantenimiento; (6) Evaluar la inversión en implementar el Plan y evaluar el beneficio económico resultante luego de la proyección del Plan de Mantenimiento.

II. MARCO TEÓRICO

Determinados los objetivos de la investigación, ha sido necesario considerar los siguientes trabajos previos afines al estudio:

(Jaramillo & Bouhmala, 2020) mediante un artículo científico realizaron el análisis eléctrico-mecánico a los motores y compresores de embarcaciones, utilizando bitácoras de datos históricos de operación, lo que permitió desarrollar un modelo especial de mantenimiento predictivo. Centrarón su estudio en el monitoreo del aceite lubricante, como principal elemento de análisis, determinando parámetros indicativos referidos a la viscosidad, porcentaje de inclusiones contaminantes, porcentaje de agua y porcentaje de aditivos. Asimismo, los investigadores hicieron todas las mediciones de vibración, parámetros eléctricos, aislamiento de motor y cables, así como del rendimiento de las máquinas. Como resultado del estudio, se determinó que el modelo diseñado fue el idóneo para la conservación y funcionamiento de los motes y compresores puesto que se verificó el gran potencial para el fin deseado. Sin embargo, también se consideró que deben complementar actividades afines y relativas al AMEF, la detección precoz de fallas potenciales y gestión de la criticidad para la satisfacer un sistema de gestión donde también se elabore un algoritmo matemático efectivo.

En forma similar, Zapata Ahumada (2018), en su investigación de grado analizó mediante una la mejora en los trabajos de mantenimiento para una institución minera propone como objetivos a los siguientes: (1) Determinar las líneas del sistema de transmisión con mayor criticidad de falla mediante un análisis de priorización. (2) Seleccionar los modos de falla de mayor criticidad, según indisponibilidades y energía no suministrada. (3) Analizar el impacto de los factores climáticos, geográficos, y demanda, en la programación de los planes de mantenimiento. (4) Plantear mejoras a las tareas de mantenimiento preventivo y/o proponer tareas de mantenimiento predictivo mediante el análisis teórico y normativo de las causas de falla. (5) Evaluar la factibilidad económica de las propuestas de mejora, respecto a los riesgos económicos asociados a la energía no suministrada, reparaciones y sanciones, donde concluye y recomienda: En el informe, materia de este estudio, se incluyeron 2 aspectos complementarios para establecer la mejora en el proceso de planificación, los cuales son: la variable climática y accesos.

Es por tal que, el anterior trabajo de estudio contribuye acerca del AMEF con el aporte de medir según la influencia de fallas y proponer mejores trabajos de mantenimiento.

En otra investigación Islam (2018) el autor realizó una investigación que consta en el artículo científico de evaluación acerca de los factores que restringen el desempeño de colaboradores de mantenimiento, especialmente en el ámbito marino; pues entonces propusieron un modelo donde predominantemente se determina la probabilidad de error humano. Los investigadores aseveraron han utilizado un análisis documental procedente de encuestas a 200 marinos cuya experiencia fue de 05 años, les permitió determinar la confiabilidad del trabajo humano en labores de mantenimiento, acción que sugiere también la repercusión en el indicador respectivo para los equipos eléctricos. El modelo presentado ha sido experimentado en 2 equipos referentes como son la bomba de agua de refrigeración del motor de propulsión y un molinete de ancla. Como consecuencia de la experimentación se obtuvieron resultados efectivos empleando el modelo propuesto y se proyectaron además mejoras luego de la adición de más datos respecto a condiciones internas que, en un principio no se tomaron en cuenta; pero a la postre tendrán incidencia en optimizar el resultado, sobre todo si se consideran factores de origen eléctrico.

En otro trabajo de investigación Blas Ángeles (2017) desarrolló de un plan de mantenimiento eficaz para la red de transmisión de energía de 60KV. L-717 Zapallal – IPN, con el fin de asegurar un suministro eficiente y seguro, plantean las actividades de análisis de flujos, mejoras de procesos de seguridad y implementación de un programa de capacitación para empleados involucrados en actividades de mantenimiento, y concluyen demostrando que su plan de mantenimiento preventivo es lo más efectivo para el sistema de transmisión eléctrica de 60Kv. L-717 Zapallal –IPEN con resultados medibles de eficacia para la empresa.

Por otra parte, la investigación a cargo de Mahecha Méndez (2019), aplicada en una subestación, trata de establecer un método de mejora en el mantenimiento de las subestaciones y circuitos eléctricos, que permita incrementar los indicadores y disminuir los riesgos del sistema operacional de potencia. Se analizaron y compararon se pueden implementar estrategias de gestión de mantenimiento para

el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento. Se concluyó en la determinación de que, gracias a la aplicación de la propuesta, los equipos de la subestación tendrán una mejor, atendiendo las afectaciones sobre la subestación que la genera, y a su vez sobre el sistema eléctrico región.

Con el aporte de los antecedentes para la investigación, se ha podido establecer conceptos que refuerzan el desarrollo del tema. La primera y básica definición considerada es la correspondiente a mantenimiento: Se define mantenimiento como la disciplina y tácticas para la conservación de instalaciones y equipos en funcionamiento en el mayor tiempo y conservando un rendimiento apreciable (Garrido G. , 2012, pág. 1)

El mantenimiento se define como el control constante de las instalaciones o de los componentes, así como el conjunto de trabajos de reparación o revisiones necesarias para garantizar el funcionamiento y el buen estado de conservación de un sistema. Por tanto, las tareas de mantenimiento se aplican en toda circunstancia que derive en la conservación y eficiencia productiva de los activos (Abella, 2013, pag. 4).

La planificación e información del mantenimiento tiene que estar encaminada a la consecución de los objetivos de evitar, reducir y si fuere el caso reparar las fallas sobre bienes preciados; disminuir la gravedad de fallas que no se lleguen a evitar; evitar accidentes, evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas; conservar los bienes productivos en condiciones seguras; balancear el costo de mantenimiento; y, prolongar la vida útil de los bienes y obtener rendimiento aceptable durante más tiempo (Alvarado, 2010, pag. 20).

Dentro de los tipos de mantenimiento, podemos diferenciar a 4 básicos dentro del amplio bagaje que significa esta disciplina. El primero es el mantenimiento predictivo, identificado porque su base es la anticipación de un posible fracaso en un sector determinado. Se trata de monitorear, registrar y analizar aspectos que ayudan a verificar la condición de un dispositivo o componente. Gracias a este mantenimiento predictivo, se pueden efectuar acciones antes de la producción de la falla. (Villanueva, 2019, pág. 18).

Como herramientas técnicas en la mejora de instalaciones eléctricas, especialmente en las subestaciones, se tiene en cuenta por ejemplo a la termografía y a la actividad de ultrasonido. Estas herramientas usadas en el

mantenimiento predictivo tienen como principal atributo la prolongación de la vida útil de un equipo o componente. En base a los resultados del empleo de estas herramientas, se pueden establecer programaciones de tiempos oportunos para hacer actividades de mantenimiento preventivo o correctivo (Merchán, 2017, pag. 26).

Otro tipo de mantenimiento y que aún constituye el más utilizado es el mantenimiento correctivo, el cual es el que se realiza cuando un equipo o sistema deja de trabajar por causas desconocidas, reactivándose en el menor tiempo posible el funcionamiento, intentando localizar el motivo por el que dejó de funcionar y generando acciones que eviten la falla (Garrido, 2007. pág. 10).

Sin embargo, el tipo de mantenimiento más preponderante y científico aún se está considerando al mantenimiento preventivo, también conocido como mantenimiento programado y se realiza antes de que se produzca una avería. Obedece a condiciones que pueden controlarse sin errores en el equipo. El fabricante también puede decir la hora exacta a través de manuales técnicos. Tiene las siguientes características: fue construido en un tiempo de no producción para aprovechar el tiempo de paralización de la industria; Se procede a realizarlo obedeciendo el programa pre establecido, tomando en cuenta todos los detalles de los trabajos a ejecutar, previniendo que todos los materiales, accesorios y repuestos necesarios estén "a la mano"; tener fecha estimada, así como horas de inicio y finalización preestablecidas y aprobadas por el directorio de la empresa; Es para un dominio específico y algunos grupos específicos. Gracias a esta actividad, la compañía puede tener un historial histórico de las intervenciones, como base de datos de información técnica del equipo y/o partes integrantes: Le permite tener un presupuesto aprobado por la junta. (Alvarado Merchán, 2017, Pág. 25).

La cuarta definición es la de mantenimiento centrado en la confiabilidad o RCM, el cual constituye una actividad que asegura todo elemento físico de un equipo o instalación, cuyo desempeño se encuentre dentro de las funciones deseadas en forma continua. Por lo tanto, propone preservar el estado original de diseño o normal de operación. Es importante el papel que ha desempeñado la selección del equipo idóneo y la condición de operación real (Hung, 2009).

Este tipo de mantenimiento, describe la valoración operativa, la funcionalidad y el rendimiento requerido en relación con el contenido (contexto operativo y funcionalidad); Determinar cómo el activo no realizará sus funciones (fallo de función); Determinar la causa de cada falla funcional (modos de falla); Describir qué sucede cuando ocurre cada falla (efectos de daño); Clasificación de los efectos de la falla (consecuencias de la falla); Decidir qué se debe hacer para predecir o prevenir cada falla (tareas e intervalos de tareas); decide si otras estrategias de gestión de fallas pueden ser más efectivas (cambios de una sola vez) (Améndola, 2012).

Ahora bien, en mérito al desarrollo de la disciplina del mantenimiento, se han establecido indicadores de mantenimiento, que constituyen el apoyo del rendimiento y funcionalidad de las máquinas y la forma de medir sus parámetros importantes. Los principales indicadores son la confiabilidad, mantenibilidad y la disponibilidad. La confiabilidad, constituye la posibilidad que un equipo o componente, desarrolle su trabajo bajo especiales condiciones y durante un tiempo determinado, llamada así misma fiabilidad (Rodríguez, 2008, pág. 6). Es también la posibilidad de que un equipo o componente, haga su trabajo sin averías o fallas, en un lapso especificado y en virtud de características y condiciones del fabricante o determinadas por experiencia de operación (Leal, 2009).

$$C = \left(e^{-\frac{\lambda \cdot t}{100}} \right) * 100$$

- C = Confiabilidad.
- T = Tiempo total de estudio (horas).
- λ = Tasa de fallas.

$$\lambda = \frac{1}{TMEF}$$

- TMEF= Tiempo medio entre fallas (horas).

La mantenibilidad, definida como la posibilidad de que un equipo malogrado sea restablecido a una condición específica en el lapso de un período y utilizando los recursos idóneos. Consecuentemente, la medida establecida para los tiempos de reparación es el TMER o MTTR. Es una condición de algún elemento, en función

a la capacidad de recuperación para el trabajo una vez realizada la actividad de mantenimiento (Muñoz, 2013. pag. 16).

$$M = \left(1 - e^{-\frac{\mu * t}{100}}\right)$$

M = Mantenibilidad.

T = Tiempo total de estudio (horas).

μ = Tasa de fallas.

$$\mu = \frac{1}{\text{TMER}}$$

TMER = Tiempo promedio de reparación

La disponibilidad, definida como el indicador que mide la idoneidad de un equipo para el funcionamiento continuo a través de un tiempo específico (Duffuaa, 2010. pág. 41), viene a reflejar la probabilidad de que un equipo entre en funcionamiento y se mantenga en operación durante un período de tiempo establecido, se mide con la base de la razón de servicio y se calcula en función del tiempo promedio entre fallas y el tiempo fuera de servicio (Martínez, 2007, pág. 84).

$$D = \frac{\text{TPEF}}{\text{TMEF} + \text{TMER}} * 100$$

Donde:

D = Disponibilidad (%).

TMEF= Tiempo medio entre fallas (horas).

TMER= Tiempo medio de reparación (horas).

Este indicador da un valor en el rango de 0 y 1; si el resultado es cercano a 1 será positivo; de esta manera, es factible considerar la relación que se puede establecer entre el aumento o mejora de la disponibilidad en relación al incremento de la confiabilidad (mejora del TMEF) o incrementando la mantenibilidad (disminución del TMER).

Otro concepto importante dentro del tratado del mantenimiento, es el denominado *análisis de criticidad*, definido como una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y componentes, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas,

direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional, basado en la realidad actual (Díaz, 2012).

Para determinar la criticidad, usualmente se aplican las ponderaciones establecidas en una matriz determinada, en la cual se identifican factores de frecuencia y consecuencia pre establecidos; en un eje se representa la frecuencia y en el otro eje la consecuencia de las fallas (Carranza, 2016).



Figura 1: Matriz de Criticidad

Fuente: M. Urrego, 2017

La criticidad se obtiene por el producto de la frecuencia de presentación de la falla por la consecuencia, cuyos componentes son 4 impactos que establecen valores para definir el segundo parámetro de tabulación de criticidad. (Anexo 2)

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

La consecuencia se calcula obedece a los criterios siguientes (ver anexo N°5):

$$C = (I.O) + (F.O) + (C.M) + (Imp)$$

Dónde:

- C : Consecuencia.
- I.O : Impacto operacional.
- F. O : Flexibilidad operacional.
- C.M : Costo de mantenimiento.
- Imp. : Impacto de seguridad y medio ambiente.

Complementariamente a la criticidad, se realiza el estudio de Análisis de modos y efectos de falla. Este análisis está orientado a estudiar los riesgos en un diseño nuevo o modificación de un producto o servicio. Examina cada etapa de un proceso para establecer mediante análisis el detalle de cómo se produce una avería y cuáles son los principales riesgos desde diferentes ópticas, como por ejemplo las especificadas como: Mano de obra, materiales, maquinaria, medición, medio ambiente. El A.M.E.F. no es otra cosa que el procedimiento para la identificación de riesgos a partir del análisis de fallas potenciales, lo que supone la implementación de actividades que redunden en evitar fallas y haya mejoras en la calidad. Responde a la pregunta: ¿Cómo puede fallar el sistema, producto o proceso? (Améndola, 2012).

Ha sido menester, igualmente, definir algunos términos importantes y cotidianos del rubro de electricidad; así, un sistema eléctrico de potencia, por ejemplo, es aquel que incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos (Castaño, 2004, pág. 2).

Asimismo, el concepto de Mantenimiento eléctrico integra diversas acciones que efectivizan el rendimiento de los equipos; entre ellas, se destacan la inspección, el ensayo, la medición, la sustitución y la limpieza.

Uno de los objetivos del mantenimiento es llevar una inspección sistemática en todas las instalaciones, con intervalos de control, para detectar oportunamente cualquier desgaste o rotura de equipos, conservando los registros adecuados, mediante inspecciones rigurosas a subestaciones, acometidas de media tensión, red de tierras, cableado, circuitos de fuerza, protecciones térmicas en tableros, canalizaciones y accesorios (Anaya, 2010 pág. 2).

En forma similar a los indicadores generales de mantenimiento antes desarrollados, existen indicadores eléctricos de performance establecidos, como el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), típico en la medición de número de eventos que originen la interrupción eléctrica debida a falta de disponibilidad de las partes inherentes al normal desarrollo de los sistemas; este indicador que mide la duración de una interrupción, tiene relación

con la determinación de ubicación de falla, intensidad de la misma y los recursos para su solución.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \qquad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * u_i}{N}$$

Donde:

- t_i : Duración de cada interrupción.
- u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción.
- n : Número de interrupciones del periodo.
- N : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo según corresponda.

Otros conceptos útiles, dentro del mantenimiento eléctrico constituyen las tensiones normalizadas que, de acuerdo al código nacional de electricidad del Perú, se consideran en redes de baja tensión (B.T.), las de 380/220V y 440/220V; redes de media tensión (M.T.), las de 20, 22.9 y 33 KV; redes de alta tensión (A.T.), las de 60, 138 y 220 KV; y, redes de muy alta tensión (M.A.T.), las tensiones mayores a 500 KV.

Así mismo, se deben considerar conceptos referidos a rangos y funcionabilidad en los sistemas de distribución, los cuales se dividen en sistema primario o de media tensión (MT), tipificado para tensiones de en el intervalo de 10 a 33 KV, con característica radial y abarca el área comprendida para sectores de consumo (población, industria, etc.), registrados en controles de subestaciones de distribución y de transformación; y, El sistema de distribución secundario o de baja tensión (BT): tipificado para niveles de tensión finales de 380 y 220 V. Su principal característica constituye la operatividad en etapa siguiente a la distribución de MT.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

La investigación ha sido tipificada como aplicada, pues su orientación fue hacia la solución del deficiente mantenimiento en todo el sistema de redes eléctricas, mediante una solución al problema de mejora del servicio hacia la población.

Según (J. Muntane Relat, 2007) este tipo de investigación tiene la característica de orientar hacia la utilización de las teorías aprendidas. La investigación aplicada se realiza en función de resultados y avances de un estudio básico aplicado a un problema.

El diseño considerado es pre-experimental, pues se pretende observar la interacción de las variables en dos etapas: una antes y otra después.

(Sarah Chávez, 2019) explica: “Se orientan hacia la proximidad del fenómeno en estudio, determinando el tratamiento a un grupo para estructurar la hipótesis y luego realizar mediciones de las variables y sus efectos”.

3.2. Variables y Operacionalización

Variable independiente:

- Plan de mantenimiento basado en el RCM.

Técnica, mediante el análisis de fallas que ya han ocurrido o que podrían pasar según las circunstancias del equipo. Actividad que asegura todo elemento físico de un equipo o instalación, cuyo desempeño se encuentre dentro de las funciones deseadas en forma continua. (Hung, 2019).

Variable dependiente:

- Indicadores de mantenimiento (Disponibilidad y Confiabilidad)

Los principales indicadores de mantenimiento, son: La confiabilidad que constituye la versatilidad que tiene un activo físico, componente o sistema para cumplir con su función establecida bajo condiciones de operación fijas en un lapso de tiempo determinado (Pereyra, indicadores de mantenimiento, 2016); y, la disponibilidad que viene a ser la confianza que se le tiene a un activo físico o sistema que después que ha sufrido mantenimiento esté dispuesto a operar en condiciones óptimas ejerciendo su trabajo en un determinado periodo de tiempo (Pereyra, Indicadores de mantenimiento, 2016)

Operacionalización de las variables:

Se realiza la correspondiente tabla en el (Anexo 1)

3.3. Población, muestra y muestreo

- La población considerada en la tesis constituye toda la red de distribución desde el alimentador ATNO006, correspondiente al Centro Poblado El Milagro, distrito de Huanchaco.
- La muestra escogida para el estudio, lo constituye un tramo de media tensión 10 KVA, referente, a partir del recloser 302319 (Km Panamericana Norte) hasta el seccionador 302637 - subestación HI.2835 10 KVA, del Sector VIII.
- El muestreo considerado se enmarca dentro del intencionado-no probabilístico, ya que fue elegido por los investigadores y de acuerdo al tipo consecutivo por conveniencia.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Tabla 1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnica	Instrumento	Validación
Observación	Ficha de trabajo	Ing. de área
Análisis documental	Ficha de registro	Ing. residente

Fuente: Elaboración propia

La técnica aplicada en la recolección ha sido mediante el análisis documental ya que se recolectaron eventos de las fallas, frecuencia, causa y costo para corrección de las fallas del alimentador ATN006 del Sector El Milagro, distrito de Huanchaco, provincia de Trujillo, referentes al recloser 302319 con alcance hasta el seccionador 302637 de acuerdo a la recolección de datos (Anexo 3) y ficha de registro (Anexo 4).

La segunda técnica empleada fue mediante la ficha de observación, en la cual se plasmaron los datos recolectados de los equipos de la red de M.T. referidos al alimentador ATN006 de 10 Kv en el Sector El Milagro. Distrito de Huanchaco, provincia de Trujillo, a partir del recloser 302319 al seccionador 302637 (Anexo 4).

La técnica a emplear es la ponderación de criterios con su instrumento la matriz de criticidad, con el objetivo de conocer de mayor a menor la intensidad de riesgo en los equipos asociados a partir del recloser I371709 al seccionador I371679, respecto al alimentador CJB005, Sub estaciones HI.2835 CB283 y CB288, con el fin de cumplir con el propósito de este estudio.

3.5. Procedimientos

En el presente proyecto de investigación se incluye recolección de información a través de fichas de observación, cuestionarios y fichas de registro, las mismas que se procesarán de acuerdo a un cronograma de ejecución, coordinando con el personal técnico y supervisor a cargo de la sede en Huanchaco.

3.6. Método de análisis de datos

Se ha seleccionado, el método Predictivo, pues es considerado el más idóneo para identificar problemas cuya cantidad de variables influyentes o de difícil comprensión son rápidamente detectadas por las herramientas adecuadas para examinar mediante un conjunto de técnicas y medidas, las fallas en potencia y sistematizar los datos obtenidos en forma de tablas y gráficos (Proyectos Gestión Conocimiento, 2020).

Cabe destacar que, mientras el análisis inferencial se preocupa de entender y demostrar la relación, el análisis predictivo sólo se preocupa del valor, y no busca en ningún caso entender el sistema o la relación entre elementos. (Proyectos Gestión Conocimiento, 2020).

3.7. Aspectos éticos

En esta tesis, los investigadores han elaborado un estudio con datos veraces e información clara, la misma que se puede aplicar como propuesta para mejorar el modelo de gestión donde esta es aplicada.

Los factores éticos de un investigador deben enmarcarse dentro de la honestidad de sus afirmaciones y la exposición de sus teorías, con unas condiciones mínimas de dignidad y calidad (Ojeda, Montero y machado, 2007).

IV. RESULTADOS

4.1. Evaluar la disponibilidad actual en la Red de Media Tensión 10 KVA.

Se procede a evaluar la disponibilidad actual teniendo en cuenta las horas de funcionamiento, horas de paradas y números de fallas.

Tabla 2. Horas funcionamiento, horas de parada vs. número de fallas

EQUIPO	Hrs- función.	Hrs- parada	fallas
5150	5183.5	116.88	12
5152	7643.44	67.28	8
5213	4143.87	230.13	9

5214	7787.67	168.3	3
5215	3880.7	651.9	10
5216	4807.56	2458.08	12
5283	5866.74	1748.67	11
5288	7057.98	668.25	9

Fuente: Elaboración propia

Se puede apreciar en la tabla 3 los indicadores iniciales de mantenimiento de las subestaciones previamente evaluadas.

Tabla 3. Indicadores iniciales de Subestaciones evaluadas

ITEM	EQUIPO	MTBF	MTTR	DISPONIBILIDAD %	CONFIABILIDAD%
1	5150	431.96	9.74	97.79	84.00
2	5151	955.43	8.41	99.13	96.86
3	5213	460.43	25.57	94.74	97.96
4	5214	2595.89	56.10	97.88	98.00
5	5215	388.07	65.19	85.62	98.00
6	5216	400.63	204.84	66.17	97.00
7	5283	533.34	158.97	77.04	96.00
8	5288	784.22	74.25	91.35	93.99

Fuente: Elaboración propia

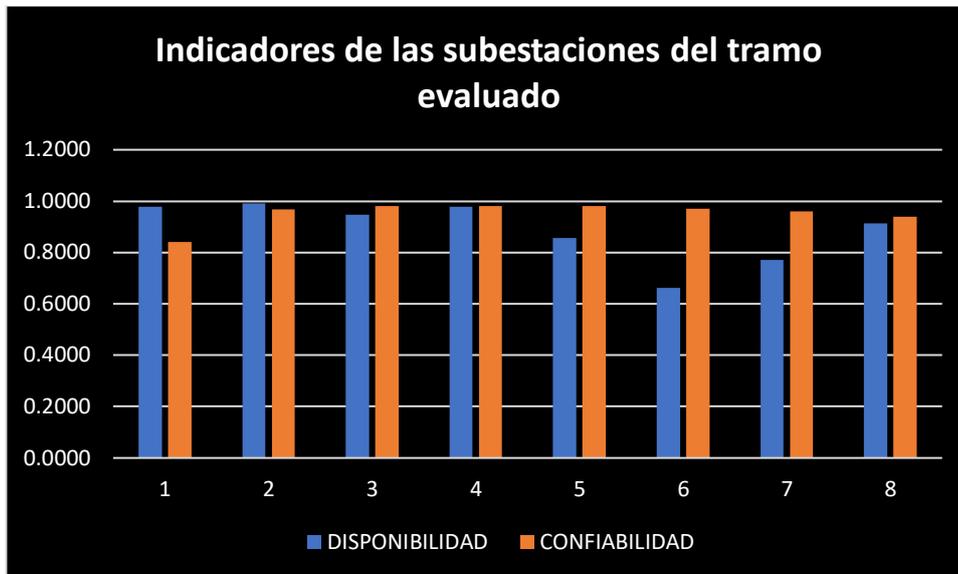


Figura 2: Indicadores de Mantenimiento Iniciales según Subestaciones evaluadas

Efectuadas las evaluaciones de indicadores respecto al RCM, donde hubo priorización en el análisis de tiempos de estudio de las subestaciones, se observó que en la CB 150 hubo mayor número de fallas, de acuerdo al estudio realizado, *anexo (6)*; por lo tanto se ha deducido que en esta sub estación 150 se obtiene la menor confiabilidad calculada que asciende al 84% en el año 2020, así como también la disponibilidad más baja se calculó para CB 216 ascendente a 66.16%.

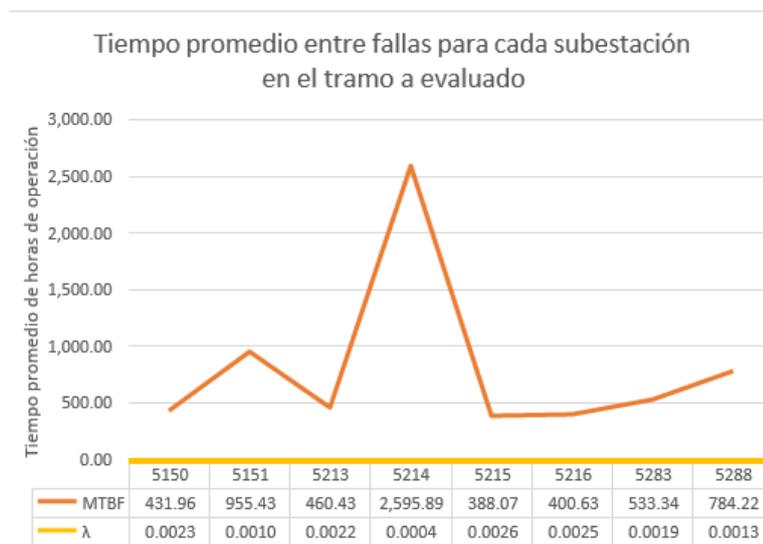


Figura 3: Distribución del MTBF y ratio de fallas en el último año

Fuente: Elaboración propia.

En base a la evaluación indicada, también se han obtenido valores del MTBF en el tramo considerado, definiéndose para la CB 214 una relación de fallas $\lambda = 0.0003852$ en el año 2020.



Figura 4: MTTR y Tasa de Fallas

Fuente: Elaboración propia.

Igualmente, al realizar la evaluación de indicadores respecto al RCM, se determinaron valores del MTTR referente a la CB 216 y la relación de fallas $\mu = 0.0048819$ para el 2020.

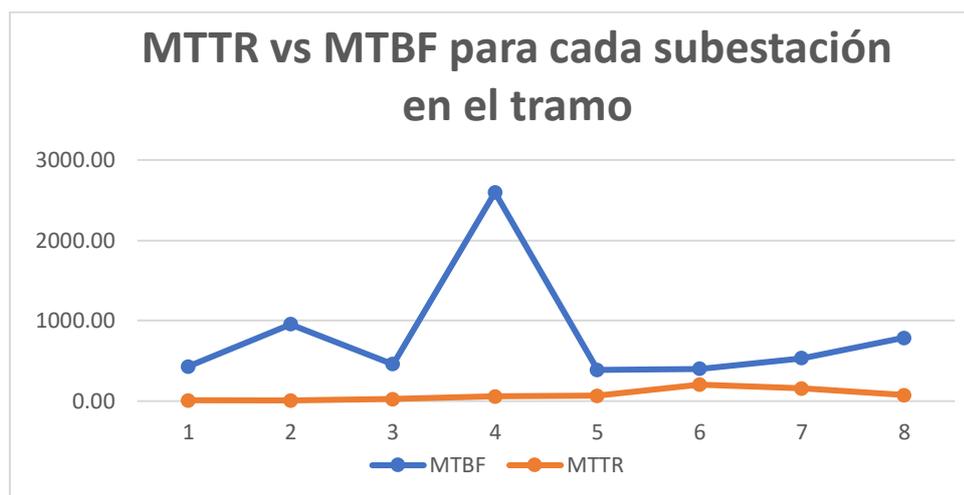


Figura 5: MTTR y MTBF para las Subestaciones

Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, de acuerdo a la evaluación general, los resultados

generales de indicadores respectivos al RCM para el MTBF y MTTR de cada una de las subestaciones en el año 2020 arrojaron como menor dispersión a los correspondientes a la CB 216.

4.2. Identificar mediante un análisis de criticidad a los activos pertenecientes a la red y catalogarlos en el estado correspondiente de críticos, semi críticos y no críticos.

A fin de identificar la importancia de cada una de las subestaciones pertenecientes a la red y deslindar rangos correspondientes, se plantea de acuerdo a las matrices correspondientes, elaborar la ponderación de criticidad.

En tal sentido, al efectuar dicha ponderación, se tuvo como resultado que las subestaciones CB 150, CB 151, CB 288, fueron las más críticas en el período evaluado:

Tabla 4. Análisis de criticidad

Equipos Identificados	Ponderación de análisis								
	Atenciones	FF	IO	FO	CM	ISAH	Consecuencia	Criticidad	Nivel
CB 150	17	4	6	1	2	2	24	96	Rojo
CB 151	6	4	6	1	1	2	12	48	Rojo
CB 213	2	2	6	1	1	1	6	12	Verde
CB 214	2	2	6	1	1	1	6	12	Verde
CB 215	2	2	6	1	2	2	24	48	Amarillo
CB 216	2	2	6	1	1	1	6	12	Verde
CB 283	3	3	6	1	1	1	6	18	Verde
CB 288	6	4	6	1	2	2	24	96	Rojo

Fuente: Elaboración Propia.

Se han analizado las subestaciones en media tensión de acuerdo a la matriz respectiva de criticidad (Anexo 2, donde se especifican los parámetros de frecuencia y consecuencia y sus valoraciones de acuerdo a intervalos estipulados en las matrices respectivas para las sub estaciones evaluadas, obteniendo como resultado el siguiente: 3 subestaciones consideradas como criticas (color rojo), 1 subestación con calificación de semi crítica (color amarillo) y 4 subestaciones consideradas como no criticas (color verde).

4.3. Análisis mediante AMEF y NPR las fallas en la red de distribución.

En las siguientes tablas, se desarrollan los AMEF y NPR para cada falla crítica de las subestaciones, a través de la confección de hojas de información y decisiones y, de acuerdo a las matrices correspondientes.

Tabla 5. AMEF y NPR de S.E. CB 151

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS											
Sistema	Suministro: I371679 - I3717709			Falla Funcional	Modo de Falla	Causa de la falla	Efectos de la Falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5151	Apoyos	Ferretería de montaje, postes y crucetas	Seguridad para el sistema al tener una altura considerable y normalizada para mantener aislados los elementos,	Ruptura de líneas y cortocircuito, deterioro de aisladores.	colapso de poste	Accidente por colisión de vehículo	Apagón general en la zona. Peligro personal humano.	3	3	3	90
					Fractura de crucetas	Caída del poste e impacto con el suelo	Crucetas inservibles.	9	3	2	54
					Deterioro de ferretería	Desgaste y corrosión	Ferretería sale a calificación de chatarra.	5	3	5	75
					Falla de cables de retenida	Peso de poste sobrepasa la resistencia del material	Cables de retenida fatigados, deben ser cambiados.	6	3	7	126

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. AMEF y NPR de la S.E. CB 151

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELÉCTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 -I3717709			Falla Funcional	Modo de Falla	Causa de falla	Efectos de la Falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5151	Conductores	conductores de material AAA, aisladores PIN y cadenas poliméricas.	Son elementos importantes para garantizar el transporte de la energía eléctrica, permiten el alineamiento y la continuidad de la línea.	Soltura de empalmes	Elevada carga eléctrica.	Alta demanda de corriente	Flikers y perturbaciones en equipos que pueden trascender en colapso.	7	3	7	147
				Discontinuidad en la línea por falta de fluidez en el transporte de E.E.	Aflojamiento en empalmes	Utilización de cintas aislantes inapropiadas generan corrosión en empalmes.	Constantes variaciones de tensión y desestabilización de corriente.	9	3	2	54
					Ruptura de líneas	Falta de mantenimiento a recubrimiento siliconado hacen presa de corrosión.	Falta de fluido eléctrico para usuarios de la comunidad.	3	4	5	200
				Pérdida de corriente por aisladores	razones externas "revientan" los aisladores	Baja calidad de aisladores.	Se produce fenómenos de inducción de tipo magnético.	5	5	7	175

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. AMEF y NPR de la S.E. CB 151

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELECTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 - I3717709			Falla Funcional	Modo de Falla	Causa de la falla	Efectos de la Falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5151	Transformador primario de distribución	Regulador de tensión	Estabilizar la tensión requerida por el sistema y protección del Transformador	Deficiencias en el suministro de energía eléctrica idónea hacia la red.	Rajaduras en los reguladores de tensión y falla del sistema de sellado	Falta de mantenimiento a los elementos de sellado.	Sobrecalentamiento de transformador y falta de fluido eléctrico.	8	5	5	200
		Núcleo			Recarga de magnetismo en el núcleo.	Dilatación de láminas del núcleo por deficiente refrigeración.	Recalentamiento de núcleo, disparo del sistema de control eléctrico (Relés)	8	4	7	224
		Sensores o taps			Baja el nivel de tensión a condiciones inapropiadas.	Fractura de bases de sensores.	Transformador fuera de servicio.	8	5	6	240
		Tanque de aceite dieléctrico			Deterioro por corrosión	Falta de mantenimiento de pintura.	Contaminación y deterioro del aceite dieléctrico.	8	5	7	280
		Controles generales			Terminales destruidos	Baja en el nivel de tensión	Interrupción total del fluido eléctrico.	8	5	6	240
		Sistema a tierra			Resistividad alta.	Deterioro/desgaste de conductor de cobre (varilla)	fusibles disparados	8	5	6	240

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. AMEF y NPR de la S.E. CB 150

sistema	Suministro: I371679 - I3717709			Falla Funcional	Modo de la falla	Causa de la falla	Efectos de la Falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5151	apoyos	Ferretería de montaje, postes y crucetas	Seguridad para el sistema al tener una altura considerable y normalizada para mantener aislados los elementos,	Ruptura de líneas y cortocircuito, deterioro de aisladores.	colapso de poste	Accidente por colisión de vehículo	Apagón general en la zona. Peligro personal humano.	10	3	3	90
					Fractura de crucetas	Caída del poste e impacto con el suelo	Crucetas inservibles.	9	3	2	54
					Deterioro de ferretería	Desgaste y corrosión	Ferretería sale a calificación de chatarra.	5	3	5	75
					Falla de cables de retenida	Peso de poste sobrepasa la resistencia del material	Cables de retenida fatigados, deben ser cambiados.	6	3	7	126

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. AMEF y NPR de la S.E. CB 150

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELECTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 -I3717709			Falla Funcional	Modo de la falla	Causa de la falla	Efectos de la falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5150	Conductores	Conductores de material AAA, aisladores PIN y cadenas poliméricas.	Son elementos importantes para garantizar el transporte de la energía eléctrica, permiten el alineamiento y la continuidad de la línea.	Soltura de empalmes	Elevada carga eléctrica.	Alta demanda de corriente	Flikers y perturbaciones en equipos que pueden trascender en colapso.	7	3	7	147
				Discontinuidad en la línea por falta de fluidez en el transporte de E.E.	Aflojamiento en empalmes	Utilización de cintas aislantes inapropiadas generan corrosión en empalmes.	Constantes variaciones de tensión y desestabilización de corriente.	9	3	2	54
					Ruptura de líneas	Falta de mantenimiento a recubrimiento siliconado hacen presa de corrosión.	Falta de fluido eléctrico para usuarios de la comunidad.	3	4	5	200
				Pérdida de corriente por aisladores	razones externas "revientan" los aisladores	Baja calidad de aisladores.	Se produce fenómenos de inducción de tipo magnético.	5	5	7	175

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10. AMEF y NPR de la S.E. CB 150

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELECTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 - I3717709			Falla Funcional	Modo de la falla	Causa de la falla	Efectos de la falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB	Transformador primario de distribución	Regulador de tensión	Estabilizar la tensión requerida por el sistema y protección del Trafo.	Deficiencias en el suministro de energía eléctrica idónea hacia la red.	Rajaduras en los reguladores de tensión y falla del sistema de sellado	Falta de mantenimiento a los elementos de sellado.	Sobrecalentamiento de transformador y falta de fluido eléctrico.	8	5	5	200
		Núcleo			Recarga de magnetismo en el núcleo.	Dilatación de láminas del núcleo por deficiente refrigeración.	Recalentamiento de núcleo, disparo del sistema de control eléctrico (Relés)	8	4	7	224
		Sensores o taps			Baja el nivel de tensión a condiciones inapropiadas.	Fractura de bases de sensores.	Transformador fuera de servicio.	8	5	6	240
		Tanque de aceite dieléctrico			Deterioro por corrosión	Falta de mantenimiento de pintura.	Contaminación y deterioro del aceite dieléctrico.	8	5	7	280
		Controles generales			Terminales destruidos	Baja en el nivel de tensión	Interrupción total del fluido eléctrico.	8	5	5	200
		Sistema a tierra			Resistividad alta.	Deterioro/desgaste de conductor de cobre (varilla)	fusibles disparados	8	5	5	200

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. AMEF y NPR de la S.E. CB 288

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELECTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 - I3717709			Falla Funcional	Modo de la falla	Causa de la falla	Efectos Potenciales de la falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SED CB 5288	apoyos	Ferretería de montaje, postes y crucetas	Seguridad para el sistema al tener una altura considerable y normalizada para mantener aislados los elementos,	Ruptura de líneas y cortocircuito, deterioro de aisladores.	colapso de poste	Accidente por colisión de vehículo	Apagón general en la zona. Peligro personal humano.	3	3	3	90
					Fractura de crucetas	Caída del poste e impacto con el suelo	Crucetas inservibles.	9	3	2	54
					Deterioro de ferretería	Desgaste y corrosión	Ferretería sale a calificación de chatarra.	5	3	5	75
					Falla de cables de retenida	Peso de poste sobrepasa la resistencia del material	Cables de retenida fatigados, deben ser cambiados.	6	3	7	126

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. AMEF y NPR de la S.E. CB 288

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS POTENCIALES (AMEF DE SISTEMA ELECTRICO)											
sistema	Suministro: I371679 -I3717709			Falla Funcional	Modo de la falla	Causa de la falla	Efectos de la falla	Gravedad	Ocurrencia	Detección	NPR
	Subsistema	Descripción del subsistema	Función								
SECB5288	conductores	Conductores de material AAA, aisladores PIN y cadenas poliméricas.	Son elementos importantes para garantizar el transporte de la energía eléctrica, permiten el alineamiento y la continuidad de la línea.	Soltura de empalmes	Elevada carga eléctrica.	Alta demanda de corriente	Flikers y perturbaciones en equipos que pueden trascender en colapso.	7	3	7	147
				Discontinuidad en la línea por falta de fluidez en el transporte de E.E.	Aflojamiento en empalmes	Utilización de cintas aislantes inapropiadas generan corrosión en empalmes.	Constantes variaciones de tensión y desestabilización de corriente.	9	3	2	54
					Ruptura de líneas	Falta de mantenimiento a recubrimiento siliconado hacen presa de corrosión.	Falta de fluido eléctrico para usuarios de la comunidad.	#	4	5	200
				Pérdida de corriente por aisladores	razones externas "revientan" los aisladores	Baja calidad de aisladores.	Se produce fenómenos de inducción de tipo magnético.	5	5	7	175

Fuente: Elaboración propia

Cuadro resumen de NPR:

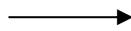
A continuación, se encuentra la determinación de prioridades críticas de las fallas, en resumen, correspondientes a los 15 subsistemas referidos en el AMEF. Para establecer los valores NPR de cada falla se ha realizado la ponderación correspondiente de acuerdo a la matriz del Anexo 7 para considerar la calificación respectiva de Inaceptables, reducibles a deseables y aceptables.

Tabla 13. Cuadro resumen de NPR

ITEM	Descripción de la falla crítica	G	O	D	NPR	
F1	Fractura, desplomado de poste	10	3	3	90	
F2	Fractura de crucetas	9	3	2	54	26.67 % representan 4 fallas (A)
F3	Colapso de ferretería	5	3	5	75	40.00 % representan 6 fallas (R)
F4	Aflojamiento y rompimiento de retenida de poste.	6	3	7	126	33.33 % representan 5 fallas (I)
F5	Sobrecarga	7	3	7	147	
F6	rotura de empalmes	9	3	2	54	Se Resolverán 33.3%; Quedando aún 66.67%
F7	ruptura del conductor	3	4	5	200	
F8	Defectos en resistencia del material o factores de origen externo.	5	5	7	175	
F9	Rotura de las empaquetaduras de los bornes, grietas en los bushing y Bushing mal ajustados	8	5	5	200	
F10	Sobre flujo magnético en el núcleo	8	5	5	200	
F11	Sobre flujo magnético en el núcleo	8	4	7	224	
F12	nivel de tensión menor al requerido	8	5	6	240	
F13	Envejecimiento acelerado	8	5	7	280	
F14	terminales fundidos	8	5	6	240	
F15	alta resistividad	8	5	6	240	

Puntajes del NPR

NPR > 200



INACEPTABLE (I)

200 > NPR > 125



REDUCIBLE A DESEABLE
(R)

125 > NPR



ACEPTABLE (A)

COMENTARIO:

En esta tabla 13, se analizaron puntajes de gravedad, ocurrencia y detección de las fallas características, determinándose que 5 de 15 fallas son indeseables (33.33%), 6 fallas son reducibles a deseables (40.0%) y 4 fallas son consideradas como aceptable (26.67%); concluyendo que las fallas reducibles a deseables y aceptables en conjunto, representan el 66.67% del total, lo cual ya no tiene injerencia en el tiempo para la reparación; más el tiempo que demandan las fallas inaceptables (33.33%) son las que prevalecen en el MTTR.

4.4. Diseñar el Programa de mantenimiento basado en el RCM de la red de media tensión al alimentador TNO006, subestación HI.2835 10 KVA, del Sector VIII del distrito El Milagro.

Para la determinación de actividades programadas en las subestaciones pertenecientes a cada uno de los Alimentadores y reclosers, se preparó el programa fundamental de mantenimiento basado en el RCM de la red de media tensión en estudio, bajo los criterios de observación directa al programa general de actividades utilizado en la actualidad, el cual se ha corregido mediante ajustes de acuerdo al cuestionario (Anexo 5) elaborado y resultados del mismo, por parte de los trabajadores de la compañía. En el programa se ha realizado un ordenamiento de todos los subsistemas de la red de media tensión del alimentador y se han propuesto para fines de mejoramiento en los principales indicadores, diferentes actividades de inspección, revisión, acción y retroalimentación que fueron identificadas como principales en el desarrollo de tareas asignadas, de acuerdo al detalle siguiente:

4.4.1. Programa de mantenimiento

Tabla 14. Cronograma de atenciones para períodos anuales del Plan de Mantenimiento

Programa de Mantenimiento (RCM) de la red de media tensión correspondiente al alimentador CJB005 - CB150																	
Subsistema	Equipo/ elemento	Actividad	Duración	Responsables	Frecuencia	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Apoyos	Postes	Mantenimiento de bases de postes, Renovación de postes de acuerdo al estado de conservación	3h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	12												
Apoyos	Crucetas	Verificación del estado de crucetas, abrazaderas y pernos de sujeción	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Apoyos	Ferretería	Verificar desgastes por corrosión de ferretería.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												

		reposición de ferreterías dañadas.															
Apoyos	Cables de retención	Verificación y ajustede anclajes	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Conductores	Panel View de Tablero / Empalme	Verificación de los controles electrónicos, contactores. Inspección de empalmes.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Conductores	Conducto para cables eléctricos / empalme	Verificación del estado de conductores, conexiones y catenaria.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Conductores	Conducto para cables eléctricos	Verificación del estado de conductores, cambio de los deteriorados y mantenimiento de limpieza a toda la franja de servicio.	3h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												

Conductores	Aislador y seccionadores	Verificación y limpieza. Reemplazo de aisladores y fusibles disparados	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Transformador de etapa de distribución	Tanque de aceite dieléctrico	Verificación de contaminación del aceite, reemplazo de empaquetaduras de tapa. Ajustes generales.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Transformador de etapa de distribución	Núcleo	Evaluación de temperatura con pirómetro.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Transformador de etapa de distribución	Taps	Calibración de taps de acuerdo a la correcta relación de transformación.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												

Transformador de etapa de distribución	Tanque del transformador	Montaje de sistema de protección para corrosión y rayos solares.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3													
Transformador de etapa de distribución	Tablero de conexiones	Verificación de bornes de conexión, limpieza general y barnizado a bobinas principales.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4													
Transformador de etapa de distribución	Sistema de aterramiento	Comprobación de rangos correctos de la resistividad y mantenimiento de barra de cobre.		Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.														

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15. Cronograma de atenciones para períodos anuales del Plan de Mantenimiento

Programa de Mantenimiento (RCM) de la red de media tensión correspondiente al alimentador CJB005 - CB151																	
Subsistema	Equipo elemento	Actividad	Duración	Responsable	Frecuencia	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Apoyos	Postes	Mantenimiento de bases de postes, Renovación de postes de acuerdo al estado de conservación	3h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	12												
Apoyos	Crucetas	Verificación del estado de crucetas, abrazaderas y pernos de sujeción	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Apoyos	Ferreterías	Verificar desgastes por corrosión de ferretería.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Apoyos	Cables de retención	Verificación y ajuste de anclajes	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												

Conductores	Panel View de Tablero / Empalme	Verificación de los controles electrónicos, contactores. Inspección de empalme.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Conductores	Conducto para cables eléctricos / empalme	Verificación del estado de conductores, conexiones y catenaria.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Conductores	Conducto para cables eléctricos	Verificación del estado de conductores, cambio de los deteriorados y mantenimiento de limpieza a toda la franja de servicio.	3h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Conductores	Aislador y seccionadores	Verificación y limpieza. Reemplazo de aisladores y fusibles disparados	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												

Transformador de etapa de distribución	Tanque de aceite dieléctrico	Verificación de contaminación del aceite, reemplazo de empaquetaduras de tapa. Ajustes generales.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Transformador de etapa de distribución	Núcleo	Evaluación de temperatura con pirómetro.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Transformador de etapa de distribución	Taps	Calibración de taps de acuerdo a la correcta relación de transformación.															
Conductores	Aislador y seccionadores	Inspección guiada, verificar y reajustar la relación de transformación.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												

Transformador de etapa de distribución	Tanque del transformador	Montaje de sistema de protección para corrosión y rayos solares.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3													
Transformador de etapa de distribución	Tablero de conexiones	Verificación de bornes de conexión, limpieza general y barnizado a bobinas principales.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4													
Transformador de etapa de distribución	Sistema de aterramiento	Comprobación de rangos correctos de la resistividad y mantenimiento de barra de cobre.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3													

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16. Cronograma de actividades anuales del Plan de Mantenimiento

Plan de Mantenimiento Preventivo (RCM) de la red de media tensión correspondiente al alimentador CJB005 -CB288																	
Subsistema	Equipo/ elemento	Actividad	Duración	Responsable	Frecuencia	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Apoyos	Postes	Mantenimiento de bases de postes, Renovación de postes de acuerdo al estado de conservación	3 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	12												
Apoyos	Crucetas	Verificación del estado de crucetas, abrazaderas y pernos de sujeción	1 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Apoyos	Ferretería	Verificar desgastes por corrosión de ferretería.	2 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Apoyos	Cables de retención	Verificación y ajuste de anclajes	1 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												

Conductores	Panel View de Tablero /Empalme	Verificación de los controles electrónicos, contactores. Inspección de empalmes.	1 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Conductores	Conducto para cables eléctricos / empalme	Verificación del estado de conductores, conexiones y catenaria.	2 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	6												
Conductores	Conducto para cables eléctricos	Verificación del estado de conductores, cambio de los deteriorados y mantenimiento de limpieza a toda la franja de servicio.	3 h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Conductores	Aislador y seccionadores	Verificación y limpieza. Reemplazo de aisladores y fusibles disparados	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												

Transformador de etapa de distribución	Tanque de aceite dieléctrico	Verificación de contaminación del aceite, reemplazo de empaquetaduras de tapa. Ajustes generales.	1h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	4												
Transformador de etapa de distribución	Núcleo	Evaluación de temperatura con pirómetro.	2h														
Transformador de etapa de distribución	Taps	Calibración de taps de acuerdo a la correcta relación de transformación.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Conductores	Aislador y seccionadores	Verificaciones y reajuste de relación de transformación	2h	Ingeniero residente, asistente, ayudante y conductor.	3												

Transformador de etapa de distribución	Tanque del transformador	Montaje de sistema de protección para corrosión y rayos solares.	2h	Ingeniero residente, liniero, ayudante y conductor.	3												
Transformador de etapa de distribución	Tablero de conexiones	Verificación de bornes de conexión, limpieza general y barnizado a bobinas principales.	1h	Ingeniero residente, liniero.	4												
Transformador de etapa de distribución	Sistema de aterramiento	Comprobación de rangos correctos de la resistividad y mantenimiento de barra de cobre.	1h	Ayudante y conductor.													
Transformador de distribución	Instalación a tierra	Evaluación de parámetros de resistividad de instalación a tierra	2h	Ingeniero residente, asistente, ayudante y conductor.	3												

Fuente: Elaboración propia.

4.4.2. Determinación de nuevos indicadores y comparación con los iniciales.

De acuerdo a lo obtenido se proyecta según el NPR, donde se ha determinado que se resolverán el 33.33 de todas las fallas consideradas críticas, persistiendo todavía un 66.67% de desperfectos o fallas catalogadas como deseables y aceptables.

Tabla 17. Resumen de cálculos de nuevos índices de indicadores

ITEM	EQUIPO	MTBF	MTR	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD
1	5150	438.48	3.21	99.27%	89.13%
2	5151	961.06	2.78	99.71%	95.96%
3	5213	477.56	8.44	98.26%	98.67%
4	5214	2633.48	18.51	99.30%	98.67%
5	5215	431.75	21.51	95.25%	98.79%
6	5216	537.87	67.60	88.84%	98.49%
7	5283	639.85	52.46	92.42%	97.74%
8	5288	833.97	24.50	97.15%	96.18%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Comparación de escenarios antes y después de la mejora

ITEM	EQUIPO	MTBF		MTTR		DISPONIBILIDAD		CONFIABILIDAD	
		Inicial	en mejora	Inicial	en mejora	Inicial	en mejora	Inicial	en mejora
1	5150	431.96	438.48	9.74	3.21	98%	99%	84%	89%
2	5151	955.43	961.06	8.41	2.77	99%	99%	96%	96%
3	5213	460.43	477.56	25.57	8.43	95%	98%	97%	98%
4	5214	2595.89	2633.47	56.1	18.5	98%	99%	98%	98%
5	5215	388.07	431.74	65.19	21.51	86%	95%	98%	99%
6	5216	400.63	537.87	204.84	67.59	66%	89%	97%	98%
7	5283	533.34	639.84	158.97	52.46	77%	92%	96%	97%
8	5288	784.22	833.96	74.25	24.50	91%	97%	94%	96%

Fuente: Elaboración propia.

Comentario: En la obtención del primer resultado en mejora: $MTTR = 9.74 * 0.333 = 3.21$ horas/año; $MTBF = (9.74 - 3.21) + 431.96 = 438.48$ horas/año; $C(t) = e^{-(\gamma * ttp/100)}$

En anexo N° 6 se encuentra detalle de las operaciones en los cuadros Excel correspondientes al cálculo.

4.5. Evaluar la inversión necesaria, proyectar el beneficio económico, así como el retorno operacional para la mejora.

4.5.1. Costos para la implementación del mantenimiento:

Tabla 19. Costos de operaciones

Costo Operacional			
	Colaboradores	Soles/hora	Sub total
Supervisor	1	110	110
Asistente	3	60	180
Conductor	2	160	320
Técnico liniero	3	90	270
Costo operativo/día			880
Costo operativo/hr.			110.00

Fuente: Elaboración propia

El costo de opciones, de la tabla 20 constituye el total horario de 2 cuadrillas formadas por 1 supervisor, 3 asistentes, 2 conductores y 3 técnicos linieros, quienes son encargados de efectuar las labores de mantenimiento, determinando un monto de operaciones ascendente a la suma de S/ 880.00 por día.

4.5.2. Ahorro de horas perdidas

Tabla 20. Ahorro por horas perdidas

T. de parada Inicial (hr)	T. de parada final (hr/año)	T. de parada evitado (hr)	Costo Operativo/ hr	Ahorro X horas perdidas
1841,72	387,7	1454,02	110.00	159 942,20

Fuente: Elaboración propia.

En la determinación de las ganancias hemos referido la contrastación de tiempos de parada, antes y después, así corresponden a parada inicial: 1841.72; mientras que a parada luego del evento de proyección: 387.7 horas; por lo tanto, la diferencia de 1454.02 horas, viene a ser la representación temporal del período de reparación que se ha evitado con su consecuente ahorro por no significar gasto. Habida cuenta que se ha determinado como costo operativo horario la suma de S/ 110.00 y un tiempo de parada evitada de 1454,02 horas, el ahorro por horas perdidas asciende a 159 942.20 soles.

4.5.3. Costos asociados al mantenimiento

Tabla 21. Costos asociados al mantenimiento predictivo

Tarea	Costo S/	Unidad	Cantidad	Sub total S/
Ensayos termográficos en líneas de distribución	434.82	Soles/Km.	5.84	2539.349
Inspección termográfica de Transformador	434.82	N° S,E,.	3	1304.46
Prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador	120	N° S,E,.	3	360
Monto Total				4203.809

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22. Costos asociados al mantenimiento preventivo

Costos de Mantenimiento Preventivo				
Tarea	Costo S/	Veces al año	N° de subestaciones	Sub total S/
Reparación de bases de los postes, templadores de poste, cambio de postes según el estado físico.	4423	1	3	13269
Evaluación de estado de crucetas y Elementos de amarre y ajuste.	505	2	3	3030
Evaluación de ferreterías y cambio de las que se encuentran en mal estado.	500	2	3	3000
Evaluación y templado de retenidas	558	2	3	3348
Pruebas de contactores en la caja de conexiones y revisión de l empalmes eléctricos.	435.98	3	3	3923.82
Mantenimiento de conexiones y mediciones de la flecha	2068.9	2	3	12413.4
Mantenimiento del conductor de a lo largo del "vano"	1973.99	4	3	23687.88
Mantenimiento / cambio de aisladores y fusibles tipo K	854	3	3	7686
Verificación de nivel de aceite y estado de las empaquetaduras de bornes (Cambio) ajustes y chequeo de bushings.	514	3	3	4626
Toma de medidas de temperatura y control de transformador.	240,5	4	3	2886
Inspección guiada, verificar y reajustar la relación de transformación.	488	4	3	5856
Acondicionamiento de una carcasa de protección para evitar daños por rayos uv hacia el transformador	892	4	3	10704
Limpieza de tablero de control (borneras de conexión) y ajustes de conexiones. Aspiración de residuos metálicos y polución dentro del tablero.	46,2	3	3	415.8
Mantenimiento de los sistemas de pozos y puesta a Tierra (Resistividad)	410	3	3	3690
TOTAL				98535.9

Fuente: Elaboración propia

Para determinar los beneficios de reducir el tiempo de inactividad con la implementación de actividades inherentes a evaluación, verificación y reparaciones preventivas, es necesario cuantificar gasto y beneficio para la compañía, que significa proyectar la puesta en marcha del estudio de la presente tesis en todo el ámbito de mantenimiento, que significan un total de S/. 4203.809 y S/. 98535.9 para el predictivo y preventivo, respectivamente.

4.5.4. Beneficio Útil

Tabla 23. Costo del beneficio útil

Beneficio útil	S/
Ahorro en horas perdidas	159 942.20
Costo por Mant. predictivo	4203,809
Costo por Mant. preventivo	98 805,90
total	56 932.49

Fuente: Elaboración propia

4.5.5. Inversión en activos y Tecnología para el Plan.

Tabla 24: Inversión en activos

Ítem	Descripción	Sub total
1	Equipos de protección & Seguridad	14820
2	Herramientas	5540
3	Materiales Eléctricos	18650
Costo Total		39010

Fuente: Elaboración propia.

4.5.6. Retorno operacional de la inversión

$R.O.I = \text{Inversión inicial} / \text{Beneficio útil}$

$R.O.I = 39\ 010 / 56\ 932.49$

$R.O.I. = 0.69$

R. O. I. \approx 8.2 MESES

Para establecer el costo beneficio del proyecto se utilizó la metodología del Retorno Operacional de Inversión, dividiendo la inversión inicial sobre beneficio útil. Los beneficios detallados que se muestran son ahorro por horas no aprovechables menos costos generales de mantenimiento, resultado: S/56 932.49 e inversión en activos: S/ 39 010.00. Para el cálculo final del retorno operacional de inversión se relacionaron

ambas cantidades, lo cual representó para la proyectada realización del estudio, materia de la presente investigación, recuperable en 8,2 meses.

V. DISCUSIÓN

De acuerdo a la tesis, materia de la investigación, se desarrolló un plan de mantenimiento basado en el RCM para mejorar la confiabilidad del sistema de suministro eléctrico en Red MT250. Para tal fin, se evaluó la disponibilidad actual del sistema; se identificaron las fallas denominadas críticas mediante el análisis de criticidad, AMEF y NPR; se propuso un programa de mantenimiento preventivo en base al RCM de la red de media tensión materia de la tesis y se estimaron los beneficios y gastos que atañen a la puesta en marcha del Plan y su proyección del beneficio económico y retorno de la inversión para cifrar la viabilidad económica. De manera, se han cifrado los hallazgos de la propuesta para mejorar los factores técnico-económicos involucrados en la confiabilidad operacional.

En tal sentido, se han tomado como referencia algunos antecedentes que aportan a esta mejora, como por ejemplo el de Jaramillo, Bouhmala y Haugen (2020) en el que se desarrolla un modelo de mantenimiento predictivo a partir de monitoreos de aceite lubricante, mediciones de vibraciones y parámetros eléctricos, para determinar el grado de confiabilidad en el funcionamiento y conservación de los equipos, sin descuidar la detección precoz de fallas potenciales y gestión de la criticidad. De esta manera, como resultado determinó la factibilidad de aplicación del modelo propuesto; sin embargo, no especifica fehacientemente mediante indicadores su desarrollo de mejora, únicamente concluye afirmando que el efecto del modelo debe satisfacer un sistema de gestión; más en la presente investigación, han quedado demostrados mediante porcentajes, la mejora de indicadores de disponibilidad y confiabilidad, claves en la determinación de una mejora.

La fiabilidad del proceso es el segundo factor a determinar. Como el primero, es un concepto en una escala nominal. Por ello, analizamos los resultados de una encuesta de satisfacción general de mantenimiento que se aplicó a un grupo de integrantes de la empresa. La mayoría de las respuestas tienden a ser positivas, indicando satisfacción con los pasos que componen el proceso anterior. Por otro lado, el punto más

débil es que los trabajadores dicen sentirse incómodos con los cambios inesperados. Bruce y Eyres (2012) señalan que esto es normal porque el ambiente marino en general no permite una planificación cuidadosa, y esto es cierto. La fiabilidad del proceso se considera aceptable. respecto a la contrastación con la investigación de Zapata Ahumada (2018), notamos coincidencias en cuanto al planteamiento del fondo de los objetivos, pues inician con un análisis de priorización de fallas, seleccionan modos y criticidad más impactante y proponen mejoras de tareas de mantenimiento, para finalizar realizando la evaluación de factibilidad económica. La diferencia con la presente investigación, estriba principalmente en que en el antecedente se denota mucho interés en aspectos climatológicos pues la empresa Chilquinta S.A. tiene sus líneas de transmisión en zonas de accidentado terreno y donde existen condiciones de lluvia, fuertes vientos y neblina cerrada. Este aspecto es determinante en su proceso de planificación por la variabilidad climática y accesos; para el caso de nuestra investigación, este factor no es determinante y entonces se aboca mayormente a la mejora de la disponibilidad del sistema de suministro eléctrico en Red MT250.

De acuerdo a la confrontación con los resultados de la investigación de (Islam, 2018) en la cual mediante una evaluación de factores restrictores de desempeño colaborativo de mantenimiento por parte del personal, aducen que se debe principalmente a factores de probabilidad de error humano, pues incluyeron como instrumento de medición a una encuesta y propusieron la aplicación de un modelo experimental bajo el seguimiento en el mantenimiento de dos equipos críticos. La metodología va por el aspecto psicosocial más que por el efecto técnico, pues sugieren incluso al final, la posibilidad de mayor incidencia en mejora de resultados si consideran factores de origen operativo y mantenimiento. Creemos que si bien es cierto que el aspecto humano es importante en obtener confiabilidad en la realización de trabajo, es igual o más importante la obtención de resultados a partir de organización y establecimiento de procedimientos de un sistema de gestión, tal como se determina en nuestra tesis con el desarrollo del plan de mantenimiento en su concepción general.

También, en contraste con la investigación a cargo de Blas Ángeles (2017) respecto al desarrollo efectivo del plan de mantenimiento para la transmisión eléctrica de 60KV. L-717 Zapallal – IPN en el cual se aboca al planteamiento de actividades de análisis de flujos y procesos de seguridad, involucrando las tareas de mantenimiento, no determinan cuantificación alguna referencial a indicadores ni priorización de equipos críticos, sino que atribuyen a las acciones referidas como suficientes para resultados eficaces para la empresa; en nuestra investigación, se ha tomado como premisa la evaluación general de fallas identificadas como críticas y se han realizado comparaciones de un antes y un después bajo la premisa ponderativa de los indicadores de disponibilidad y confiabilidad del sistema de suministro eléctrico en Red MT250, obteniendo mejoras de 91% á 97% y de 94% á 96%, respectivamente.

Por otra parte, Mahecha, 2019; en el estudio denominado “Metodología en el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento aplicada a una subestación distribuidora de energía eléctrica”, lo ayudó a desarrollar el sistema de mantenimiento comenzando con la clasificación, el análisis de riesgos, la especificación, la clasificación de fallas, la priorización y el desarrollo del plan. Tal mantenimiento. El producto de todas estas metodologías se destaca en sus actividades de mantenimiento, así como en su frecuencia. De acuerdo a la contrastación que hemos realizado, verificamos que el antecedente a cargo de Mahecha ha puesto énfasis en determinada matriz de riesgos en la cual surgen como prioritarios, principios de calidad de devanados, selección de disyuntores y capacidad de seccionadores; ello redundo más en un aspecto técnico y empírico, no así en el presente análisis de la tesis donde se ha demostrado con proyecciones afines a la ciencia del mantenimiento, la mejora de la disponibilidad, entre los cuales se ha considerado también a la jerarquía de elementos en operación, estudio de factores denominados críticos, tratamiento de las fallas identificadas, así como también la priorización de riesgos y programación. También debemos manifestar, en contrastación con el antecedente, que este estudio, cubre una gama de reparaciones en el orden de los intervalos de tiempo requeridos para las diversas actividades de mantenimiento de las subestaciones. De igual manera, obtenemos resultados a favor de los

componentes del transformador: bushings, tanques de aceite, núcleos, placas, tierra e incluso conductores. Dependiendo de la severidad de los criterios fallidos; Criterios de probabilidad de error y criterios de detección de fallos. Como resultado, el NPR mayor de 200 se clasifican como de alto riesgo.

VI. CONCLUSIONES

- Se evaluó la disponibilidad inicial del sistema de suministro eléctrico en la red de media tensión 10 KV, los hallazgos de este cálculo,

determinaron que la sub estación 150 es la de mayor indicador, con 84%; y la CB 216, es la que presentó la menor disponibilidad correspondiente a 66.16%.

- Se realizó la identificación mediante un análisis de criticidad a los activos pertenecientes a la red, así como de los sistemas de protección, conductores y estructuras, resultando como críticas 3 subestaciones, 1 semi crítica y 4 no críticas. Se concluyó que las subestaciones con mayor frecuencia de falla, son las correspondientes a la red de media tensión considerándose como subestaciones de primer orden de atención: CB 5150; CB 5151 y CB 5288.
- Se analizó de acuerdo a las matrices y metodologías recomendadas en el RCM, las fallas y deficiencias presentadas en la red de distribución tomando como muestra las fallas correspondientes a 15 subsistemas y realizando la ponderación de acuerdo a la matriz respectiva de donde se obtuvieron 4 fallas (26.67%) consideradas como aceptables, 6 fallas (40.00%) como fallas reducibles a deseables; y, 5 fallas (33.33%) consideradas como inaceptables.
- Se elaboró el programa de mantenimiento basado en el RCM de la red de media tensión correspondiente al alimentador TNO006, subestación HI.2835 250 KVA, del Sector VIII del distrito El Milagro, a fin de determinar las actividades a programar en las subestaciones pertenecientes a cada uno de los Alimentadores y reclosers, bajo los criterios de observación directa al programa general de actividades utilizado en la actualidad. En el programa se ha realizado un ordenamiento de todos los subsistemas de la red de media tensión del alimentador y se han propuesto para fines de proyección de la mejora en los principales indicadores de mantenimiento, diferentes actividades de inspección, revisión, acción y retroalimentación que fueron identificadas como principales en el desarrollo de tareas asignadas.
- Se realizó la proyección de los indicadores post mejora mediante la utilización del NPR, para obtener la mejora cuya comparación del antes y después arroja las diferencias entre: Confiabilidad = 0.94 inicial a 0.96 en

mejora; y, Disponibilidad = 0.91 inicial a 0.97 en mejora, considerándose efectiva la actividad, por el aumento del índice de indicadores.

- Se ha realizado una evaluación de los costos para la puesta en ejecución del plan y proyectado el beneficio, obteniendo como beneficio útil el total de S/ 55 114.97 para una inversión total de S/ 39 406.00, de lo cual se calcula la recuperación operacional de la inversión para un período de 8.5 meses.
- Finalmente, es menester afirmar que el plan de mantenimiento obedece a una gestión estratégica puesto que se encuentra dentro de las acciones corporativas a largo plazo de la empresa.

VII. RECOMENDACIONES

- Recomendamos realizar visitas programadas y calendarizadas para todas las subestaciones in situ, a fin de estimar e identificar defectos en los diferentes equipos y accesorios de cada subestación.
- Se solicita dar la importancia debida a la actualización de la jerarquía cada dos meses en el software de análisis de riesgo, para grupos relacionados

con el sitio, para acciones de mantenimiento posteriores.

- Se sugiere proponer análisis y evaluación periódica de los motivos y razones de las posibles fallas en cada una de las subestaciones. Una observación correcta del problema que pueda tener el sistema, conducirá a determinar eficientes resultados.
- Se invoca adoptar la metodología propuesta en el estudio de investigación presente y realizar continuas retroalimentaciones, en lo posible anuales, para reducir costos y maximizar disponibilidad.
- Finalmente, se sugiere realizar estrategias en la gestión, de manera periódica cada año, de tal manera que los responsables de las unidades administrativas puedan establecer metas para la mejora de la gestión.

REFERENCIAS

Alfaro Rodríguez, J. (2019) Potencialidades de la medición remota de metro contadores para el despliegue de redes eléctricas inteligentes. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
<https://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/11467>.

- Angeles Blas, L. J. (2017). Implementación de un plan de mantenimiento efectivo para el sistema de transmisión eléctrica de Zapallal. Universidad privada del Norte. <https://hdl.handle.net/11537/11371>
- Arteaga Esquivel, X. (2018) Sistema Automático De Iluminación En Base A Normas Técnicas Para Mejorar La Eficiencia Y Eficacia Luminosas En Una Planta Industrial. Universidad Cesar Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/25022>.
- Bach Chang Armas, J. (2018) Sistema Inteligente para Determinar los Índices de Contaminación Atmosférica en el C.P. El Progreso para la Municipalidad de Pacasmayo, 2018. Universidad Cesar Vallejo. https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/28222/chang_aj.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Dávila Trigozo, M. (2018) Sistema de iluminación LED que permita reducir el consumo de energía eléctrica del sistema de iluminación de la zona céntrica de Morales, 2018. Universidad Cesar Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/27098>
- Delgado Guevara, L. (2016) Propuesta de Sistema Fotovoltaico para el ahorro de energía eléctrica de una incubadora Avícola en la Ciudad de Chiclayo 2016. Universidad Cesar Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/8830>
- Delgado-Trejos, E., & Álvarez, F. S. (2019). Modelo de Gestión de Demanda Energética Usando Tecnologías Inalámbricas. Scientia Et Technica.
- Franco-Manrique, R., Gómez-Luna, E., & Ramos-Sánchez, C. A.. (2018). Smart grid analysis and management in Colombia towards ETAP Real Time solution. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 26(4), 599-611. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052018000400599>
- Figueroa Higueros, H.; Cifuentes, J. (2016) Redes Eléctricas Inteligentes en Guatemala. Universidad de San Carlos de Guatemala. <http://www.repositorio.usac.edu.gt/4487/>

Gerencia de Políticas y Análisis Económico Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17 Teléfono: 219-3400 Anexo: 1057 Fax: 219-3413 www.osinergmin.gob.pe

Gómez, Víctor A., Hernández, Cesar, & Rivas, Edwin. (2018). Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid). *Información tecnológica*, 29(2), 89-102. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642018000200089>

González Redondo, M. (2016) Estudio con modelos de datos para la automatización en redes eléctricas inteligentes. Universidad de Córdoba. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=64276>

Giral, W., Celedón, H., Galvis, E. y Zona, A. (2017). Redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano: revisión de tema. *Revista Tecnura*, 21(53), 119-137, doi: 10.14483/22487638.12396

GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN. (2020) aspectos generales de las redes eléctricas inteligentes en Colombia. Universidad distrital francisco José de caldas. <http://rirc.itiud.org/Documents/1588264173.pdf>

Guardiola, Juan M., Gómez-Luna, Eduardo, Marlés-Sáenz, Eduardo, & Cruz, Jorge de la. (2019). The why of adaptive protections in modern electrical networks. *Ingeniería e Investigación*, 39(2), 58-68. <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v39n2.74786>

Guardarrama, J; Orestes Hernández, A; Silverio Freire, R. (2019) Sistema de supervisión para el monitoreo de redes eléctricas inteligentes. Universidad Tecnológica de la Habana. <https://www.redalyc.org/jatsRepo/3291/329160723010/index.html>

MENEGHETTI, Antonella y DE ZAN, Elisa. *Technicians and interventions scheduling for the maintenance service of container ships*. *Procedia CIRP* [en línea]. Marzo 2016. [Fecha de consulta: 09 de julio de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827116300488>

- HR Mansouri, B. Mozafari, S. Soleymani, H. Mohammadnezhad. (2020) Nueva estrategia distribuida óptima para mitigar el desequilibrio de fase en las redes inteligentes. *Sensores* 2020.
- Hernández-Callejo, Luis, & Arrinda, Amaia, & de la Vega, David, & Fernández, Igor, & Angulo, Itziar (2019). A comprehensive review of the impact of transmission technologies on the electrical grid. *Revista Facultad de*
- ISLAM, Rabiul et al. *Human Error Probability Assessment during Maintenance Activities of Marine Systems*. *Safety and Health at Work* [en línea]. Marzo 2018. [Fecha de consulta: 08 de julio de 2020]. Disponible en:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S209379111730183X>
- JARAMILLO, Verónica, BOUHMALA, Nouredine y HAUGEN, Anne. *Developing a predictive maintenance model for vessel machinery*. *Journal of Ocean Engineering and Science* [en línea]. Mayo 2020. [Fecha de consulta: 09 de julio de 2020]. Disponible en:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468013320300279>
- Jiménez, Y., Duarte, C., Petit, J., Meyer, J., Schegner, P., & Carrillo, G. (2015). Steady state signatures in the time domain for nonintrusive appliance identification. *Ingeniería e Investigación*, 35(Supl), 58-64. DOI: <http://dx.doi.org/10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53619>
- Mahecha Méndez, W. (2019). Metodología para el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento aplicado a subestaciones de distribución de energía eléctrica. [Tesis Maestría, Universidad de Ibagué]. <http://repositorio.unibague.edu.co:80/jspui/handle/20.500.12313/613>
- Malón. E, (2019) Evaluación de la calidad del suministro eléctrico y condiciones técnicas económicas del alimentador en media tensión Nam001 Hidrandina S.A – Cajamarca. Universidad Cesar Vallejo. <https://hdl.handle.net/20.500.12692/46285>
- Mamani Pari, D. (2018) Integración de las Energías Renovables como Generación Distribuida en Redes Eléctricas Inteligentes en media Tensión en la Región

del Cusco. UNIVERSIDAD ANDINA NÉSTOR CÁCERES VELÁSQUEZ.
<http://www.repositorio.uancv.edu.pe/handle/UANCV/2265>

- Majeed Butt, O.; Muhammad, Z.; Tallal Majeed Butt, T. (2020) Avances recientes en la tecnología de redes inteligentes: perspectivas de futuro en la red de energía eléctrica. Diario de ingeniería de Ain Shams.
- Mallot, R. (2016) Optimización del diseño y la operación de redes eléctricas inteligentes mediante computación evolutiva. Universidad de Alcalá.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=182010>
- Mónico Guido, L. (2020) Operaciones y dilemas Socio-Técnicos en los desarrollos energéticos argentinos: El proyecto Red inteligente en la ciudad general San Martín Mendoza. Universidad de Buenos Aires Universidad Nacional de Quilmes.
- Moreno García, I. (2015) Técnicas avanzadas de Protección de Redes Eléctricas Inteligentes. Universidad de Córdoba, UCO Press.
<http://hdl.handle.net/10396/13165>
- Ndala Mulangui, P. (2019) Almacenamiento de energía en las redes eléctricas inteligentes. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
<https://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/11508>
- Negiria, P.; Drut, R.; Silea, I. (2020) Mejoras de disponibilidad a través del corte de datos en redes de redes inteligentes de PLC. Revista Internacional de Ingeniería.
- Neves, L.; Cuenca, L. (2019) Diseño de Redes Eléctricas Inteligentes para una Gestión Energética. Memorias de la Novena Conferencia Iberoamericana de Complejidad, Informática y Cibernética (CICIC 2019)
<https://iconline.ipleiria.pt/handle/10400.8/4655>
- Olivares Rojas, J.; Reyes Archundia, E.; Gutiérrez Gnechi, J.; Molina Moreno, I.; Cerda Jacobo, J. (2020) UNA REVISIÓN A LA CIBER SEGURIDAD EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (A REVIEW OF CYBER SECURITY ON SMART GRIDS). Tecnológico Nacional de México en Celaya.
<http://itcelaya.edu.mx/ojs/index.php/pistas/article/view/2261>

- Praven Kumar, R. (2020) Ajuste de parámetros de red direccional basado en PSO para redes inteligentes protección de Sistemas. Revista internacional de tendencias.
- Polo del Conocimiento: Revista científico - profesional, ISSN-e 2550-682X, Vol. 5, N°. 8, 2020, págs. 1253-1263
- Poyato, R. (2016) Optimización del diseño y la operación de redes eléctricas inteligentes mediante computación evolutiva. Poyato. Universidad de Alcalá. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=182010>
- Quispe, M. Padilla, M. Ruiz. (2019) Despliegue Óptimo de redes inalámbricas para medición inteligente. Universidad politécnica Salesiana Ingeniería Universidad de Antioquia, (93),82-91. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=43062836008>
- Rodríguez, N; García Lorenzo, M. (2018) Sistema inteligente de información geográfica para las empresas eléctricas cubanas. Revista chilena de Ingeniería Vol. 27.
- Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 59, 1 June 2016, Pages 710-725.
- Saguma Aniceto, J. (2018) Diseño de sistema domótico para reducir el consumo de energía eléctrica en un edificio multifamiliar en la ciudad de Chiclayo. Universidad Cesar Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/27949>
- Swayne Vásquez, D. (2017) Propuesta De Diseño De Un Sistema Fotovoltaico Para Reducir El Consumo Eléctrico Del Laboratorio De Electrónica En I.E. Pedro Abel Labarthe Durand, Chiclayo, 2017. Universidad Cesar Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/32425>
- Schwarz-Díaz, M. G. (2018). Smart Grids: Redes eléctricas inteligentes para el sistema interconectado nacional. Tecnología minera, 12 (75), 52-54. Recuperado de <https://virtual.constructivo.com/edicion/tm75/docs/tm55.pdf>

- Tello-Maita, Josimar, & Marulanda-Guerra, Agustín. (2017). Modelos de optimización para sistemas de potencia en la evolución hacia redes inteligentes: Una revisión. *DYNA*, 84(202), 102111. <https://doi.org/10.15446/dyna.v84n202.63354>
- Uparela, Miguel A., González, Rubén D., Jiménez, Jamer R., & Quintero, Christian G.. (2018). Intelligent system for non-technical losses management in residential users of the electricity sector. *Ingeniería e Investigación*, 38(2), 52-60. <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v38n2.67331>
- Vélez, Ney R.; Balderramo Albuérne, Yolanda E.; Llosas Neves, L.; Cuenca, L. (2019). Diseño de Redes Eléctricas Inteligentes para una Gestión Energética. Memorias de la Novena Conferencia Iberoamericana de Complejidad, Informática y Cibernética (CICIC 2019) <https://iconline.ipleiria.pt/handle/10400.8/4655>
- Villacres, Fabricio, & Inga, Esteban. (2019). Planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrada mediante un método metaheurístico. *Ingeniería y Ciencia*, 15(30), 141-166. <https://doi.org/10.17230/ingciencia.15.30.7>
- Villanueva M. (2017.) Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del sub sistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 kv de San Gabán – Ollachea. Universidad Nacional del Altiplano <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/6688>.
- Zapata Ahumada, S. A. (2018). Propuesta de mejora de un plan de mantenimiento en líneas del sistema de transmisión zonal de Chilquinta S.A. Universidad Técnica Federico Santa María. <http://hdl.handle.net/11673/23908>.

ANEXOS

Anexo 1: Operacionalización de variables

Operacionalización de variables independientes y dependientes

Variable Independiente	Definición conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicador	Escala
Plan de Mantenimiento basado en el R.C.M.	Permite cuantificar los indicadores de gestión de mantenimiento, a fin de evaluar el tiempo medio entre falla "MTBF" y tiempo medio para reparar "MTTR" para de esta manera proponer medidas correctivas (Sánchez, 2016, p.43).	El mantenimiento basado en el método R.C.M. hace uso las herramientas como el AMEF, NPR y ACE para identificar y ponderar las fallas encontradas como críticas.	AMEF (Análisis de modos y efectos de fallos)	Formatos en hojas de información y decisiones.	Nominal
			NPR (índice o número de prioridad de riesgo)	Avería aceptable NPR ≤ 125	Ordinal
				Avería reducible (125 < NPR ≤ 200)	
			ACE (Análisis de criticidad de equipos)	Critico Semi critico No critico	Nominal
Avería inaceptable (NPR > 200)					
Variable dependiente	Definición conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicador	Escala
Indicadores de gestión de mantenimiento	Conjunto de parámetros estadísticos que permiten establecer las condiciones de mantenimiento de un equipo o activo (Moubray, 2018, p.139):	Los indicadores del mantenimiento basado en el RCM, son en esencia la disponibilidad y confiabilidad	Disponibilidad	0% < D(t) ≤ 100%	Razón
			Confiabilidad	0% < C(t) ≤ 100%	Razón

Anexo 2: Criterios de la criticidad

CRITERIOS PARA DETERMINAR CRITICIDAD	CUANTF.
Frecuencias de Falla	
Mayor a 4 fallas/año	4
2-4 fallas/año	3
1-2 fallas/año	2
Mínimo de 1 falla/año	1
Impacto Operacional	
Parada inmediata de toda la empresa	10
Parada de toda la planta (recuperable en otras plantas)	6
Impacto a niveles de producción o calidad	4
Repercute a costos operacionales adicionales (indisponibilidad)	2
No genera ningún efecto significativo sobre las demás operaciones	1
Flexibilidad Operacional	
No existe opción de producción y no hay forma de recuperarlo	4
Hay opción de repuesto compartido	2
Función de repuesto disponible	1
Costos de Mantenimiento	
Mayor o igual a \$20.000	2
Menor o inferior a \$20.000	1
Impacto en la Seguridad Ambiental y Humana	
Afecta la seguridad humana tanto externa como interna	8
Afecta el ambiente produciendo daños irreversibles	6
Afecta las instalaciones causando daños severos	4
Provoca daños menores (accidentes o incidentes)	2
Provoca un impacto ambiental cuyo efecto no viola las normas	1
No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o ambiente	0



Matrices de la Criticidad
Fuente: Achahuanco, 2020 - Gutiérrez, 2002

Anexo 3: Fichas de registro

				
FICHA DE REGISTRO				
1. Red de media tensión correspondiente al alimentadordel sector El Milagro desde el recloserhasta el seccionador				
2. Objetivo de la observación:	Análisis de las fallas reportadas en el año 2020 correspondiente al alimentador , registrando datos necesarios para determinar los indicadores de mantenimiento.			
3. Empresa:		Alimentador:	CJB-005	
4. Fecha:				
5. Autores:		H. inicio:		
		H. fin:		
N°	Incidencia	F. Registro de falla	F. de reparación de falla	SED
1	Postes en mal estado / mal ubicado	17/02/2020 08:06	17/02/2020 09:06	Circuito BT - A de la SED CB150
2	Poste Inclinado / Mal Estado	17/02/2020 09:06	18/02/2020 21:44	Circuito BT - A de la SED CB150
3	Más de un usuario	25/02/2020 15:18	26/02/2020 12:49	Circuito BT - A de la SED CB150
4	Reposicion Fuera de Plazo	01/03/2020 10:46	01/03/2020 11:46	Circuito BT - A de la SED CB150
5	Corte no Programado	01/03/2020 12:48	01/03/2020 13:48	Circuito BT - A de la SED CB150
6	Reposicion Fuera de Plazo	08/05/2020 18:16	08/05/2020 20:34	Circuito BT - A de la SED CB150
7	Más de un usuario	26/09/2020 16:59	26/09/2020 18:10	Circuito BT - A de la SED CB150
8	Cortes Programados	01/10/2020 21:24	02/10/2020 12:04	Circuito BT - A de la SED CB150
9	Cortes Programados	02/10/2020 15:42	02/10/2020 17:42	Circuito BT - A de la SED CB150
10	Más de un usuario	11/10/2020 18:00	11/10/2020 20:00	Circuito BT - A de la SED CB150
11	Más de un usuario	20/10/2020 14:21	21/10/2020 14:22	Circuito BT - A de la SED CB150
12	Reposicion Fuera de Plazo	25/10/2020 09:20	25/10/2020 20:00	Circuito BT - A de la SED CB150
13	Más de un usuario	08/11/2020 09:45	08/11/2020 10:45	Circuito BT - A de la SED CB150
14	Más de un usuario	30/11/2020 23:03	01/12/2020 08:10	Circuito BT - A de la SED CB150
15	Reposicion Fuera de Plazo	01/12/2020 08:10	01/12/2020 09:10	Circuito BT - A de la SED CB150
16	Más de un usuario	13/12/2020 14:30	14/12/2020 14:47	Circuito BT - A de la SED CB150
17	Más de un usuario	25/12/2020 08:39	25/12/2020 20:54	Circuito BT - A de la SED CB150
18	Corte no Programado	24/02/2020 13:57	24/02/2020 14:57	Circuito BT - A de la SED CB151
19	Más de un usuario	02/10/2020 09:45	02/10/2020 12:04	Circuito BT - B de la SED CB151
20	Más de un usuario	18/03/2020 12:26	18/03/2020 15:30	Circuito BT - A de la SED CB151
21	Más de un usuario	18/03/2020 16:43	19/03/2020 17:00	Circuito BT - B de la SED CB151
22	Más de un usuario	27/03/2020 09:08	27/03/2020 16:50	Circuito BT - B de la SED CB151
23	Corte no Programado	21/10/2020 10:53	21/10/2020 22:59	Circuito BT - A de la SED CB151
24	Lámpara Apagada	01/01/2020 08:52	01/01/2020 09:52	Circuito BT - A de la SED CB213
25	Lámpara Apagada	08/02/2020 09:52	10/02/2020 11:59	Circuito BT - A de la SED CB213

Anexo 4: Ficha de observación

					
FICHA DE OBSERVACIÓN					
1. Red de media tensión correspondiente al alimentador.....del Sector El Milagro desde el recloser					
2. Objetivo:	Evaluación de los componentes que conforma la red 22.9Kv desde ...hasta el seccionador ...				
3. Empresa:		Hora de inicio:	10:23:00		
4. Fecha:		Hora de termino:	10:43:00		
5. Autores:		Seccionador:			
		Alimentador :			
SISTEMA	SUBSISTEMA	Tipo	Cantidad	Estado	Observacion
Estructura	Poste de cac	CAC 13/400	1	B	
	Cintas band-it	Acero inox.	3	B	
	Perno ojo 5/8	Acero galv.	3	B	
	Cruceta simétrica	CAC 2.4m	1	R	
	Palomilla simétrica	Madera 2.5m	1	R	
	Pernos de doble armado	Acero galv.	4	B	
	Plancha tipo J	Cobre	2	B	
	Arandelas curvas	-	3	B	
	Grupos de anclaje	Abrazaderas	4	B	
Retenida	Ancla	1	B		
Conductores	Conductor de aluminio acerado para retenida	ACSR*35mm2	15m	B	
	Cable NYY	3*16*35mm2	3m	B	
	Aislador tipo PIN	56/3	1	B	
	Aisladores poliméricos	36Kv	6	B	
	Arandelas planas	-	6	B	
	Grapas de anclaje	Pistola	3	B	
	Grapas de suspensión	Paralelas	6	B	
Aislador tipo tracción	54/1	1	B		
Seccionador y SPAT	Seccionador	Cut-out 27 Kv	3	B	
	Fusible tipo k	65A	3	B	
	Pararrayos	polimérico	3	B	
	Fijadores	Metálicos	2	B	
	Sensores de voltaje y corriente	polimérico	3	B	
	Disipadores de sobrecorriente	polimérico	3	B	
	Sistema de puesta a tierra	SPAT-01	1	B	
	Conductor de cobre desnudo T.b para PAT	35mm2	12m	B	
Unidad de control y monitoreo	Tablero	1	B		
Estado :	(B: Buen Estado ; R: Regular ; M: Mal Estado)				
Fecha de elaboración : Trujillo - Bulwara.					

Anexo 5: Cuestionario

Cuestionario

1. ¿Cuál es el equipo o componente que demanda mayor interrupción de servicio eléctrico en caso de falla?
2. ¿Cuántas han sido el mayor número de atenciones para un mismo punto en el alimentador TNO006 en el último año?
3. ¿Cuántas han sido el menor número de incidencias ingresadas para un mismo punto en el último año?
4. ¿Cuál es el equipo que representa mayor costo de mantenimiento?
5. ¿Cuáles son los equipos que representan menor costo de mantenimiento?
6. ¿Es factible la mejora del plano catastral unifilar del Sector El Milagro? ¿Por qué?
7. ¿Qué tanto recomendaría usted un sistema de asignación de prioridades?
8. ¿El número de incidencias pendientes de reparación son bajas? ¿Cuál sería el tiempo promedio que se toman para ser atendidas?
9. ¿Todas las tareas habituales de mantenimiento están estandarizadas y/o con procedimiento estándar de tarea (PETS)?

Anexo 6: Cálculo de Indicadores Iniciales y post mejora: (Del Excel)

EQUIPO	Hrs-función.	Hrs-parada	fallas	(1/MTBF)	TTP	potencia
5150	5183.5	116.88	12	0.00231504	7531	-0.17435
5152	7643.44	67.28	8	0.00104665	5912	-0.06188
5213	4143.87	230.13	9	0.00217188	950	-0.02063
5214	7787.67	168.3	3	0.00038522	5244	-0.02020
5215	3880.7	651.9	10	0.00257685	784	-0.02020
5216	4807.56	2458.08	12	0.00249607	1220	-0.03045
5283	5866.74	1748.67	11	0.00187498	2177	-0.04082
5288	7057.98	668.25	9	0.00127515	4853	-0.06188

ITEM	EQUIPO	MTBF	MTTR	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD
1	5150	431.96	9.74	0.9779	0.8400
2	5152	955.43	8.41	0.9913	0.9686
3	5213	460.43	25.57	0.9474	0.9796
4	5214	2595.89	56.10	0.9788	0.9800
5	5215	388.07	65.19	0.8562	0.9800
6	5216	400.63	204.84	0.6617	0.9700
7	5283	533.34	158.97	0.7704	0.9600
8	5288	784.22	74.25	0.9135	0.9399

EQUIPO	Hrs-función.	Hrs-parada	fallas	(1/MTBF)	TTP	potencia
5150	5183.5	116.88	12	0.00231504	7531	-0.17435
5152	7643.44	67.28	8	0.00104665	5912	-0.06188
5213	4143.87	230.13	9	0.00217188	950	-0.02063
5214	7787.67	168.3	3	0.00038522	5244	-0.02020
5215	3880.7	651.9	10	0.00257685	784	-0.02020
5216	4807.56	2458.08	12	0.00249607	1220	-0.03045
5283	5866.74	1748.67	11	0.00187498	2177	-0.04082
5288	7057.98	668.25	9	0.00127515	4853	-0.06188

NUEVOS INDICADORES:

ITEM	EQUIPO	MTBF	MTTR	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD
1	5150	438.48	3.21	0.9927	0.8913
2	5151	961.06	2.78	0.9971	0.9596
3	5213	477.56	8.44	0.9826	0.9867
4	5214	2633.48	18.51	0.9930	0.9867
5	5215	431.75	21.51	0.9525	0.9879
6	5216	537.87	67.60	0.8884	0.9849
7	5283	639.85	52.46	0.9242	0.9774
8	5288	833.97	24.50	0.9715	0.9618

Anexo 7: Criterios para evaluación del NPR (Améndola, 2012)

Gravedad	
Descripción	Puntaje
Imperceptible	1
Escasa, falla menor	2-3
Baja, fallo inminente	4-5
Media, fallo pero no para el sistema	6-7
Elevada, falla crítica	8-9
Muy elevada, con problemas de seguridad, no conformidad	10

Ocurrencia	
Descripción	Puntaje
1 falla en más de 2 años	1
1 falla cada 2 años	2-3
1 falla cada 1 año	4-5
1 falla entre 6 meses y 1 año	6-7
1 falla entre 1 a 6 meses	8-9
1 falla al mes	10

Detección	
Descripción	Puntaje
Obvia	1
Escasa	2-3
Moderada	4-5
Frecuente	6-7
Elevada	8-9
Muy elevada	10

Las características de análisis del NPR (Número de Prioridad de Riesgo): NPR > 200 Fallas Inaceptables (I). 125 < NPR ≤ 200 Fallas reducibles deseables (R). NPR ≤ 125 Fallas Aceptables (A).