

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Evaluación de la gestión de mantenimiento de subestaciones
eléctricas de transmisión y su efecto en la disponibilidad del
servicio en una empresa de transmisión**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Luis Rodrigo Castro Herrera

 [0009-0008-1910-4041](https://orcid.org/0009-0008-1910-4041)

Asesor

Mg. Ing. Carlos Alberto Huayllasco Montalva

 [0000-0002-3335-0926](https://orcid.org/0000-0002-3335-0926)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Castro Herrera [1]
Referencia/Reference	[1] L. Castro Herrera, “ <i>Evaluación de la gestión de mantenimiento de subestaciones eléctricas de transmisión y su efecto en la disponibilidad del servicio en una empresa de transmisión</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Castro, 2025)
Referencia/Reference	Castro, L. (2025). <i>Evaluación de la gestión de mantenimiento de subestaciones eléctricas de transmisión y su efecto en la disponibilidad del servicio en una empresa de transmisión</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Le dedico el resultado de este trabajo a toda mi familia. Principalmente, a mis padres que me apoyaron desde el inicio en este proyecto, es por lo que este logro es también de ellos. Gracias por enseñarme a afrontar las dificultades sin perder nunca la cabeza. Me han enseñado a ser la persona que soy hoy, mis principios, mis valores, mi perseverancia y mi empeño.

También, quiero dedicarle este trabajo a mi hermana. Por su paciencia, comprensión y empeño en hacerme recordar que no debo bajar los brazos para culminar mis objetivos plasmados.

Y, por último, también quiero agradecer a tíos, primos y amistades que siempre me estuvieron presionando para que pudiera terminar el presente trabajo.

Agradecimientos

Le agradezco muy profundamente a mi asesor por su dedicación y paciencia, sin sus conocimientos y correcciones precisas no hubiese podido lograr llegar a esta instancia tan anhelada. Gracias por su guía y todos sus consejos, los llevaré grabados para siempre en la memoria en mi futuro profesional.

Resumen

Este informe analiza la gestión de mantenimiento de catorce subestaciones eléctricas de transmisión, evaluando indicadores claves como el tiempo medio entre fallas (MTTF), tiempo medio de reparación (MTTR), disponibilidad, confiabilidad y costos de mantenimiento. A través de diagnósticos en campos, se identificaron variaciones significativas entre las subestaciones, lo que resalta la necesidad de enfoques personalizados en el mantenimiento. Las conclusiones subrayan la importancia de implementar sistemas de gestión preventiva y predictiva, así como la capacitación del personal y la colaboración con proveedores para mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico. Además, se recomienda realizar evaluaciones periódicas de la infraestructura y priorizar inversiones en áreas vulnerables para optimizar los recursos financieros asignados al mantenimiento. El estudio demuestra que una gestión de mantenimiento eficiente y proactiva es crucial para garantizar un suministro eléctrico confiable y rentable, proporcionando una guía valiosa para las empresas de energía en su esfuerzo por mejorar continuamente sus prácticas de mantenimiento. Se concluye que la gestión de mantenimiento en las subestaciones eléctricas de transmisión influye significativamente en la disponibilidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Un análisis detallado de equipos, modo de falla y tareas de mantenimiento ha permitido identificar áreas clave para mejora, resaltando la necesidad de optimizar la planificación y ejecución de las actividades de mantenimiento para maximizar la disponibilidad y garantizar un suministro eléctrico seguro y constante.

Palabras clave — Subestaciones de transmisión, indicadores, gestión de mantenimiento, suministro eléctrico.

Abstract

This report analyzes the maintenance management of fourteen electrical transmission substations, evaluating key indicators such as Mean Time Between Failures (MTTF), Mean Time to Repair (MTTR), availability, reliability, and maintenance costs. Through field diagnostics, significant variations between substations were identified, highlighting the need for customized maintenance approaches. The conclusions emphasize the importance of implementing preventive and predictive management systems, as well as personnel training and collab with suppliers to enhance the efficiency and sustainability of the electrical system. Additionally, periodic infrastructure evaluations and prioritizing investments in vulnerable areas are recommended to optimize financial resources allocated to maintenance. The study demonstrates that efficient and proactive maintenance management is crucial to ensuring a reliable and profitable electrical supply, providing valuable guidance for energy companies in their continuous effort to improve maintenance practices. It is concluded that maintenance management in electrical transmission substations significantly influences the availability and reliability of the electrical service. A detailed analysis of equipment, failure modes, and maintenance tasks has identified key areas for improvement, highlighting the need to optimize the planning and execution of maintenance activities to maximize availability and ensure a safe and constant electrical supply.

Keywords — Transmission substations, indicators, maintenance management, electrical supply.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	xii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema	3
1.2.1 Problema general.....	4
1.2.2 Problemas específicos	4
1.3 Objetivos del estudio	5
1.3.1 Objetivo general.....	5
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Antecedentes investigativos	5
1.4.1 Antecedentes internacionales	5
1.4.2 Antecedentes nacionales	8
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	12
2.1 Marco teórico	12
2.1.1 Mantenimiento	12
2.1.2 Mantenimiento preventivo	13
2.1.3 Mantenimiento correctivo	13
2.1.4 Mantenimiento predictivo	14
2.1.5 Determinación de equipos críticos	14
2.1.6 Subestaciones eléctricas	16
2.1.7 Mantenimiento a subestaciones eléctricas	17
2.1.8 Indicadores para la gestión de mantenimiento	18
2.1.9 Confiabilidad del servicio eléctrico	20
2.1.10 Plan de mantenimiento de subestaciones.....	21

2.2	Marco conceptual	23
	Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	32
3.1	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	32
3.2	Etapas de ejecución	32
3.2.1	Estudio de campo	32
3.2.2	Trabajo de gabinete	32
3.3	Subestaciones de transmisión para estudio	33
3.4	Costos de mantenimiento y su producción generada	37
3.5	Cálculo de indicadores	42
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	73
	Conclusiones.....	82
	Recomendaciones.....	84
	Referencias bibliográficas	85
	Anexos	90

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Criterios de criticidad de fallas en equipos.....	15
Tabla 2: Frecuencia (en meses) y tipo de mantenimiento electromecánico con RTV exterior en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior). ...	222
Tabla 3: Frecuencia (en meses) de mantenimiento de aisladores poliméricos en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior).	22
Tabla 4: Frecuencia (en meses) de aplicación RTV en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior).....	22
Tabla 5: Frecuencia (en meses) de mantenimiento electromecánico en base a su nivel de tensión tipo de celda y ambiente (exterior o interior).....	22
Tabla 6: Tipo de criticidad.	23
Tabla 7: Subestaciones de transmisión como muestra para el proyecto.	33
Tabla 8: Mantenimientos ejecutados (total y parcialmente) vs. los mantenimientos registrados totales (ejecutados y no ejecutados) por cada subestación en el período de tiempo 2023.	34
Tabla 9: Mantenimientos no ejecutados (suspendidos en campo y con anticipación) vs los mantenimientos registrados totales (ejecutados y no ejecutados) por cada subestación en el período de tiempo 2023.	35
Tabla 10: Promedio de los mantenimientos registrados para las subestaciones de la muestra filtrado por tipo de criticidad en el período de tiempo 2023.	36
Tabla 11: Porcentaje de ejecución de los mantenimientos para las subestaciones de la muestra para el período de tiempo 2023.	36
Tabla 12: Porcentaje de mantenimientos correctivos ejecutados para las subestaciones de la muestra para el período de tiempo 2023.....	37
Tabla 13: Montos facturados por los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.	38

Tabla 14: Costos de los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.....	39
Tabla 15: Margen de ganancia calculado para los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.	40
Tabla 16: Margen de ganancia negativo calculado para los mantenimientos realizados para algunas subestaciones de la muestra en el período de tiempo 2023. ...	41
Tabla 17: Tiempo de reparación (en horas) que tuvo cada circuito para los correspondientes mantenimientos correctivos que implicaron que estos estén fuera de servicio.....	43
Tabla 18: Cálculo de indicadores que tuvo cada circuito para los correspondientes mantenimientos correctivos que implicaron que estos estén fuera de servicio.	50
Tabla 19: Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF) calculado para los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.....	54
Tabla 20: Precios referenciales sobre los equipos de potencia a los cuales estamos evaluando sus indicadores en base a sus mantenimientos.....	57
Tabla 21: Cálculo de Costo de mantenimiento sobre valor de reposición para los correspondientes equipos a los cuales se les hizo el mantenimiento correspondiente.....	58
Tabla 22: Promedio de indicadores calculados para las subestaciones de la muestra en el período de tiempo 2023 agrupadas por su tipo de criticidad.	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Matriz de criticidad.	15
Figura 2: Modelo de dos estados que caracteriza a una subestación eléctrica.	21
Figura 3: Estados operativos del servicio eléctrico.....	21
Figura 4: Sistema de Barra 1 60 kV SET Chavarría.....	24
Figura 5: Celdas de 10 kV SET Pershing.	25
Figura 6: Circuito de salida de línea L-6739 60 kV SET Zárata.	25
Figura 7: Interruptor de potencia de línea L-685 60 kV SET Puente Piedra.	27
Figura 8: Seccionadores de barra de línea L-685 60 kV SET Puente Piedra.....	28
Figura 9: Interruptor de potencia 60 kV SET Infantas.	28
Figura 10: Croquis referencial de aisladores poliméricos SET Chillón.	72
Figura 11: Extracción de interruptor de potencia de 10 kV SET Pando.....	74
Figura 12: Mantenimiento de seccionadores de barra de 60 kV en SET Barsi.....	75
Figura 13: Ajuste de bornes panel del transformador en SET Jicamarca.	76
Figura 14: Mantenimiento de aislador pasamuro de 60 kV en SET Izaguirre.	79
Figura 15: Señalización para mantenimiento TC de 60 kV en SET Pte Piedra.	81

Introducción

Las subestaciones eléctricas de transmisión constituyen una parte fundamental de la infraestructura eléctrica, cumplen un rol importante en la distribución eficiente y confiable del fluido eléctrico a través de redes de transmisión de alta tensión. El mantenimiento adecuado de estas instalaciones es esencial para garantizar su operación óptima y la continuidad del suministro eléctrico a los consumidores finales.

Históricamente, estas subestaciones han sido sometidas a diversos desafíos relacionados con su gestión de mantenimiento, que abarcan desde la identificación temprana de fallas hasta la implementación de estrategias de reparación eficaces. En este contexto, el análisis de datos estadísticos proporciona una visión significativa sobre la frecuencia y la naturaleza de los problemas de mantenimiento que enfrentan estas instalaciones.

Antecedentes revelan que las subestaciones eléctricas de transmisión experimentan una variedad de fallas y averías, provocando suspensiones del servicio de suministro eléctrico y pérdidas económicas significativas. De esta manera, la gestión eficiente del mantenimiento emerge como un factor determinante en la disponibilidad del servicio eléctrico, influenciando directamente en la capacidad de las subestaciones para mantener una operación continua y confiable.

En consecuencia, el presente informe se enfoca en abordar la problemática central: ¿De qué manera influye la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión en la disponibilidad del servicio? A través de un análisis exhaustivo de indicadores clave y la evaluación de prácticas de mantenimiento, se buscará identificar estrategias efectivas para mejorar la gestión del mantenimiento y garantizar una óptima disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

El trabajo consta de cuatro capítulos. En el primer apartado, se abordó la descripción del problema de investigación, para luego centrarnos en los objetivos generales y específicos. En el apartado dos, desarrollamos el marco teórico y marco

conceptual que nos permita entender cada componente que interviene en cada subsistema asociado a la solución. En el apartado tres, Desarrollo del trabajo de investigación, se explica la metodología y acciones aplicadas para alcanzar los objetivos propuestos. En el apartado cuatro, Análisis y discusión de los resultados, se describen los datos obtenidos, su análisis y relación con los objetivos propuestos, y los cuidados a tener para su cumplimiento.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

Las subestaciones son un componente fundamental de las redes eléctricas, tienen las funciones de transformar, regular y repartir la energía a diferentes puntos, generan así un control sobre el flujo de la electricidad. De su correcto funcionamiento depende la entrega de la potencia requerida al usuario final sin interrupciones. De allí, la importancia de que, al igual que en cualquier instalación industrial, se requiera un plan de mantenimiento que permita garantizar la continuidad del servicio, que minimice la probabilidad de una avería, procurando conservar los activos y garantizar la continuidad operativa (Zavaleta, 2021, p.2).

Habitualmente, las tareas de mantenimiento son definidas como el conjunto de técnicas empleadas para la conservación de equipos e instalaciones durante su tiempo de vida útil con la finalidad de lograr su disponibilidad (Tavares, 2020, p.4). Asimismo, toda máquina o equipo forma parte de un proceso mayor que tiene como objetivo la entrega de un producto o la ejecución de un servicio; por lo tanto, la interrupción de su funcionamiento irrumpe directamente con la cadena de valor comercial, afecta el desempeño de los procesos, la productividad del negocio y, por último, la confianza de los clientes o usuario finales (Clemenza, 2020, p.39). Por estas razones, el área de mantenimiento ha acaparado la atención de las empresas en la búsqueda de elevar sus prestaciones. Aunque por mucho tiempo las tareas de mantenimiento fueron vistas como gastos adicionales para las empresas, hoy existe una nueva cultura capaz de identificar los beneficios obtenidos gracias a la extensión de la disponibilidad y la confiabilidad en los procesos productivos (Franciosi et al., 2020, p.2).

De acuerdo con Gentile (2019), el propósito principal por las que una empresa invierte en mantenimiento es para conservar su capacidad de trabajo, reduciendo las paradas imprevistas que afectan los índices de productividad, maximizan así sus utilidades, por lo que no es exclusivo de sistemas de producción que involucran

directamente a máquinas y equipos, sino que el concepto engloba también a la prestación de servicios (p.1).

De esta manera, diversas empresas de toda índole han producido cambios en sus estructuras internas y modos de operación para incluir la gestión de mantenimiento dentro de sus políticas. Por ejemplo, Energizer redujo un 75% los costos internos por mantenimiento pasando de tareas correctivas a preventivas, logró reducir la planilla de mecánicos que atendían solicitudes de emergencia y mantener un número constante de personal que se dedica a tareas planificadas. Por su parte, BMW logró récords internos en su logística de producción en masa gracias a la implementación de mantenimientos preventivos, redujo las tareas reactivas a solo un 5%; de esta manera, alcanzó una eficiencia global de hasta un 95%, lo cual es considerado como de clase mundial. En el mismo escenario, la planta LiftTruck de Toyota con tan solo 26 técnicos de mantenimiento, mantiene una disponibilidad cercana al 97%, lo que en retrospectiva ha disminuido sus costos por reparaciones en un 27,8% respecto a los últimos 4 años (Noria Latin America, 2017, p.2).

Por su parte, el parque temático Disneyland invierte aproximadamente 2,7 millones de dólares anuales en mantenimiento para conservar operativas sus atracciones. Entiende que las labores deben realizarse de manera preventiva para no interrumpir el funcionamiento del parque en su horario normal, ni que una falla repentina ponga en peligro la seguridad del público; sin embargo, gracias a la continuidad del servicio, la compañía genera 4,3 billones de dólares al año: referencia de los beneficios de un programa de mantenimiento eficaz (Tucker, 2020, p.11). En el contexto nacional, por ejemplo, la empresa Saga Falabella logró una disminución de sus costos operativos de mantenimiento del 33% con una modificación de su modelo de mantenimiento, prioriza la asignación de personal a tareas preventivas (Reyes & Salvatierra, 2021, p.2).

Asimismo, diversas investigaciones han asociado el nivel del servicio prestado con la percepción del cliente con un aumento de las utilidades económicas de una empresa y su impacto en la sociedad. Entre ellos, Levy (2020, p.13) ha relacionado la calidad del

servicio eléctrico con los niveles de ingresos económicos promedio de América Latina y el Caribe. Encuentra que los países con mayor volumen de ingresos presentan interrupciones cortas y de baja frecuencia. Todo lo contrario, a países con rendimientos medio a bajos, donde las fallas eléctricas son constantes y, en ocasiones, pueden durar una ingente cantidad de horas para ser resueltas, cuyo resultado es comparable a las estadísticas de países del sur de Asia.

Bajo este panorama, Pérez (2020) resalta que, a día de hoy, dos sistemas de gestión gozan de la cualidad de ser referentes a nivel mundial en el área de mantenimiento: la filosofía del Mantenimiento Productivo Total (TPM) y el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) (p.4). Aunque se trata de dos sistemas diferentes, ambos coinciden en el punto de partida, pues las paradas de la producción o los fallos del sistema que detienen la prestación del servicio traen mayores consecuencias que los gastos incurridos en tareas de mantenimiento preventivo.

1.2 Descripción del problema

Con base en las estadísticas más actuales proporcionadas por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), en promedio, el 39% de los hogares del país sufrió una o más interrupciones del servicio eléctrico durante el año 2020, cuyas fallas perduraron hasta por un tiempo de 11 horas cuando su lugar de origen estuvo localizado en entornos urbanos, o de 27 horas cuando ocurrió en sectores rurales (INEI, 2020, p.5). De esta manera implícita, esta estadística guarda relación con el desempeño de los planes de mantenimiento que son realizados en los distintos componentes del sistema eléctrico nacional.

En este panorama, las subestaciones eléctricas de transmisión mantienen un programa de mantenimiento cuyo desempeño actual pone en vilo la prestación del servicio, que durante el último año han presentado 83 órdenes de mantenimiento de emergencia con una frecuencia aproximada de una vez por semana. Bajo este panorama, la continuidad del servicio y la calidad del mismo se ven amenazadas, perjudican por una

parte a los usuarios del servicio eléctrico, pero, además la empresa responsable de los mantenimientos debe incursionar en gastos notablemente mayores a los planificados para solucionar los problemas acontecidos. Estos califican como mantenimientos correctivos. Asimismo, de manera interna, la empresa presenta fallas en la administración de los medios requeridos para realizar las tareas de mantenimiento, lo cual termina por convertirse en sobrecostos y contratiempos que disminuyen la eficiencia del programa y la utilidad de la empresa.

El presente proyecto tiene como interrogante principal: ¿De qué manera influye la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión en la disponibilidad del servicio? De esta manera, se pretende determinar el desempeño de los planes de mantenimiento actual, realizar un diagnóstico de los indicadores de mantenimiento, analizar las labores de mantenimiento llevadas a cabo en las subestaciones eléctricas de transmisión y proponer una estrategia que permita aumentar la disponibilidad del servicio.

De ello, se espera que la propuesta a realizar permita mejorar las condiciones operativas de la empresa en un nivel técnico y económico, que permitirá realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones eléctricas de la ciudad de manera oportuna y eficiente. Lo cual contribuirá a mantener la continuidad del servicio eléctrico en beneficio de la sociedad.

1.2.1 Problema general

¿De qué manera la actual gestión de mantenimiento en las subestaciones eléctricas de transmisión en Lima limita la fiabilidad y disponibilidad del servicio eléctrico?

1.2.2 Problemas específicos

¿Qué limitaciones existen en la identificación de los equipos críticos, sus modos de falla y las tareas de mantenimiento aplicadas en las subestaciones eléctricas de transmisión?

¿Qué deficiencias en la gestión de mantenimiento están afectando negativamente al tiempo medio entre fallas (MTBF) en las subestaciones eléctricas de transmisión?

¿Qué factores dentro de la gestión de mantenimiento están contribuyendo a un tiempo medio de reparación (MTTR) elevado en las subestaciones eléctricas de transmisión?

¿Por qué las estrategias de mantenimiento actuales no están logrando mejorar la disponibilidad del servicio, y que cambios se requieren para optimizarlas?

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 *Objetivo general*

Proponer estrategias que optimicen el desempeño operativo mediante la evaluación de la gestión de mantenimiento de las subestaciones de transmisión en Lima y su impacto en la fiabilidad y disponibilidad del servicio.

1.3.2 *Objetivos específicos*

Describir los equipos, modos de falla y tareas de mantenimiento aplicadas a las subestaciones eléctricas de transmisión.

Determinar la influencia de la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión sobre el tiempo medio entre fallas en el servicio.

Determinar la influencia de la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión sobre el tiempo medio de reparación de las fallas en el servicio.

Proponer una estrategia de mantenimiento orientada a optimizar la disponibilidad del servicio en las subestaciones eléctricas de transmisión.

1.4 Antecedentes investigativos

1.4.1 *Antecedentes internacionales*

Entre las referencias publicadas de carácter internacional, se encontró el trabajo desarrollado por Silva et al., (2021), quienes llevaron a cabo un estudio para evaluar la

efectividad de nuevas técnicas de mantenimiento predictivo en subestaciones eléctricas. En él resaltan la relevancia de los sistemas de monitoreo dentro de las instalaciones de las subestaciones, resaltan que, en general, los tiempos de reparación pueden pasar a un segundo plano cuando la principal demora es la localización de la falla o componente afectado. En este sentido, los autores concluyen que el mantenimiento predictivo es una nueva filosofía de trabajo, que ofrece ventajas estratégicas frente a las técnicas tradicionales donde el uso de tecnología se combina con la gestión del personal y las maniobras de operación. Sin embargo, destaca el hecho de los costos de implementación de dicha metodología, así como la dependencia de una instrumentación moderna y personal altamente capacitado.

A partir de este estudio, se considera la importancia de la capacitación al personal y la estandarización de los procedimientos de trabajo como factores que inciden significativamente en la restauración del servicio eléctrico una vez ocurrida la falla, mientras que el monitoreo y trabajos preventivos siguen siendo una opción efectiva a bajo costo en comparación a la implementación de soluciones tecnológicas complejas.

Se toma también como referencia a Bravo (2018), quien realizó una investigación aplicada de tipo no experimental. Su objetivo fue formular un plan de mantenimiento preventivo para una subestación eléctrica en la ciudad de Veracruz, México. Partió de una descripción de los equipos ubicados en la subestación, sus modos de falla y la recopilación de procedimientos estandarizados para el mantenimiento de dichos equipos. Junto con la determinación de indicadores de mantenimiento basados en el registro histórico de los equipos, formuló un plan de mantenimiento preventivo cuya frecuencia de aplicación estuvo basada en la probabilidad de ocurrencia de falla, calculada con una distribución de *Wiebull*.

Entre sus conclusiones resalta la confiabilidad en el funcionamiento de la estación, y con ello la disponibilidad del servicio obedece al arreglo particular que muestran los interruptores y su modo de operación. Primero, calculando la probabilidad de falla de cada componente y luego el de la estación completa. De ello, se infiere que, para establecer un

modelo de mantenimiento apropiado, se debe partir de un registro de las operaciones y fallas anteriores. Este es el principal reto a superar, pues en muchas ocasiones no se cuenta con dicha información. Asimismo, el autor recalca que, en los modelos que intentan predecir la ocurrencia de una falla basándose en los registros de operación, aunque el comportamiento histórico de un elemento sea satisfactorio, la probabilidad de falla futura no debe considerarse como nula.

Gondres et al., (2018a) llevaron a cabo una investigación de profundizar el estado del arte relacionado a la gestión de mantenimiento en interruptores de potencia en subestaciones eléctricas. La metodología empleada se basó en una revisión del estado del arte, analiza artículos de revista, publicaciones de congresos y normativas nacionales e internacionales. Entre sus hallazgos puntualiza sobre la variedad de técnicas de mantenimiento disponibles en la actualidad, donde las técnicas predictivas han cobrado protagonismo (p.194). Dado que, aunque la prevención sigue siendo la estrategia más utilizada a nivel mundial, la principal debilidad se presenta cuando la toma de decisiones depende del factor humano; ya que, en una inspección, el responsable se encarga de valorar subjetivamente el estado de la instalación o los equipos, y de ello tomar una decisión. En este sentido, los investigadores concluyen en la necesidad de modernización de las estaciones eléctricas, dada su importancia para garantizar la continuidad del servicio. Asimismo, resalta que otra de las metodologías más empleadas en la actualidad es la del mantenimiento basado en la confiabilidad, donde el uso de indicadores brinda alternativas de decisión para una gestión efectiva.

De igual modo, Albarado (2017) dedicó su estudio a la creación de un plan de mantenimiento preventivo para los equipos vitales de las subestaciones eléctricas en la ciudad de Boyacá, Colombia, con motivo de estandarizar los procedimientos de mantenimiento, disminuir el presupuesto destinado a repuestos y aumentar la confiabilidad en el servicio eléctrico prestado por la empresa de distribución. Se trató de una investigación aplicada, no experimental y de nivel descriptivo. La población estuvo formada por 89 subestaciones. El estudio tomó como muestra 16 de ellas, de forma selectiva no

probabilística, debido a su nivel de importancia para la región. El método de trabajo empleado partió de una identificación de los equipos, seguido de la identificación de actividades requeridas para ejecutar el mantenimiento, dio como resultado la estandarización de procedimientos y la creación de formatos de inspección, así como una base de datos para llevar un seguimiento de las fallas ocurridas.

Como conclusión, el autor discute la necesidad e importancia de las tareas de inspección periódicas en las que se realicen pruebas a los equipos de medida y protección, lo cual debe ser complementado con la estandarización de las maniobras; de manera tal que el personal tenga claros los procedimientos requeridos que estos puedan ser ejecutados de forma óptima, lo cual incide en los tiempos de reparación y la calidad del trabajo realizado.

En la investigación realizada por Guanga y Medina (2017) su objetivo fue el análisis de la gestión de mantenimiento empleada en una empresa de la ciudad de Riobamba, Ecuador. Toma como modelo de metodología del Mantenimiento basado en la Confiabilidad para, finalmente, elaborar una propuesta de optimización. El plan de mantenimiento diseñado se basó en la asignación de actividades, frecuencias de ejecución y responsables de la ejecución. Los autores señalan entre sus conclusiones que el grado de conocimiento técnico del personal es un elemento fundamental para el funcionamiento apropiado de la gestión de mantenimiento, dada la importancia de entender la conexión entre la criticidad de los equipos y la coordinación logística de las actividades y recursos, que debe enfocar las acciones desde un punto de vista preventivo y no correctivo.

1.4.2 Antecedentes nacionales

Entre las referencias a nivel nacional, se encontró la investigación de Zabaleta (2021), en la cual tuvo como objetivo diseñar un plan de mantenimiento para la subestación interior de una empresa bancaria, empleó un método basada en la confiabilidad (RCM). El autor procedió con una investigación no experimental, de corte transversal, donde la formulación del plan estuvo basada en cuatro fases: descripción de las instalaciones y la

identificación de equipos, su operación y modos de falla, una revisión del historial de actividades de mantenimiento y fallas registradas, la elaboración de maniobras de mantenimiento con establecimiento de frecuencias y responsables de las labores.

Como conclusión, se precisó que la principal dificultad para la formulación de un plan efectivo es la identificación de los modos de falla de los equipos, de manera que el plan de mantenimiento atienda los requerimientos particulares de la situación estudiada. Aunado a ello, destaca que, cuando las fallas se presentan de forma recurrente y las refacciones son económicamente factibles, la estrategia de mantenimiento más eficiente es la correctiva; por lo que la elaboración de planes de contingencia, planificación y disponibilidad de recursos para su aplicación es vital para su rápida solución.

Asimismo, la investigación llevada a cabo por Cerna y Jara (2022) tuvo como meta crear un plan de mantenimiento preventivo, basado en la metodología RCM para la red de 22.9 kV en la población de Cajamarca. Fue una investigación descriptiva de tipo preexperimental. Partió del análisis del historial de fallas e indicadores clave como el tiempo medio entre fallas y los tiempos de reparación, la identificación de equipos críticos, y la formulación de un plan de acciones preventivas, que fueron simuladas para evaluar su desempeño acompañado de un análisis de costo/beneficio. En este último punto se utilizó el programa ProModel en lo que se obtuvo que con la aplicación del plan se gozaría teóricamente de una disponibilidad del 90.99%, donde el tiempo de parada no fue más que el tiempo requerido para movilizar al personal hasta el sitio de la falla. En este sentido, la conclusión principal del estudio fue que el análisis de la criticidad permite determinar dónde concentrar los mayores esfuerzos del plan, ya que resulta improbable atender la totalidad de componentes del sistema, que puede ser abordado en la fase de mejora continua una vez el plan esté en funcionamiento.

Aunado a ello, los autores establecen que el beneficio de la implementación del plan de mantenimiento puede ser estimado como la diferencia entre los costos de implementación y operación en relación con el costo de las horas de funcionamiento perdidas por la interrupción del servicio.

De manera similar, Ingaroca (2021) condujo una investigación con el objetivo de realizar una propuesta de mejora para la ejecución de los mantenimientos preventivos en la red eléctrica en media tensión de una red de agencias bancarias. Tiene como meta la disminución de los tiempos en el desarrollo del servicio. Fue un trabajo de investigación aplicada de tipo cuasiexperimental, donde la muestra de estudio estuvo conformada por 17 subestaciones eléctricas pertenecientes a la referida red bancaria. El diagnóstico fue realizado mediante la revisión de reportes de mantenimiento anteriores. Las mejoras estuvieron basadas en la metodología *Lean* de producción sin pérdidas y la aplicación de las técnicas 5S y *Kaizen*, acompañadas de cursos de capacitación al personal relativos a mantenimiento preventivo y la estandarización de los procedimientos de trabajo. Como resultado de la propuesta, se obtuvo una reducción en 49% de los tiempos invertidos en las tareas de mantenimiento, que se tradujo en una reducción de 28% en los costos operativos, principalmente por el ahorro en horas extras elaboradas.

En base a ello, se visualiza que la competencia técnica del personal de trabajo incide significativamente en los resultados de la gestión de mantenimiento. El autor plantea, además, que el costo de los cursos de capacitación es recuperable en un corto espacio de tiempo, mientras que las ganancias por tener un personal capacitado y eficiente tienen efectos a largo plazo para la empresa.

En la investigación conducida por Achahuanco (2020) se tuvo por objetivo la elaboración de una propuesta metodológica para elevar la confiabilidad de los equipos críticos en la Subestación San José. Fue una investigación no experimental de enfoque descriptivo, en la cual el autor detalló los equipos a quien dirigir el mantenimiento y definió su criticidad. Empleo, como criterios, el valor del equipo, las consecuencias de su mal funcionamiento, el tiempo y costo de reparaciones, el impacto de la falla sobre la seguridad del personal y ambiente. En función de ello, estimó convenientemente separar las actividades de mantenimiento según su aplicación, sea requerida diaria, semanal, mensual o anualmente.

De esta forma, la frecuencia del mantenimiento preventivo se fijó en función del tiempo entre fallas que mostraron los registros cada 3 años, a lo que se le sumó una revisión predictiva anual. De esta investigación se toma como aporte los criterios de criticidad y de frecuencia de los mantenimientos preventivos.

En el mismo orden de ideas, se encontró la investigación realizada por Espinoza (2019). Esta tuvo por objetivo un plan de mantenimiento para la red de distribución eléctrica en Arequipa. Una investigación aplicada de tipo experimental, donde la frecuencia de las rutinas preventivas vino de la revisión de los registros históricos de fallas. Además, considera un índice de importancia por equipo en torno a la complejidad, costo y tiempo de reparación cuando presenta una falla.

En base a ello, el autor concluye que los mantenimientos correctivos pueden justificarse solo en aquellos equipos cuyo mal funcionamiento no afectan directamente en la suspensión del servicio o que su costo de reparación se relativamente bajo, tanto en recursos económicos, como en el tiempo requerido.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Mantenimiento*

Se ha dicho que el objetivo principal del mantenimiento es salvaguardar que los distintos elementos de un sistema se mantengan operativos, para lo cual se aplican distintas técnicas, tecnología y una gestión administrativa orientada a garantizar la continuidad de la operación (Zabaleta, 2021, p.15). Bajo este enfoque, el mantenimiento debe ocurrir antes de la ocurrencia de la falla. Por lo tanto, la estrategia se basa en la aplicación de rutinas que tienen por objeto mantener el equipo en condiciones óptimas para su funcionamiento de manera ininterrumpida y, con ello, evitar la suspensión del servicio o actividad.

Asimismo, otro enfoque dado al mantenimiento es extender la vida útil de un activo, cuyo costo de reparación es menor que el de adquirir un nuevo equipo (Guerra & de Oca, 2019, p.4). Sin embargo, también debe tenerse en cuenta que, a medida que el equipo envejece, las fallas serán más frecuentes; por lo que se debe vigilar de cerca el punto de equilibrio entre los costos operativos, de mantenimiento y reposición.

La gestión de mantenimiento requiere de personal capacitado, herramientas, equipos especializados y, además, una labor logística para la coordinación de actividades, pero todo conlleva costos de inversión. La experiencia acumulada indica que dichos costos son inferiores de manera considerable en comparación a las pérdidas económicas por la interrupción de un servicio o proceso productivo. Además, la tarea de mantenimiento, cuando se realiza de forma preventiva, resulta también más conservadora que el costo asociado al reemplazo de un componente o maquinaria (Bravo, 2018, p.9). En base a lo anterior, es posible establecer que la gestión de mantenimiento ofrece ventajas operativas y económicas que son atractivas para cualquier empresa, tanto por la disminución de costos como la optimización de ingresos por la prestación de un servicio o tarea productiva en un espacio de tiempo determinado.

2.1.2 Mantenimiento preventivo

Las actividades empleadas en el mantenimiento preventivo están orientadas a la restauración de la condición óptima de un elemento, pueden llegar a adentrarse en la sustitución de partes o componentes. En el primer caso, es común la realización de inspecciones, limpiezas, alineamientos de los componentes y el medio que los rodea; mientras que, en el segundo caso, se realiza el remplazo completo de un elemento. La característica principal de estas acciones es su ejecución antes de que se presente la falla, de manera que, incluso cuando se debe detener el funcionamiento del equipo o maquinaria en cuestión, este tiempo es menor que el transcurrido durante una reparación correctiva (Salgado et al., 2018, p.4). En base a ello, se afirma que el mantenimiento preventivo tiene por objeto reducir la frecuencia de las interrupciones en el funcionamiento de un sistema o que dichas interrupciones sean durante el menor tiempo posible, donde, además, estas actividades se ejecutan de manera periódica a intervalos controlados (Moreano & Pérez, 2020, p.8).

2.1.3 Mantenimiento correctivo

En esta categoría se engloba a las tareas que tienen por objeto solucionar la falla ocurrida en algún elemento de un sistema con el fin de recuperar su funcionalidad. Basándose en esta definición, se puede dividir tales acciones en dos categorías (Moreano & Pérez, 2020, p.5).

A. Mantenimiento correctivo planificado: cuando se conoce con antelación el momento probable para la ocurrencia de la falla, por lo que se planifica la reparación de forma adelantada. Para que este tipo de mantenimiento sea efectivo, se requiere disponer del personal, repuestos y equipos anticipadamente a la ocurrencia de la falla, de manera que la reparación ocurra en el menor tiempo posible. Esta técnica también es conocida como ‘modo de operación hasta fallar’.

B. Mantenimiento correctivo no planificado: también llamado mantenimiento de emergencia. Es aquel que se lleva a cabo cuando la falla ocurre de forma imprevista. Como

consecuencia, además de la suspensión de la operatividad del equipo o servicio, suele conllevar a problemas de riesgo en la seguridad laboral y ambiental al ser ejecutado de manera imperativa.

2.1.4 *Mantenimiento predictivo*

Se conoce, con este nombre, a la práctica de rutinas de diagnóstico continuo, de manera que sea posible alertar los signos de una falla inminente. Requiere por tanto definir parámetros de funcionamiento normal y, a su vez, el monitoreo constante de la operación en busca de alteraciones, que pueden ser en la velocidad de operación, presión, vibraciones, cambios de temperatura u otros (Bravo, 2018, p.59). De acuerdo con Albarado (2017, p.22), en el caso de subestaciones eléctricas, se suele emplear técnicas termográficas y de ultrasonido.

2.1.5 *Determinación de equipos críticos*

Según lo planteado por Achahuanco (2020), los principales criterios para definir la criticidad de un equipo, en función de las fallas que este puede llegar a presentar y, en consecuencia, afectar la prestación de un servicio o proceso, son principalmente dos: aquellas relacionadas a la frecuencia con que ocurren las fallas y las relacionadas con las consecuencias de las fallas (p.17). En base a estos indicadores, la tabla 1 muestra una valoración cuantitativa de cada criterio, a través de la cual es posible determinar un número prioritario de riesgo y aquellos equipos que generan mayores problemas cuando llegan a fallar y dejar de estar disponibles.

Tabla 1

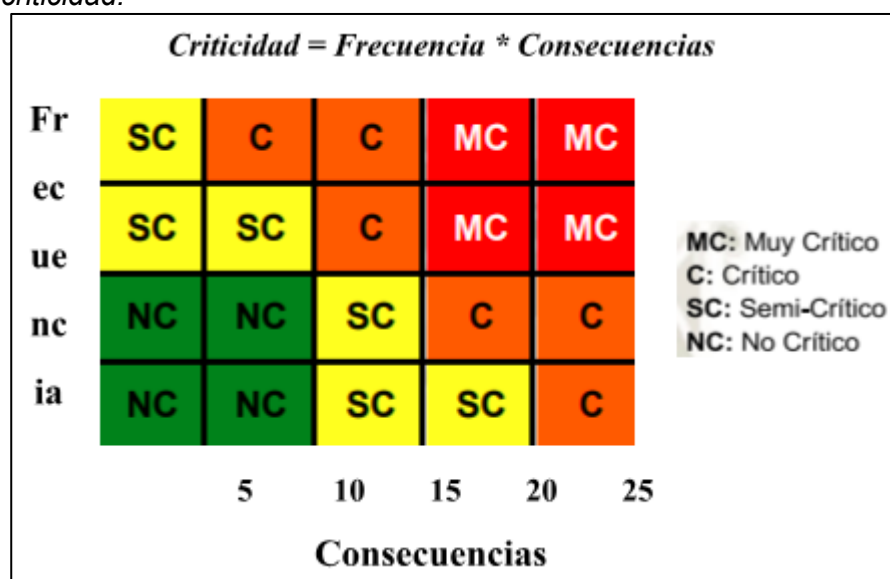
Criterios de criticidad de fallas en equipos.

Criterio	Parámetro	Valor
Frecuencia de falla (FF)	Mayor a 4 fallas anuales	4
	3 a 4 fallas anuales	3
	1 a 2 fallas anuales	2
	Menos de 1 falla anual	1
Impacto operacional (IO)	Parada / suspensión del servicio total	10
	Parada / suspensión del servicio parcial	6
	Impacto en los niveles de productividad o calidad del servicio	4
	Incurrencia de costos operacionales de mantenimiento	2
	No tiene un efecto importante en la productividad	1
Flexibilidad operacional (FO)	Sin opción de operación – imposible recuperarlo	4
	Con opción de repuesto	2
	Función de reemplazo disponible	1
Costo del mantenimiento (CM)	Mayor o igual a \$ 20,000	2
	Menor a \$ 20,000	1
Impacto de la seguridad ambiental y humana (ISAH)	Afecta la seguridad interna y externa	8
	Daños irreversibles al ambiente	6
	Afectación de las instalaciones	4
	Daños menores por accidentes o incidentes	2
	Impacto ambiental dentro de los valores normativos	1
	Sin daño a las instalaciones, al ambiente o al personal	0

Nota: tomado de Achahuanco (2020).

Figura 1

Matriz de criticidad.



Nota: tomado de Achahuanco (2020).

2.1.6 Subestaciones eléctricas

Una subestación constituye un punto dentro del sistema de electricidad de potencia en el que se realiza la transformación de la electricidad a niveles de tensión adecuados en la que puede ser distribuida para su consumo (Viteri et al., 2017, p.66). Las subestaciones son consideradas como una parte primordial de la red de generación y consumo de energía eléctrica (Albarado, 2017, p.27). Los tipos de subestaciones se pueden clasificar en

- a) Aéreas
- b) De distribución tipo poste
- c) Tipo patio
- d) Capsulada tipo interior
- e) De pedestal (*Pad-mounted*)
- f) Subterránea

Bravo (2018, p.43) señala que las causas de falla predominantes en subestaciones eléctricas tienen su origen en desperfectos mecánicos, sobreintensidades y por sobretensiones en el sistema.

- a) En el caso de las fallas mecánicas, estas se deben predominantemente a la intervención inadecuada del personal de mantenimiento, lo que origina la intervención de un elemento conductor ajeno a las instalaciones. Además de la falla del sistema, puede conducir a accidentes que perjudiquen la integridad física del personal de mantenimiento.
- b) En las sobreintensidades, estas son producidas cuando por el sistema circula una corriente eléctrica cuya intensidad es mayor a la capacidad nominal de los componentes. Ello puede tener su origen en sobrecargas, cuando no hay defectos en el aislamiento, o por cortocircuitos, cuando se produce la conexión entre dos conductores activos de forma accidental.
- c) En cuanto a las sobretensiones, estas provienen frecuentemente de las descargas atmosféricas (rayos) sobre las instalaciones o sus alrededores, lo cual puede durar

poco tiempo, pero deteriorar considerablemente los receptores eléctricos. Es posible hablar de sobretensiones externas cuando la descarga ocurre directamente sobre una línea (sobretensión conducida). Cuando la descarga recae sobre un objeto cercano a la línea (sobretensión inducida) o cuando cae sobre el suelo, produciendo un aumento del potencial de tierra. Asimismo, por sobretensiones internas, cuando las alimentaciones de los sistemas conectados se ven perturbados, sea por maniobras de desconexión, el corte de la alimentación a un transformador en vacío líneas que entran en servicio, el cese de un fallo a tierra, entre otros.

Aunado a lo anterior, el autor puntualiza que una de las fallas más comunes se debe a la sobrecarga de transformadores, cuya razón principal es el envejecimiento prematuro del equipo cuando los componentes dieléctricos que aíslan a los conductores se degradan por condiciones anormales de equilibrio térmico.

2.1.7 *Mantenimiento a subestaciones eléctricas*

El mantenimiento a los componentes del sistema eléctrico nacional resulta crítico para la sociedad, mucho más en comparación al de otras industrias; pues las fallas del servicio resultan en diversos efectos directos e indirectos, que presentan un costo elevado de forma global. Tal es el caso de la suspensión de actividades de toda índole y la paralización de la producción industrial en todos los niveles. Por otro lado, el mantenimiento a las instalaciones eléctricas y sus diversos componentes suelen representar un monto considerable de los presupuestos operativos de las empresas dedicadas al ramo, lo cual puede verse disparado por el costo de sanciones de los entes reguladores cuando el servicio se ve afectado de forma injustificada o negligente. De allí la importancia del mantenimiento en los planes de las operaciones de servicio o de aquellos subcontratadas para tal fin (Espinoza, 2019, p.13).

Para Gondres et al., (2018b), la necesidad e importancia de los mantenimientos aplicados al sistema eléctrico se ha visto incrementada con el paso de los años como

resultado del crecimiento de la sociedad y, con ello, las mayores cantidades de energía demandadas (p.395).

De lo señalado por Bravo (2018), el mantenimiento preventivo a subestaciones eléctricas se puede resumir en dos puntos álgidos. Estos son el mantenimiento aplicado a transformadores y el aplicado a los tableros de control.

El mantenimiento de los transformadore involucra lo siguiente:

- a) La inspección de los niveles de aceite
- b) La identificación de fugas de aceite
- c) Limpieza y ajuste de las conexiones
- d) Limpieza del bushing

El mantenimiento a los tableros de control involucra lo siguiente:

- a) Inspección y limpieza a las barras de conexión y a los dispositivos de protección
- b) Ajuste de las conexiones

2.1.8 Indicadores para la gestión de mantenimiento

Constituye una de las maneras más importantes de evaluar los resultados de mantenimiento. En definitiva, aquello que no se mide no puede ser gestionado. Los indicadores son fundamentales para los responsables de mantenimiento, ya que, la jornada de diaria, equipos de mantenimiento y procesos pueden ser estudiados con su ayuda. Puede decirse que el objetivo principal del Planeamiento y Control del Mantenimiento (PCM) es asegurar y elevar la disponibilidad y confiabilidad de los bienes.

A continuación, se muestra una lista de los principales indicadores.

- a) Tiempo medio hasta fallar (MTTF): consiste en medir el tiempo total de buen funcionamiento medio entre cada fallo de un equipo reparable, transformándose en un instrumento óptimo para cuantificar la confiabilidad de la máquina.

$$MTTF = \frac{\text{Suma de horas de trabajo en buen estado}}{\text{Número de averías para el mantenimiento correctivo}} \quad (1)$$

- b) Tiempo medio para reparación (MTTR): este indicador está muy relacionado a la mantenibilidad, en otras palabras, representa el tiempo promedio que demora hacer una reparación, lo cual se obtiene del registro de reparaciones efectuadas durante un lapso de evaluación de la gestión de mantenimiento.

$$MTTR = \frac{\text{Suma de horas de reparación}}{\text{Número de intervenciones realizadas}} \quad (2)$$

- c) Tiempo medio entre fallas (MTBF): viene a ser el tiempo promedio entre la aparición de una falla.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3)$$

- d) Disponibilidad (A): la habilidad de un componente para encontrarse operativo y desempeñar una función específica en un momento particular o a lo largo de un periodo definitivo.

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \times 100 \quad (4)$$

- e) Confiabilidad ($R_{(t)}$): la posibilidad de que un componente cumpla con su función particular en el proyecto, bajo las condiciones operativas establecidas durante un periodo determinado.

$$R_{(t)} = e^{-\lambda t} \quad (5)$$

$$\lambda_{(t)} = \frac{1}{MTTF} \quad (6)$$

$$\lambda_{(t)} = \text{Tasa de fracaso}$$

- f) *Backlog* (B): el tiempo total de mano de obra requerido para completar todas las tareas pendientes. Es decir, la acumulación de actividades aún por finalizar. Este indicador refleja la relación entre la cantidad de trabajos demandados y la capacidad disponible para atenderlos.

$$B = \frac{\text{Suma de HH registro de los trabajos}}{\text{Suma total HH x factor de productividad}} \times 100 \quad (7)$$

- g) Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF): el costo de mantenimiento incluye todos los gastos relacionados con el personal, materiales, contratación, depreciación y pérdidas por facturación. Este costo influye directamente en el precio final del producto. Por lo tanto, si la empresa invierte una gran cantidad de recursos en mantenimiento, el costo del producto aumentará, lo que puede disminuir su competitividad frente a otros competidores.

$$CMF = \frac{\text{Coste total de mantenimiento}}{\text{Facturación en bruto}} \times 100 \quad (8)$$

- h) Costo de mantenimiento sobre el valor de reposición (CPMV): este indicador evalúa el costo de mantenimiento aplicado a cada equipo y determina si resulta más conveniente seguir mantenimiento el activo o adquirir uno nuevo. Se recomienda emplear este indicador especialmente en equipos de alta criticidad. El límite máximo aceptable suele ser un 6% anual; sin embargo, este porcentaje puede variar según el análisis específico del equipo, ya que en algunos casos un 2.5% puede considerarse elevado. Si el valor supera este umbral, significa que es más rentable el equipo en lugar de continuar con su mantenimiento.

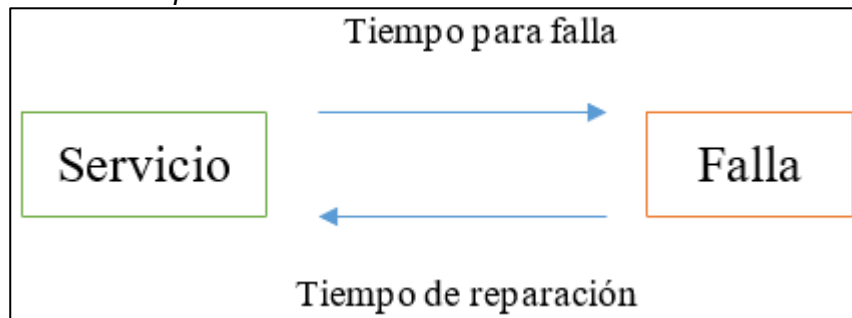
$$CPMV = \frac{\text{Coste total de mantenimiento}}{\text{Precio de compra de los nuevos equipos}} \times 100 \quad (9)$$

2.1.9 Confiabilidad del servicio eléctrico

De acuerdo con Viteri et al., (2017), la confiabilidad en la prestación del servicio eléctrico puede representarse como el resultado de los distintos estados posibles que pueden presentarse en la subestación, toma en consideración el tiempo probable de transición entre cada estado posible. De ello, los estados que pueden presentar la subestación eléctrica son los mostrados en la figura 2, donde se muestra la fase en donde se presta servicio y la fase donde la estación incurre en una falla.

Figura 2

Modelo de dos estados que caracteriza a una subestación eléctrica.

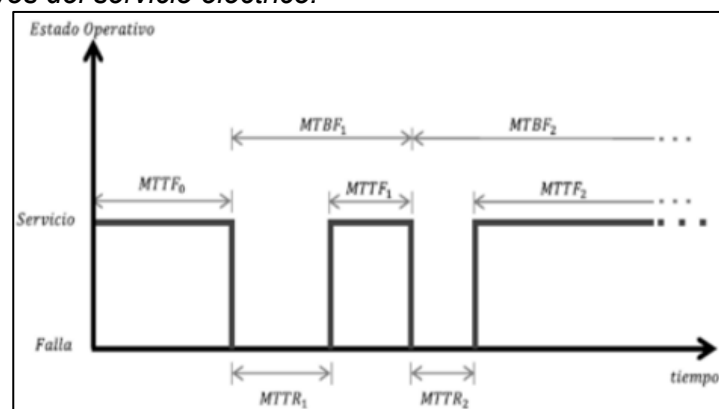


Nota: tomado de Viteri et al., (2017, p.72).

De lo anterior, es posible evaluar la gestión de mantenimiento con el análisis de indicadores que representen cada uno de los estados representados en la figura 2, lo cual se traduce en la medición de los tiempos entre falla y reparación, es decir, el periodo de tiempo que el servicio se ve interrumpido. Mientras que en la figura 3, se muestra la conexión entre cada indicador y la operación o disponibilidad del servicio.

Figura 3

Estados operativos del servicio eléctrico.



Nota: tomado de Viteri et al., (2017, p.73).

2.1.10 Plan de mantenimiento de subestaciones

En base a las mejoras en las especificaciones técnicas de las subestaciones de transmisión, el objetivo de ejecutar un plan de mantenimiento es crear alternativas que se adecuen a las demandas organizacionales para minimizar fallas y pérdidas económicas, bajar los riesgos potenciales en las tareas y crear procedimientos que aseguren el correcto seguimiento del estatus y parámetros de los equipos.

De esta manera, es primordial contar con la frecuencia estándar con la cual se les realizan los mantenimientos a los equipos de las subestaciones de transmisión.

Tabla 2

Frecuencia (en meses) y tipo de mantenimiento electromecánico con RTV exterior en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior).

Tipo A, B, C			
Nivel de tensión	Tipo de mantenimiento	Exterior	Interior
220	Eléctrico	60	-
	Mecánico	18	-
60	Eléctrico	60	72
	Mecánico	18	60

Tabla 3

Frecuencia (en meses) de mantenimiento de aisladores poliméricos en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior).

Nivel de tensión	Tipo A		Tipo B		Tipo C	
	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior
220	24	-	-	-	-	-
60	24	-	36	-	36	-

Tabla 4

Frecuencia (en meses) de aplicación RTV en base a su nivel de tensión y su ambiente (exterior o interior).

Nivel de tensión	Tipo A		Tipo B		Tipo C	
	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior
220	84	-	-	-	-	-
60	84	144	90	144	96	-

Tabla 5

Frecuencia (en meses) de mantenimiento electromecánico en base a su nivel de tensión tipo de celda y ambiente (exterior o interior).

Nivel de tensión	Tipo de celda	Tipo A		Tipo B		Tipo C	
		Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior
20	METAL CLAD	18	24	24	36	30	36
	AIS	-	18	-	-	-	-
10	METAL CLAD	24	30	24	36	30	36
	ARTESANAL	18	24	18	24	-	-

Dicha frecuencia muestra el tiempo (en meses) estándar para realizar los distintos mantenimientos a los diferentes equipos de las subestaciones de transmisión.

Para determinar el tipo de criticidad asignada a cada subestación, se realizan inspecciones visuales en donde se analizan los distintos factores que puedan afectar la vida útil de los equipos, que son los siguientes:

- a) Datos técnicos
- b) Disponibilidad y configuración de circuitos
- c) Locación de la subestación
- d) Polución
- e) Humedad
- f) Factores externos

Tabla 6

Tipo de criticidad.

<i>Criticidad</i>	<i>Evaluación</i>
A	Alta
B	Mediana
C	Baja

2.2 Marco conceptual

En este presente subcapítulo, se describe y/o analiza los principales conceptos que se utilizan en el proyecto.

Aisladores: generalmente están fabricados en porcelana, aunque actualmente se está optando por materiales poliméricos que ofrecen mejores propiedades mecánicas. Su función principal es proporcionar aislamiento eléctrico a las líneas y equipos, además de sostener mecánicamente a los conductores, cables o barras rígidas dentro de la subestación. Estos componentes deben soportar condiciones adversas como viento, contaminación, esfuerzos provocados por cortocircuitos y movimientos sísmicos.

Arco eléctrico: haz luminoso generado por el paso de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que provoca la emisión de radiación (Albarado, 2017, p.14).

Bahía: conjunto de equipos y accesorios que conforman un circuito dentro de una subestación. Se ubican en el patio de maniobras o, en el caso de subestaciones encapsuladas, dentro de las celdas. Su función es garantizar las protecciones, el control, las maniobras y el correcto funcionamiento del circuito.

Barra (barraje): también se le llama barraje o bus. Es el conjunto de conductores, uno para cada fase, a través de los cuales circula la corriente de la subestación ubicados

a lo largo de toda la instalación de potencia y a donde se conectan los circuitos de entrada y las bahías o celdas de salida (Albarado, 2017, p.14).

Figura 4

Sistema de Barra 1 60 kV SET Chavarría.



Barra principal con barra de transferencia: compuesta por un barraje principal y un barraje auxiliar denominado de transferencia, que se activa durante la intervención de algún equipo o ante una falla. Esto permite mantener la continuidad del servicio y aumentar la confiabilidad de la subestación.

Celda: estructura metálica que contiene elementos de media tensión como los son interruptores de potencia, transformadores, seccionadores, relés de control y protección, panel de alarmas y equipos de medida. Se encuentran, principalmente, en subestaciones capsuladas de 20 kV y 10 kV. Esta debe cumplir con condiciones mecánicas y de seguridad.

Figura 5

Celdas de 10 kV SET Pershing.



Circuito o línea: conjunto de redes eléctrica monofásicas, bifásicas o trifásicas que se extienden desde una subestación, un transformador de distribución u otra red, con el objetivo de suministrar energía eléctrica a una zona geográfica determinada. En casos donde un circuito está compuesto por varios tramos, cada uno se considera individual (Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia, 1998, p.8).

Figura 6

Circuito de salida de línea L-6739 60 kV SET Zárate.



Confiabilidad: probabilidad de que una subestación mantenga el suministro de energía durante un intervalo de tiempo determinado, incluso cuando al menos uno de sus componentes se encuentre fuera de operación. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación (interruptor, barraje, etc.) se puede continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna (conmutación de seccionadores), mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. (Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores, 2003, p.41).

Diagrama unifilar: representación esquemática de un sistema eléctrico que utiliza líneas y símbolos normalizados.

Distancias de seguridad: separaciones mínimas en el aire que deben mantenerse entre las partes energizadas de los equipos y tierra, o entre equipos donde se requiera realizar trabajos, con el fin de prevenir riesgos eléctricos.

Energizar un elemento: es aplicarle tensión eléctrica para que pueda conducir energía y así desempeñar una función específica dentro del sistema.

Equipos de alta tensión: equipos operativos en un rango de tensión comprendido entre 60 kV y 220 kV. Comúnmente se ubican en subestaciones dedicadas a las transmisión y transformación de energía. Entre estos equipos se pueden mencionar:

- a) Transformadores de potencia
- b) Transformadores de corriente
- c) Transformadores de medida
- d) Interruptores
- e) Seccionadores
- f) Descargadores de sobretensiones
- g) Aisladores
- h) Accesorios de conexión

Equipos de media tensión: equipos que operan en un nivel de tensión entre 1 kV y 60 kV. Comúnmente, están en las subestaciones capsuladas de distribución de energía. Entre estos equipos se pueden mencionar:

- a) Transformadores de potencia
- b) Transformadores de corriente
- c) Transformadores de medida
- d) Interruptores
- e) Seccionadores
- f) Descargadores de sobretensiones
- g) Celdas
- h) Interruptores automáticos
- i) Seccionadores de puesta a tierra
- j) Accesorio de conexión

Equipos de maniobra: dispositivos eléctricos de potencia, como interruptores y seccionadores, que al operar de forma coordinada permiten la conexión o desconexión de los diferentes campos dentro de la subestación.

Figura 7

Interruptor de potencia de línea L-685 60 kV SET Puente Piedra.



Figura 8

Seccionadores de barra de línea L-685 60 kV SET Puento Piedra.



Equipos de protección: dispositivos responsables de supervisar las condiciones eléctricas y mecánicas de los equipos principales en una subestación. Su función es interrumpir el suministro eléctrico ante situaciones anómalas o críticas de operación, contribuyendo así a la seguridad del personal, la reducción de daños en los bienes y la mitigación de fallas en el sistema.

Equipotencializar: acción de conectar a tierra las líneas o circuitos, es decir, realizar la puesta a tierra de los equipos que serán intervenidos durante las maniobras.

Figura 9

Interruptor de potencia 60 kV extremos SET Infantas.



Fuera de servicio: aquella instalación o equipo que ha sido desconectado del sistema y desenergizado por una orden de operación, sin que esto implique que el equipo está fuera de funcionamiento o indisponible (Albarado, 2017, p.17).

Instalación eléctrica: conjunto orgánico de construcciones y de instalaciones destinadas a alguna de las siguientes funciones como producción, conversión, transformación, regulación, repartición, transporte, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Malla a tierra: conjunto de conductores sin recubrimiento que se conectar entre sí y a un sistema de electrodos enterrados a cierta profundidad en el suelo, con el fin de establecer un punto de baja resistencia. Esto permite desviar de forma segura cualquier descarga eléctrica, evitando daños en la instalación.

Pararrayo: componente esencial en una subestación, ya que protege la instalación al desviar a tierra las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas u otras fuentes, evitando que los rayos impacten directamente en el sistema eléctrico. Está formado por un núcleo metálico resistente a la corrosión, recubierto con un material aislante como un vidrio, cerámica, porcelana o un compuesto polimérico.

Pruebas: conjunto de procedimientos destinados a comprobar el diseño, la fabricación, el montaje adecuado (mediante pruebas individuales) y el correcto funcionamiento (mediante pruebas funcionales) de los equipos y sistemas de una subestación, conforme a las especificaciones técnicas, los planos de detalle.

Puesta a tierra: sistema formado por elementos conductores equipotenciales que están en contacto eléctrico con el suelo o con una masa metálica de referencia común, con el propósito de distribuir las corrientes eléctricas de manera segura. Este sistema incluye electrodos, conexiones y cables enterrados.

Relé: dispositivo electromecánico que afecta directamente el estado de los equipos de potencia. Funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos, que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes diseñados de manera que cualquier

cambio eléctrico, magnético o térmico sobre sus seriales de entrada determinen el envío de una señal de desconexión automática (Albarado, 2017, p.19).

Relé de protección: dispositivo electrónico que se encarga de activar la desconexión de una parte de la instalación eléctrico o generar una señal de alarma o disparo cuando se presentan condiciones anormales de operaciones.

Relé Buchholz: protección mecánica en los transformadores de potencia que operan con aceite dieléctrico. Su función es detectar la acumulación de gases en el interior del transformador, generando una alarma cuando estos alcanzan un nivel determinado. Estos gases se originan por fallas en el bobinado, y si la falla es severa, el relé asociado se activa, desconectando el circuito correspondiente.

Sílica gel: significa gelatina de sílice, es un material utilizado principalmente en transformadores para absorber la humedad del ambiente. Se encuentra almacenado fuera del transformador, lo que permite su reemplazo incluso cuando el equipo está energizado. Este gel suele presentarse en color blanco o azul, pero al alcanzar un nivel de absorción de humedad entre el 20% y el 40%, cambia de color a rosa o naranja.

Seccionador: dispositivo utilizado para abrir circuitos de manera visible cuando no están energizados, con el fin de garantizar la seguridad durante trabajos de mantenimiento o intervención en los equipos de bahía.

SF6 (Hexafluoruro de azufre): gas químicamente inerte que se emplea como aislante y como medio para extinguir el arco eléctrico.

Sistema de servicios auxiliares: conjunto de dispositivos que funcionan bajo condiciones previamente definidas para suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de los equipos y sistemas (Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores, 2003, p.42).

Sistemas de control: conjunto de componentes eléctricos encargados de regular el funcionamiento de un equipo o controlar una variable específica. Se utilizan para gestionar y supervisar todos los equipos y dispositivos instalados en la subestación, formando parte integral de sus automatismos.

Sistema de protección: conjunto de dispositivos diseñados para resguardar los circuitos, sistemas y equipos instalados en una subestación frente a condiciones anómalas o valores fuera de lo habitual que puedan ocurrir en las redes por diversas causas (Albarado, 2017, p.57).

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas de ejecución del proyecto refieren sobre los métodos empleados para la recolección de datos (Carrasco, 2017, p.46). En el presente trabajo se utilizará la observación, con la cual se obtendrá el diagnóstico de los equipos y sistemas que conforman las subestaciones de transmisión a analizar. Así mismo, se empleará la revisión documental de informes de mantenimiento pasados, así como el registro sistemático de tal información en fichas de registro.

3.2 Etapas de ejecución

El trabajo será dividido en las siguientes etapas:

3.2.1 *Estudio de campo*

- a) Identificación de las subestaciones de transmisión que serán objeto de estudio para el presente proyecto
- b) Registro y diagnóstico de los sistemas y equipos de la subestación, modos de falla y criticidad
- c) Revisión de los registros históricos de mantenimiento llevados a cabo y las interrupciones en el servicio

3.2.2 *Trabajo de gabinete*

- a) Cálculo de los indicadores
- b) Evaluación de los resultados actuales de la gestión de mantenimiento sobre la disponibilidad del servicio
- c) Detección de oportunidades de mejora, formulación de estrategias alternativas
- d) Proyección de los beneficios a obtener con la implementación de la propuesta
- e) Discusión general y elaboración de conclusiones del estudio

3.3 Subestaciones de transmisión para estudio

Se muestra las catorce subestaciones de transmisión elegidas para el estudio del presente proyecto. Se eligieron cinco por cada clasificación de criticidad (A, B y C).

Tabla 7

Subestaciones de transmisión como muestra para el proyecto.

Subestación	Clasificación	Tensión (kV)	Clasificación (A, B y C)
Chillón	AT / AT	220 / 60 kV	Tipo A
	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo A
Barsi	AT / AT	220 / 60 kV	Tipo A
	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo A
Chavarría	AT / AT	220 / 60 kV	Tipo A
	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo A
Mirador	AT / AT	220 / 60 kV	Tipo A
	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo A
Puente Piedra	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo B
Industrial	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo B
Caudivilla	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo B
Naranjal	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo B
Pando	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo B
Huandoy	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo C
Jicamarca	AT / MT	60 / 10 kV	Tipo C
Mariategui	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo C
Santa Marina	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo C
Izaguirre	AT / MT	60 / 20 / 10 kV	Tipo C

A su vez, en la tabla 8 y en la tabla 9 se muestra, en el periodo de ejecución 2023, el registro de los mantenimientos (programados y correctivos) ejecutados (total y parcialmente) y no ejecutados (suspendidos en campo y con anticipación) para las subestaciones las cuales se están evaluando.

Tabla 8

Mantenimientos ejecutados (total y parcialmente) vs. los mantenimientos registrados totales (ejecutados y no ejecutados) por cada subestación en el período de tiempo 2023.

Subestación	Tensión (kV)	Registro	Ejecutado total	Ejecutado parcialmente
Chillón		50	28	10
	220	14	8	4
	60	31	18	5
	10	5	2	1
Barsi		107	91	0
	220	28	26	0
	60	32	26	0
	20	9	8	0
Chavarría		133	121	0
	220	32	27	0
	60	45	43	0
	20	8	8	0
Mirador		64	55	0
	220	29	24	0
	60	28	24	0
	10	7	7	0
Puente Piedra		29	28	0
	60	14	13	0
	10	15	15	0
Industrial		38	35	0
	60	15	14	0
	10	23	21	0
Caudivilla		34	34	0
	60	10	10	0
	10	24	24	0
Naranjal		29	27	0
	60	9	8	0
	10	20	19	0
Pando		30	25	0
	60	4	2	0
	10	26	23	0
Huandoy		17	16	0
	60	3	3	0
	20	4	4	0
	10	10	9	0
Jicamarca		23	19	0
	60	10	9	0
	10	13	10	0
Mariategui		13	11	0
	60	7	5	0
	20	1	1	0
	10	5	5	0
Santa Marina		25	23	0
	60	9	9	0
	20	4	3	0
	10	12	11	0
Izaguirre		15	12	0
	60	1	1	0
	20	0	0	0
	10	14	11	0

Tabla 9

Mantenimientos no ejecutados (suspendidos en campo y con anticipación) vs los mantenimientos registrados totales (ejecutados y no ejecutados) por cada subestación en el período de tiempo 2023.

Subestación	Tensión (kV)	Registro	Suspendido en campo	Anulado con anticipación
Chillón	220	50	3	9
	60	14	0	2
	60	31	3	5
	10	5	0	2
Barsi	220	107	5	11
	60	28	0	2
	60	32	0	6
	20	9	1	0
Chavarría	10	38	4	3
	220	133	3	8
	60	32	0	5
	60	45	0	2
Mirador	20	8	0	0
	10	48	3	1
	220	64	4	5
	60	29	2	3
Puente Piedra	60	28	2	2
	10	7	0	0
	220	29	0	1
Industrial	60	14	0	1
	10	15	0	0
	60	23	2	1
Caudivilla	60	34	0	0
	10	10	0	0
	60	24	0	0
Naranjal	60	29	0	1
	10	9	0	1
	60	20	0	0
Pando	60	30	0	5
	10	4	0	2
	60	26	0	3
Huandoy	60	17	0	1
	20	3	0	0
	10	4	0	0
	60	10	0	1
Jicamarca	60	23	0	4
	10	10	0	1
	60	13	0	3
Mariategui	60	13	1	1
	20	7	1	1
	10	1	0	0
	60	5	0	0
Santa Marina	60	25	0	2
	20	9	0	0
	10	4	0	1
	60	12	0	1
Izaguirre	60	15	2	1
	20	1	0	0
	10	0	0	0
	60	14	2	1

De las tablas 8 y tabla 9, se puede observar que, para un mismo intervalo de tiempo, mientras más alta es la criticidad asignada a la subestación, está tiene un registro más alto de mantenimientos (programados y correctivos). Esto se evidencia en la tabla 10, que resume el promedio de mantenimientos registrados (ejecutados y no ejecutados), que se tienen para cada subestación y para cada criticidad evaluada.

Tabla 10

Promedio de los mantenimientos registrados para las subestaciones de la muestra filtrado por tipo de criticidad en el período de tiempo 2023.

Criticidad	Promedio de mantenimientos registrados para nuestra muestra
A	88,5
B	32
C	18,6

A continuación, como se verá en la tabla 11, se muestra que el porcentaje de ejecución (ya sea total o parcialmente) de los mantenimientos siempre supera el 75% y teniendo un promedio ponderado para nuestra muestra de subestaciones un 88%.

Tabla 11

Porcentaje de ejecución de los mantenimientos para las subestaciones de la muestra para el período de tiempo 2023.

Subestación	Porcentaje de ejecución (%)
Chillón	76
Barsi	85
Chavarría	91
Mirador	86
Puente Piedra	97
Industrial	92
Caudivilla	100
Naranjal	93
Pando	83
Huandoy	94
Jicamarca	83
Mariategui	85
Santa Marina	92
Izaguirre	80

Por otro lado, se observa, en la tabla 12, la cantidad de mantenimientos correctivos que fueron ejecutados y su porcentaje en comparación con la totalidad de mantenimientos realizados. Se puede identificar que se tiene un promedio porcentual del 28% de mantenimientos correctivos, tienen un pico máximo de 57% (Subestación Puente Piedra) y un pico mínimo de 6% (Subestación Huandoy).

Tabla 12

Porcentaje de mantenimientos correctivos ejecutados para las subestaciones de la muestra para el período de tiempo 2023.

<i>Subestación</i>	<i>Mantenimientos ejecutados</i>	<i>Mantenimientos correctivos</i>	<i>Porcentaje de correctivos (%)</i>
Chillón	38	12	32
Barsi	91	28	31
Chavarría	121	36	30
Mirador	55	17	31
Puente Piedra	28	16	57
Industrial	35	8	23
Caudivilla	34	7	21
Naranjal	27	9	33
Pando	25	7	28
Huandoy	16	1	6
Jicamarca	19	4	21
Mariategui	11	1	9
Santa Marina	23	10	43
Izaguirre	12	1	33

Se puede observar que las subestaciones de tipo A son más propensas a tener la necesidad de mantenimientos correctivos.

3.4 Costos de mantenimiento y su producción generada

En las siguientes tablas, se evidenciará el costo de los mantenimientos ejecutados (compra de materiales, insumos, mano de obra, alquiler de herramientas y/o maquinarias, etc.) por cada subestación y será dividido por cada nivel de tensión. A su vez, se mostrarán los costos de producción generada por estos mantenimientos.

Tabla 13

Montos facturados por los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.

Subestación	Tensión (kV)	Facturación (\$)
Chillón	220	178 056,20
	60	55 891,12
	10	110 637,30
	10	11 527,78
Barsi	220	226 513,93
	60	76 176,36
	20	79 695,19
	10	13 014,69
Chavarría	220	340 078,47
	60	105 855,64
	20	125 121,97
	10	20 433,22
Mirador	220	88 667,64
	60	249 295,11
	10	132 843,69
	10	105 858,36
Puente Piedra	60	10 593,06
	60	86 981,70
	10	62 860,74
	10	24 120,96
Industrial	60	124 787,51
	10	90 485,67
	10	34 301,84
	10	91 404,20
Caudivilla	60	52 750,79
	10	38 653,41
Naranjal	60	78 904,61
	10	52 399,10
	10	26 505,51
	10	41 721,14
Pando	60	2 710,13
	10	39 011,01
Huandoy	60	45 054,90
	20	24 277,53
	10	5 110,21
	10	15 667,16
Jicamarca	60	105 433,19
	10	80 395,52
	10	25 037,67
	10	29 253,60
Mariategui	60	13 357,27
	20	5 874,29
	10	10 022,04
Santa Marina	60	64 512,59
	20	44 406,41
	10	6 385,87
	10	13 720,31
Izaguirre	60	22 905,86
	20	1 868,34
	10	0,00
	10	21 037,52

Tabla 14

Costos de los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.

Subestación	Tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)
Chillón	220	58 460,38
	60	19 706,69
	60	33 718,35
	10	5 035,35
Barsi	220	71 151,65
	60	23 783,08
	20	18 962,27
	10	5 346,65
Chavarría	220	23 059,65
	60	109 406,69
	20	34 821,31
	10	30 540,08
Mirador	220	6 780,08
	60	23 059,23
	20	71 162,08
	10	40 064,46
Puente Piedra	220	27 068,46
	60	4 029,15
	10	21 078,96
Industrial	60	12 257,04
	60	8 821,92
	10	26 707,50
Caudivilla	60	90 485,67
	60	34 301,84
	10	26 599,50
Naranjal	60	10 962,46
	60	15 637,04
	10	26 090,19
Pando	60	11 943,19
	60	14 147,00
	10	17 335,88
Huandoy	60	1 297,42
	60	16 038,46
	10	11 494,35
Jicamarca	60	3 790,85
	20	2 188,85
	10	5 514,65
Mariategui	60	15 790,69
	60	7 546,58
	10	8 244,12
Santa Marina	60	7 753,38
	60	3 783,77
	20	797,81
Izaguirre	60	3 171,81
	60	17 172,92
	20	7 902,96
Izaguirre	20	2 283,38
	10	6 986,58
Izaguirre	60	10 550,46
	60	1 020,46
	20	0,00
	10	9 530,00

De las tablas 13 y 14 (montos facturados y costos de mantenimientos, respectivamente), se puede obtener el margen final, tanto en soles (S/) como en porcentaje

(%). Dicho margen, y la comparación entre dichos montos se puede apreciar en la tabla 15.

Tabla 15

Margen de ganancia calculado para los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.

Subestación	Tensión (kV)	Facturación (S/)	Costo de mantenimiento (S/)	Margen final (S/)	Margen final (%)
Chillón	220	178 056,20	58 460,38	119 595,82	67
	60	55 891,12	19 706,69	36 184,43	65
	60	110 637,30	33 718,35	76 918,95	70
	10	11 527,78	5 035,35	6 492,43	56
Barsi	220	226 513,93	71 151,65	155 362,27	69
	60	76 176,36	23 783,08	52 393,28	69
	20	79 695,19	18 962,27	60 732,92	76
	10	13 014,69	5 346,65	7 668,04	59
Chavarría	220	57 627,69	23 059,65	34 568,04	60
	220	340 078,47	109 406,69	230 671,78	68
	60	105 855,64	34 821,31	71 034,33	67
	20	125 121,97	30 540,08	94 581,89	76
Mirador	20	20 433,22	6 780,08	13 653,14	67
	10	88 667,64	23 059,23	51 402,41	58
	220	249 295,11	71 162,08	178 133,03	71
	60	132 843,69	40 064,46	92 779,23	70
Puente Piedra	60	105 858,36	27 068,46	78 789,90	74
	10	10 593,06	4 029,15	6 563,91	62
	60	86 981,70	21 078,96	65 902,74	76
	10	62 860,74	12 257,04	50 603,7	81
Industrial	60	24 120,96	8 821,92	15 299,04	63
	60	124 787,51	26 707,50	98 080,01	79
	10	90 485,67	90 485,67	78 696,13	87
	10	34 301,84	34 301,84	19 383,88	57
Caudivilla	60	91 404,20	26 599,50	64 804,70	71
	60	52 750,79	10 962,46	41 788,33	79
	10	38 653,41	15 637,04	23 016,37	60
	60	78 904,61	26 090,19	52 814,41	67
Naranjal	60	52 399,10	11 943,19	40 455,91	77
	10	26 505,51	14 147,00	12 358,51	47
	60	41 721,14	17 335,88	24 385,26	58
	10	2 710,13	1 297,42	1 412,71	52
Pando	60	39 011,01	16 038,46	22 972,55	59
	60	45 054,90	11 494,35	33 560,55	74
	20	24 277,53	3 790,85	20 486,68	84
	10	5 110,21	2 188,85	2 921,36	57
Huandoy	10	15 667,16	5 514,65	10 152,51	65
	60	105 433,19	15 790,69	89 642,50	85
	60	80 395,52	7 546,58	72 848,94	91
	10	25 037,67	8 244,12	16 793,55	67
Mariátegui	60	29 253,60	7 753,38	21 500,22	73
	60	13 357,27	3 783,77	9 573,50	72
	20	5 874,29	797,81	5 076,48	86
	10	10 022,04	3 171,81	6 850,23	68
Santa Marina	60	64 512,59	17 172,92	47 339,67	73
	60	44 406,41	7 902,96	36 503,45	82
	20	6 385,87	2 283,38	4 102,49	64
	10	13 720,31	6 986,58	6 733,73	49
Izaguirre	60	22 905,86	10 550,46	12 355,40	54
	60	1 868,34	1 020,46	847,88	45
	20	0,00	0,00	0,00	NA
	10	21 037,52	9 530,00	11 507,21	55

Se resume gracias a la tabla 15 que, si bien todos los márgenes son positivos haciendo una observación más a detalle, se puede identificar que algunos mantenimientos ejecutados resultaron tener un margen negativo, porque los trabajos programados se suspendieron y no se pudo ejecutar la actividad, o por una gestión no muy dedicada.

A continuación, como se verá en la tabla 16, se puede observar algunos ejemplos detallados de mantenimientos que tuvieron un margen de ganancia negativo.

Tabla 16

Margen de ganancia negativo calculado para los mantenimientos realizados para algunas subestaciones de la muestra en el período de tiempo 2023.

Subestación	Descripción del mantenimiento	Costo Asignado (S/)	Monto pagado (S.)	Costo mantenimiento (S/)	Margen final (S/)
Chillón	Mantenimiento electromecánico de equipos AT + aisladores poliméricos. Uso de camión canasto (TR02 220 kV)	4 335,10	216,27	394,96	-178,69
Barsi	Mantenimiento de aisladores poliméricos. Uso de camión canasto (L689 60 kV)	1 624,59	765,29	1 832,46	-1 067,17
Chavarría	Autoservicio. Mantenimiento electromecánico de equipos MT (CH04 10 kV)	1 596,60	441,44	622,46	-181,02
Pando	Mantenimiento electromecánico de equipos MT. Uso de grupo electrógeno (SS.AA. 10 kV)	3 237,39	1 081,40	1 853,96	-772,56
Santa Marina	Instalar una chapa en la exclusiva en celda 10 kV	433,55	433,55	533,96	-100,41

De la tabla 16, se puede observar que los mantenimientos registran un margen final negativo, debido a las razones mencionadas en el párrafo anterior. El primer ejemplo es sobre un mantenimiento electromecánico en la subestación Chillón, que fue suspendido, pero se realizó el cobro (S/ 216,27) de la inspección previa realizada (48 horas antes del mantenimiento programado). Luego, un mantenimiento de aisladores poliméricos que fue ejecutado de manera parcial y solo se cobró S/ 765,29, cuando el monto asignado inicialmente fue S/ 1 624,59 (aproximadamente el 47% del monto total inicial). Después, en el tercer ejemplo, un mantenimiento en el nivel de 10 kV, el cual fue suspendido en campo; es decir, según contrato, se debe pagar el 30% del costo inicial asignado a ese trabajo. Por eso, se pagó S/ 441,44 sobre los S/ 1 596,60 proyectados. Seguidamente, un mantenimiento ejecutado de manera parcial, ahora en la subestación Pando. Una razón adicional para el alto costo del mantenimiento, es debido a que, al realizarse un mantenimiento a los servicios auxiliares de la subestación, fue requerido realizar el alquiler de un grupo electrógeno para las actividades programadas. Finalmente, un mantenimiento menor realizado en una celda de 10 kV en la subestación Santa Marina, en donde se puede apreciar que el monto pagado fue el 100% del monto asignado para este trabajo (S/ 433,55); sin embargo, el margen resultó ser negativo debido a que el costo del mantenimiento (mano de obra, movilidad, combustible, herramientas, insumos, etc.) fue superior (S/ 533,96).

3.5 Cálculo de indicadores

En el presente subcapítulo, se evidenciarán los tiempos en los cuales los circuitos de la muestra de subestaciones salieron fuera de servicio, debido a los mantenimientos correctivos, y con esos datos, junto a los calculados en el subcapítulo anterior (costos y facturación), se muestran los indicadores para cada subestación.

Tabla 17

Tiempo de reparación (en horas) que tuvo cada circuito para los correspondientes mantenimientos correctivos que implicaron que estos estén fuera de servicio.

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Chillón	Reparar caja corroída en interruptor, mejorar hermeticidad	TR-1 220/60 SB-1 SB-2 220 kV	03/03/2023	03/03/2023	15
Chillón	Presencia de punto caliente en la mordaza lado hacia el bifilar de la fase T	L-653 SB-2 60 kV	17/03/2023	17/03/2023	8
Chillón	Cambio de bobina para SPAT	SPAT SB-2 60 kV	13/06/2023	13/06/2023	8
Chillón	Presencia de punto caliente en cuchillas del SB fase T y reparación de caja corroída en interruptor	TR-1 220/60 SB-1 SB-2 60 kV	20/06/2023	20/06/2023	4
Chillón	Presencia de punto caliente en cuchillas del SB fase T	L-6554 SB-1 60kV	27/06/2023	27/06/2023	8
Chillón	Presencia de anomalía en contactos de alarma de bloqueo SF6	ACOPL 220 kV	31/07/2023	31/07/2023	8
Chillón	Cambio de bornes de seccionables de corriente sulfatados en caja de paso del TMC	L-652 60 kV	28/09/2023	28/09/2023	8
Chillón	Corroborar cableado de disparo de relé al interruptor. No apertura el interruptor	L-652 60 kV	14/11/2023	14/11/2023	6
Barsi	Corrección del SPAT debido a que no opera la orden de apertura local ni a distancia	L-6441 SB-2 60 kV	02/03/2023	02/03/2023	6
Barsi	Seccionador de puesta a tierra no acciona eléctricamente	L-6441 60 kV	25/02/2023	25/02/2023	6

Subestación	Descripción del mantenimiento	del	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Barsi	SB-1 del acoplamiento no obedece el cierre de mando eléctrico		ACOPL SB-1 220 kV	05/03/2023	05/03/2023	8
Barsi	Correctivo seccionador de puesta a tierra	en de	SB-2 220 kV	15/03/2023	15/03/2023	6
Barsi	SB-2 no puede cerrar, solo está operativo el SB-1		L-690 SB-2 60 kV	03/04/2023	03/04/2023	8
Barsi	Revisar accionamiento manual y eléctrico del SPAT-2		SB-2 220 kV	10/04/2023	10/04/2023	9
Barsi	Revisión de inserción en interruptor de potencia		TR-1 60/10 10 kV	26/04/2023	26/04/2023	4
Barsi	Correctivo mayor en SPT-2. Desmontaje de carter de cada fase		SB-2 220 kV	07/06/2023	09/06/2023	40
Barsi	Presencia de punto caliente en SB-1		L-2005 SB-1 220 kV	17/06/2023	17/06/2023	8
Barsi	Presencia de punto caliente en SB-1. Cambio de cable aldrey		L-2005 SB-1 SB-2 220 kV	02/07/2023	02/07/2023	9
Barsi	Centro de Operaciones reporta desconexión de tensión de mandos	de	K-7 10 kV	06/07/2023	06/07/2023	6
Barsi	Revisión de positivo a tierra en seccionadores de barra	en de	K-7 SB-B SB-N 10 kV	24/07/2023	24/07/2023	9
Barsi	Presencia de punto caliente en interruptor de potencia		TR-2 220/60 SB-1 220 kV	14/08/2023	14/08/2023	8
Barsi	Interruptor de potencia no cierra por mando local ni distancia	de	K-27 10 kV	17/09/2023	17/09/2023	6

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Barsi	Correctivo en SB-2, no opera mecánica ni eléctricamente	L-690 SB-2 60 kV	17/10/2023	17/10/2023	8
Barsi	Revisión de circuito de corriente en medidor	L-6154 60 kV	07/11/2023	07/11/2023	2
Chavarría	Cuchilla de SPAT propia no opera	L-6557 60 kV	31/01/2023	31/01/2023	8
Chavarría	Revisión de apertura y cierre de acople	ACOPL 60 kV	02/02/23	02/02/2023	6
Chavarría	Revisión de circuito de apertura y cierre de interruptor	ACOPL 60 kV	01/02/2023	01/02/2023	6
Chavarría	Cambio de polo T del transformador	TR-4 220/60 220 kV	27/03/2023	02/04/2023	56
Chavarría	Reparar SPAT con mecanismo defectuoso	L-6557 60 kV	11/04/2023	11/04/2023	7
Chavarría	Cambio de selector mando manual para apertura y cierre	CH-12 10 kV	17/04/2023	17/04/2023	6
Chavarría	Reposición de transformadores de tensión en celda y realización de pruebas	TT-53 20 kV	26/04/2023	26/04/2023	6
Chavarría	Presencia de punto caliente en bajada de bushing en fase R	TR-1 220/60 220 kV	26/06/2023	26/06/2023	8
Chavarría	Cambio de selector de mandos en interruptor averiado	CH-10 10 kV	26/06/2023	26/06/2023	5
Chavarría	Cambio de selector manual para apertura y cierre	CH-12 10 kV	17/07/2023	17/10/2023	5,5
Chavarría	Selector de mando de interruptor averiado	CH-10 10 kV	17/07/2023	17/07/2023	5
Chavarría	Presencia de punto caliente en lado P2 y P1 de interruptor	TR-2 220/60 SB-2 220 kV	20/08/2023	20/08/2023	8

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Chavarría	Revisión de caja de conexión secundaria del TMC por ruido anómalo	L-6753 60 kV	16/08/2023	17/08/2023	12
Chavarría	Presencia de punto caliente en lado de 60 kV del interruptor	TR-2 60/10 60 kV	13/09/2023	13/09/2023	9
Chavarría	Presencia de punto caliente en SB-2	L-2005 SB-2 220 kV	16/09/2023	17/09/2023	15
Chavarría	Instalación de lengüetas en terminales de MT a la llegada del cable	CH-18 10 kV	06/11/2023	06/11/2023	5,5
Chavarría	Instalación de lengüetas en terminales de MT a la llegada del cable	CH-20 10 kV	07/11/2023	07/11/2023	8
Chavarría	No cierra por telemando el interruptor	CH-15 10 kV	05/11/2023	05/11/2023	6
Chavarría	Presencia de punto caliente en SVC	SVC 4,8 kV	21/11/2023	21/11/2023	6
Mirador	Eliminación de positivo a tierra en circuito de señal	L-6743 SB-1 60 kV	17/01/2023	17/01/2023	9
Mirador	Mantenimiento correctivo en el SB-2	ACOPL SB-2 220 kV	12/07/2023	12/07/2023	7
Mirador	Correctivo en SL, no opera eléctricamente	L-6743 SB-1 60 kV	14/07/2023	14/07/2023	6
Mirador	SL no puede cerrar mecánica ni eléctricamente	L-2113 220 kV	15/07/2023	15/07/2023	4
Mirador	Revisión de posición indeterminada	L-2115 SB-2 220 kV	18/08/2023	18/08/2023	8
Mirador	Correctivo en fusible de celda de SS.AA. por falla	SS.AA. 10 kV	25/08/2023	25/08/2023	2
Mirador	Auxiliares corroídos en el TMC	L-6742 60 kV	18/09/2023	18/09/2023	8
Mirador	Corregir SPT	L-2112 220 kV	03/10/2023	03/10/2023	8

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Mirador	Nivelar caja de accionamiento de interruptor	L-2113 SB-1 220 kV	02/10/2023	02/10/2023	8
Puente Piedra	Corrección de anomalía en seccionador longitudinal 1	SL-1 60 kV	10/02/2023	10/02/2023	6
Puente Piedra	Mantenimiento correctivo por falla en celda	PP-19 10 kV	15/02/2023	15/02/2023	6
Puente Piedra	Revisar extracción de interruptor, no gira con manivela	PP-19 10 kV	02/04/2023	02/04/2023	6
Puente Piedra	Trabajos electromecánicos por emergencia	TR-1 60/10 10 kV	19/06/2023	19/06/2023	4
Puente Piedra	Atención de emergencia por disparo de relé buchholz	TR-1 60/10 60 kV	18/06/2023	18/06/2023	4
Puente Piedra	Mantenimiento correctivo en interruptor que no se puede extraer	TR-2 60/10 SB-2 10 kV	02/07/2023	02/07/2023	8
Puente Piedra	Mantenimiento correctivo y llenado de gas SF6 en interruptor	TR-2 60/10 SB-2 10 kV	27/07/2023	27/07/2023	6
Puente Piedra	Presencia de punto caliente en mordaza del seccionador longitudinal fase T	SL-2 60 kV	31/08/2023	31/08/2023	11
Puente Piedra	Reinstalar interruptor en celda	PP-12 10 kV	27/09/2023	27/09/2023	9
Industrial	Correctivo en celda por no funcionar el cierre del interruptor	ID-11 10 kV	14/04/2023	14/04/2023	8
Industrial	Presencia de punto caliente en la mordaza superior de la fase R del interruptor	L-689 60 kV	06/06/2023	06/06/2023	8

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Industrial	Interruptor de potencia no cierra por mando local ni distancia	ID-51 20 kV	14/09/2023	14/09/2023	8
Industrial	Revisión de relé, la lectura de tensión llega anómalo	L-690 60 kV	25/09/2023	25/09/2023	8
Caudivilla	Falla en ventilador. Se debe implementar alarma en conmutador local	TR-3 60/20/10 60 kV	03/03/2023	03/03/2023	6
Caudivilla	Trabajos correctivos mecánicos	CV-3 10 kV	11/09/2023	11/09/2023	5
Caudivilla	Trabajos correctivos mecánicos	CV-3 10 kV	03/12/2023	03/12/2023	6
Naranjal	Cambio de persianas	TR-3 60/10 SB-3 10 kV	05/03/2023	05/03/2023	5
Naranjal	Corregir apertura de SPT	TR-1 60/10 10 kV	17/04/2023	17/04/2023	30
Naranjal	Correctivo en térmico de medición, no registra tensión en lado 10 kV	TR-3 60/10 10 kV	07/08/2023	07/08/2023	4
Naranjal	Cambio de persianas metálicas por aislante	TR-1 60/10 10 kV	16/10/2023	16/10/2023	6
Pando	Verificación de nivel de aceite o correctivo adicional por pérdida	PA-10 10 kV	10/01/2023	10/01/2023	8
Pando	Verificación de nivel de aceite o correctivo adicional por pérdida	PA-13 10 kV	10/01/2023	10/01/2023	8
Pando	Verificación de nivel de aceite o correctivo adicional por pérdida	PA-14 10 kV	11/01/2023	11/01/2023	8
Pando	Verificación de nivel de aceite o correctivo adicional por pérdida	PA-15 10 kV	11/01/2023	11/01/2023	8
Pando	Verificación de nivel de aceite o correctivo adicional por pérdida	PA-16 10 kV	11/01/2023	11/01/2023	8

Subestación	Descripción del mantenimiento	Equipo y nivel de tensión	Fuera de servicio	Puesta en servicio	Tiempo de reparación (horas)
Pando	Presencia de punto caliente en mordaza, tulipas y pernos en el interruptor superior	TR-2 60/10 10 kV	07/12/2023	07/12/2023	6
Jicamarca	Correctivo mecánico y eléctrico del seccionador longitudinal	SL-2 60 10 kV	10/02/2023	10/02/2023	12
Jicamarca	Problema de inserción de interruptor de potencia	TR-2 60/10 10 kV	29/09/2023	29/09/2023	9
Santa Marina	Mantenimiento correctivo para puesta en servicio de celda	F-54 20 kV	01/06/2023	01/06/2023	12
Santa Marina	Mantenimiento correctivo para puesta en servicio de celda	F-54 20 kV	31/08/2023	31/08/2023	12
Izaguirre	Correctivo en la extracción, inserción y operación, al abrir y cerrar el interruptor	IE-7 SB-2 10 kV	31/05/2023	31/05/2023	15
Izaguirre	Centro de Control indica que no cierra el interruptor del circuito	IE-3 10 kV	19/06/2023	19/06/2023	13
Izaguirre	Centro de Control indica que el interruptor no cierra tanto mando local como remoto	IE-3 10 kV	11/06/2023	11/06/2023	10

Con los datos obtenidos, de la tabla 17, se calcula, en horas, el tiempo entre fallas, que se calcula restando las horas totales del año (8 760) menos la suma de horas de falla por circuito. Del mismo modo, se calcula en horas el tiempo de reparación, que se obtiene de la suma de horas de falla por circuito. Teniendo esos dos cálculos y el número de fallas por circuito, se puede obtener, de las fórmulas 1 y 2, el Tiempo medio hasta fallar (MTTF) y el Tiempo medio para reparación (MTTR) para después, con las fórmulas 4, 5 y 6, se puede obtener la Disponibilidad (A) y la Confiabilidad ($R_{(t)}$).

Tabla 18

Cálculo de indicadores que tuvo cada circuito para los correspondientes mantenimientos correctivos que implicaron que estos estén fuera de servicio.

Subestación	Equipo y nivel de tensión	Tiempo medio hasta fallar (MTTF) (horas)	Tiempo medio para reparación (MTTR) (horas)	Disponibilidad (A) (%)	Confiabilidad (R(t)) (%)
Chillón	TR-1 220/60 SB-1 SB-2 220 kV	8 745	15	99,83	36,84
Chillón	L-653 SB-2 60 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chillón	SPAT SB-2 60 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chillón	TR-1 220/60 SB-1 SB-2 60 kV	8 756	4	99,95	36,88
Chillón	L-6554 SB-1 60kV	8 752	8	99,91	36,87
Chillón	ACOPL 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chillón	L-652 60 kV	4 373	7	99,84	13,57
Barsi	L-6441 SB-2 60 kV	8 754	6	99,93	36,88
Barsi	L-6441 60 kV	8 754	6	99,93	36,88
Barsi	ACOPL SB-1 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Barsi	SB-2 220 kV	2 901,66	24,5	99,16	4,93
Barsi	L-690 SB-2 60 kV	4 372	8	99,82	13,57
Barsi	TR-1 60/10 10 kV	8 756	4	99,95	36,88
Barsi	L-2005 SB-1 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Barsi	L-6154 60 kV	8 758	2	99,98	36,89
Barsi	L-2005 SB-1 SB-2 220 kV	8 751	9	99,90	36,86
Barsi	K-7 10 Kv	8 754	6	99,93	36,88
Barsi	K-7 SB-B SB-N 10 kV	8 751	9	99,90	36,86
Barsi	TR-2 220/60 SB-1 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Barsi	K-27 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chavarría	L-6557 60 kV	4 372,50	8	99,82	13,57
Chavarría	ACOPL 60 kV	4 374	6	99,86	13,58
Chavarría	SVC 4,8 kV	8 754	6	99,93	36,88
Chavarría	TR-4 220/60 220 kV	8 704	56	99,36	36,66
Chavarría	CH-12 10 kV	4 374,25	5,75	99,87	13,58
Chavarría	TT-53 20 kV	8 754	6	99,93	36,88

Subestación	Equipo y nivel de tensión	Tiempo medio hasta fallar (MTTF) (horas)	Tiempo medio para reparación (MTTR) (horas)	Disponibilidad (A) (%)	Confiabilidad (R(t)) (%)
Chavarría	TR-1 220/60 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chavarría	CH-10 10 kV	4 375	5	99,89	13,59
Chavarría	CH-20 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chavarría	CH-15 10 kV	8 754	6	99,93	36,88
Chavarría	TR-2 220/60 SB-2 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Chavarría	L-6753 60 kV	8 748	12	99,86	36,85
Chavarría	TR-2 60/10 60 kV	8 751	9	99,90	36,86
Chavarría	L-2005 SB-2 220 kV	8 745	15	99,83	36,84
Chavarría	CH-18 10 kV	8 754,50	5,50	99,94	36,88
Mirador	L-6743 SB-1 60 kV	4 372,50	7,50	99,83	13,57
Mirador	ACOPL SB-2 220 kV	8 753	7	99,92	36,87
Mirador	L-2113 SB-1 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Mirador	L-2113 220 kV	8 756	4	99,95	36,88
Mirador	L-2115 SB-2 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Mirador	SS.AA. 10 kV	8 758	2	99,98	36,89
Mirador	L-6742 60 kV	8 752	8	99,91	36,87
Mirador	L-2112 220 kV	8 752	8	99,91	36,87
Puente Piedra	SL-1 60 kV	8 754	6	99,93	36,88
Puente Piedra	PP-19 10 kV	4 374	6	99,86	13,58
Puente Piedra	SL-2 60 kV	8 749	11	99,87	36,85
Puente Piedra	TR-1 60/10 10 kV	8 756	4	99,95	36,88
Puente Piedra	TR-1 60/10 60 kV	8 756	4	99,95	36,88
Puente Piedra	TR-2 60/10 SB-2 10 kV	4 373	7	99,84	13,57
Puente Piedra	PP-12 10 kV	8 751	9	99,90	36,86
Industrial	ID-11 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Industrial	L-689 60 kV	8 752	8	99,91	36,87
Industrial	ID-51 20 kV	8 752	8	99,91	36,87
Industrial	L-690 60 kV	8 752	8	99,91	36,87
Caudivilla	TR-3 60/20/10 60 kV	8 754	6	99,93	36,88

Subestación	Equipo y nivel de tensión	Tiempo medio hasta fallar (MTTF) (horas)	Tiempo medio para reparación (MTTR) (horas)	Disponibilidad (A) (%)	Confiabilidad (R(t)) (%)
Caudivilla	CV-3 10 kV	4 374,50	5,50	99,87	13,58
Naranjal	TR-3 60/10 SB-3 10 kV	8 755	5	99,94	36,88
Naranjal	TR-1 60/10 10 kV	4 362	18	99,59	13,50
Naranjal	TR-3 60/10 10 kV	8 756	4	99,95	36,88
Pando	PA-10 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Pando	PA-13 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Pando	PA-14 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Pando	PA-15 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Pando	PA-16 10 kV	8 752	8	99,91	36,87
Pando	TR-2 60/10 10 kV	8 754	6	99,93	36,88
Jicamarca	SL-2 60 10 kV	8 748	12	99,86	36,85
Jicamarca	TR-2 60/10 10 kV	8 751	9	99,90	36,86
Santa Marina	F-54 20 kV	4 368	12	99,73	13,54
Izaguirre	IE-7 SB-2 10 kV	8 745	15	99,83	36,84
Izaguirre	IE-3 10 kV	4 368,50	11,50	99,74	13,55

Con los datos obtenidos de la tabla 18, observar que, entre más fallas fuera de servicio se tengan, se evidenciará un menor Tiempo medio entre fallas (MTTF), como se muestra para el circuito seccionador de barra 2 de 220 kV para la subestación Barsi, el cual tuvo tres averías en el período 2023, obtuvo un Tiempo medio entre fallas (MTTF) de 2 901,66 horas, que resulta ser el mínimo de la tabla. Por otro lado, el valor máximo de nuestro ejemplo fue de 8 758 horas, que corresponde a un circuito que solo tuvo una avería en el año, los servicios auxiliares de 10 kV de la subestación Mirador. Lógicamente, cuanto mayor sea este indicador, será lo mejor para los equipos eléctricos, ya que los equipos están demorando más para fallar.

Al contrario del MTTF, el Tiempo medio de reparación (MTTR), es un indicador que se debe mantener bajo. Con este dato, se consigue medir cuál es el lucro cesante; es decir, cuánto la compañía deja de ganar cuando el equipo se malogra. De la tabla 18, se aprecia que los números más elevados de este indicador son debido a las elevadas horas en las que el circuito estuvo fuera de servicio. Como para el lado de 220 kV del transformador 4

de la subestación Chavarría, que refleja 56 horas de Tiempo medio de reparación, y también el sistema de barra 2 de 220 kV de la subestación Barsi, contempla un Tiempo medio de reparación de 24,50 horas, debido a su tiempo de reparación de 49 horas y sus dos fallas registradas en el año. Mejor que tener un MTTR chico, es no tener fallas al realizar un buen diagnóstico al estado de los equipos en los mantenimientos preventivos y predictivos, para que así el bien no pierda su desempeño a punto de llegar a una situación crítica.

Con respecto a los indicadores Disponibilidad y Confiabilidad, estos dos son importantes para el control y planeamiento del mantenimiento. Es importante elevar estos dos indicadores de los activos y optimizar así la productividad. Ya se había definido en el capítulo 2 estos términos, donde se resalta que la Disponibilidad es la capacidad de un equipo para estar operativo y ejecutar una función en un momento o periodo determinado; en cambio, la confiabilidad es la probabilidad de que ese equipo cumpla su función según lo diseñado, bajo condiciones específicas durante un tiempo dado. En resumen, la Disponibilidad es el porcentaje de tiempo que un equipo está operativo en un periodo dado, mientras que la confiabilidad es la probabilidad de que ese equipo siga funcionando correctamente en el futuro.

De la tabla 18, se observa que el porcentaje de la Disponibilidad de los equipos en evaluación es elevado, el pico menor es 99,16% y el promedio de 99,87%. Esto dice que, para los 365 días del año, los equipos operaron normalmente cerca del 99,87% del tiempo. Este indicador se muestra elevado, debido al alto rango de horas que tomamos de referencia (8 760 horas al año), lo cual nos entrega un tiempo entre fallas elevado, y, por consiguiente, una Disponibilidad elevada.

¿Y si deseáramos calcular la probabilidad de que el equipo trabajara con normalidad y en perfecto estado durante los próximos 365 días? En ese escenario, necesitaríamos y tendríamos que usar el cálculo de la Confiabilidad. Como observamos de la tabla 18, se obtuvo un rango promedio calculado de 31,45% y siendo el pico máximo calculado de 36,89% (circuito de línea L-6154 de 60 kV de la subestación Barsi). Esto dice

que este circuito tendrá una probabilidad del 36,89% de operar sin fallos los próximos 365 días. Ahora, si se observa los números más bajos encontrados para la Confiabilidad, se tiene un patrón en particular y se evidencia que, entre mayor sea el número de fallas registradas, el indicador tenderá a disminuir. Por ejemplo, para el circuito CV-3 de 10 kV de la subestación Caudivilla, se calculó una Confiabilidad de 13,58%, de igual manera para la subestación Santa Marina y su circuito F-54 de 20 kV, que muestra una Confiabilidad de 13,54%. Para ambos ejemplos se tiene registrado que dichos circuitos han salido fuera de servicio en dos oportunidades.

A continuación, de la tabla 15 y de las fórmulas 8 y 9, se calculan los siguientes indicadores de Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF) y Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV)

Tabla 19

Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF) calculado para los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra en el período de tiempo 2023.

<i>Subestación</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Facturación (\$/)</i>	<i>Costo de mantenimiento (\$/)</i>	<i>Costo de mantenimiento sobre facturación (%)</i>
Chillón		178 056,20	58 460,38	67
	220	55 891,12	19 706,69	65
	60	110 637,30	33 718,35	70
	10	11 527,78	5 035,35	56
Barsi		226 513,93	71 151,65	69
	220	76 176,36	23 783,08	69
	60	79 695,19	18 962,27	76
	20	13 014,69	5 346,65	59
	10	57 627,69	23 059,65	60
Chavarría		340 078,47	109 406,69	68
	220	105 855,64	34 821,31	67
	60	125 121,97	30 540,08	76
	20	20 433,22	6 780,08	67
	10	88 667,64	23 059,23	58
Mirador		249 295,11	71 162,08	71
	220	132 843,69	40 064,46	70
	60	105 858,36	27 068,46	74
	10	10 593,06	4 029,15	62
Puente Piedra		86 981,70	21 078,96	76
	60	62 860,74	12 257,04	81

Subestación	Tensión (kV)	Facturación (S/)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre facturación (%)
	10	24 120,96	8 821,92	63
		124 787,51	26 707,50	79
Industrial	60	90 485,67	90 485,67	87
	10	34 301,84	34 301,84	57
		91 404,20	26 599,50	71
Caudivilla	60	52 750,79	10 962,46	79
	10	38 653,41	15 637,04	60
		78 904,61	26 090,19	67
Naranjal	60	52 399,10	11 943,19	77
	10	26 505,51	14 147,00	47
		41 721,14	17 335,88	58
Pando	60	2 710,13	1 297,42	52
	10	39 011,01	16 038,46	59
		45 054,90	11 494,35	74
Huandoy	60	24 277,53	3 790,85	84
	20	5 110,21	2 188,85	57
	10	15 667,16	5 514,65	65
		105 433,19	15 790,69	85
Jicamarca	60	80 395,52	7 546,58	91
	10	25 037,67	8 244,12	67
		29 253,60	7 753,38	73
Mariategui	60	13 357,27	3 783,77	72
	20	5 874,29	797,81	86
	10	10 022,04	3 171,81	68
		64 512,59	17 172,92	73
Santa Marina	60	44 406,41	7 902,96	82
	20	6 385,87	2 283,38	64
	10	13 720,31	6 986,58	49
		22 905,86	10 550,46	54
Izaguirre	60	1 868,34	1 020,46	45
	20	0,00	0,00	NA
	10	21 037,52	9 530,00	55

De la tabla 19, se observan los Costos de mantenimiento sobre facturación (CMF) calculados para los mantenimientos realizados para cada subestación de la muestra. Este indicador evidencia el efecto del mantenimiento en el desempeño de la compañía y con ello es posible apreciar si el sector de mantenimiento está haciendo una buena administración financiera de los bienes y recursos, tiene en consideración que el costo del

mantenimiento engloba los gastos de mano de obra, herramientas, contratación de servicios especializados, pérdidas, etc. Se puede resumir gracias a la tabla 19, que el indicador de Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF) en promedio es 68% y el punto más bajo para nuestro análisis, resultó ser 45%. Es importante mencionar también, que para las subestaciones de criticidad C, se tiene un promedio de este indicador (70%) mayor en comparación a las subestaciones de criticidad B y A (67% para cada uno).

Ahora, para el análisis del Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV), se realiza un estudio particular para los equipos a los cuales se les ha realizado el mantenimiento en la muestra. Luego, se realizará la comparación del costo del mantenimiento con el precio de compra de los equipos. Este indicador analiza el costo de mantenimiento empleado en cada equipo e identifica si fuese más ventajoso continuar manteniendo el activo o comprar uno nuevo. Lo recomendable es utilizar este indicador para equipos de alta criticidad.

En la tabla 20, se pueden apreciar los costos referenciales de los equipos a los cuales se les ha realizado el mantenimiento respectivo (interruptor de potencia, transformador de potencia, aisladores poliméricos, transformador de corriente, seccionadores de barra, etc.). Con la tabla 21, se identifica mantenimientos realizados para las subestaciones y se menciona los tipos de equipos a los cuales se les realizó el mantenimiento, y se puede, finalmente, obtener el indicador buscado (CPMV).

Cabe resaltar que para la tabla 21, en la segunda columna “Equipos a los que se les hizo mantenimiento”, a excepción de los aisladores poliméricos, cada unidad de equipo se refiere a las tres fases; es decir, 1 interruptor de potencia de 60 kV se refiere a los tres polos del interruptor.

Tabla 20

Precios referenciales sobre los equipos de potencia a los cuales estamos evaluando sus indicadores en base a sus mantenimientos.

Equipo	Precio (S/) / 220 kV	Precio (S/) / 60 kV	Precio (S/) / 20 kV / 10 kV
Aislador polimérico de anclaje	12 375,00	3 375,00	562,50
Aislador polimérico de suspensión	12 375,00	3 375,00	562,50
Aislador polimérico portabarra	12 375,00	3 375,00	562,50
Aislador polimérico pasamuro	12 375,00	3 375,00	562,50
Interruptor de potencia	1 343 000,26	366 272,80	61 045,47
Seccionadores de barra	155 313,07	42 358,11	7 059,69
Seccionadores de línea c/ SPT	124 250,46	33 886,49	5 647,75
Transformador de tensión	831 600,00	226 800,00	70 875,00
Transformador de corriente	997 920,00	272 160,00	85 050,00
Transformador de medida combinado	1 247 400,00	340 200,00	106 312,50
Transformador de potencia	1 440 771,47	562 500,00	93 750,00

Tabla 21

Cálculo de Costo de mantenimiento sobre valor de reposición para los correspondientes equipos a los cuales se les hizo el mantenimiento correspondiente.

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Chillón	21 aisladores poliméricos de anclaje	220	2 198,96	2,17
	9 aisladores poliméricos de suspensión			
Chillón	1 interruptor de potencia Siemens 2014	220	2 586,46	0,10
	1 transformador de corriente Artech 2006			
	2 seccionador de barra Areva 2006			
Chillón	2 seccionador de puesta a tierra Areva 2006	220	1 139,96	0,46
Chillón	12 aisladores poliméricos de anclaje	60	2 275,96	0,26
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Siemens 2007			
	2 seccionadores de barra Coelme 2015			
	1 seccionador de línea Coelme 2015			
	1 transformador de medida combinado Pfiffner 2006			
Chillón	15 aisladores poliméricos de anclaje	60	2 105,46	3,47
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
Chillón	6 aisladores poliméricos de anclaje	60	995,96	0,14
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Siemens 2009			
	1 transformador de corriente Crompton Greaves 2006			
Chillón	1 seccionador de barra Alstom 2011	60	2 398,46	0,32
	1 transformador de corriente Pfiffner 2006			
	2 seccionadores de barra Areva 2012			
	6 aisladores poliméricos de anclaje			

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 interruptor AEG 1996			
	2 seccionadores de barra Alstom 2011	60	744,96	0,10
Chillón	1 seccionador de línea Alstom 2011			
	1 interruptor de potencia Siemens 2011			
	1 transformador de corriente Artech 2011			
Chillón	3 aisladores poliméricos de anclaje	60	1 293,96	12,78
	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 1992	10	559,46	0,24
Barsi	2 seccionadores de barra BBC 1962			
	1 seccionador de línea BBC 1962			
	1 transformador de tensión Artech 2006			
	1 transformador de corriente Artech 1962			
	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 1992	10	632,96	0,38
Barsi	2 seccionadores de barra BBC 1962			
	1 seccionador de línea BBC 1962			
	1 transformador de corriente Artech 2001			
Barsi	9 aisladores poliméricos de anclaje	220	960,96	0,52
	6 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 2002	10	646,96	0,41
Barsi	1 seccionador de barra BBC 1962			
	1 seccionador de línea BBC 1962			
	1 transformador de corriente Pfiffner 2005			
	1 seccionador de barra Efacec 2015	220	1 051,96	0,04
Barsi	1 transformador de tensión Alstom 1997			
	1 transformador de potencia Italtrafo 1972			
Barsi	3 aisladores poliméricos de anclaje	60	1 055,96	10,43

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (\$)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Barsi	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 1992	10	667,96	0,40
	2 seccionadores de barra BBC 1962			
	1 seccionador de línea BBC 1962			
	1 transformador de corriente Artech 1994			
Barsi	1 transformador de tensión Alstom 1997	220	632,96	0,02
	1 transformador de potencia Crompton Greaves 2008			
	1 interruptor de potencia ABB 2020			
Barsi	3 aisladores poliméricos portabarra	220	922,46	0,11
	1 transformador de tensión Alstom 1997			
Chavarría	3 aisladores poliméricos de anclaje	220	657,46	3,25
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
Chavarría	18 aisladores poliméricos de anclaje	220	2 380,96	0,30
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Siemens 2006			
	1 transformador de corriente Pfiffner 2006			
	2 seccionadores de barra Areva 2006			
Chavarría	6 aisladores poliméricos de anclaje	60	1 031,31	0,16
	1 interruptor de potencia ABB 2000			
	1 transformador de corriente Siemens 2002			
Chavarría	1 interruptor de potencia Siemens 2011	60	741,46	0,10
	2 seccionadores de barra Alstom 2011			
	1 seccionador de línea Alstom 2011			
	1 transformador de medida combinado Artech 2011			
Chavarría	3 aisladores poliméricos de anclaje	220	1 020,81	0,12

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 transformador de tensión Alstom 1997			
Chavarría	1 transformador de corriente Arteche 2013	220	2 852,81	0,08
	1 transformador de tensión Arteche 2006			
	1 seccionador de barra Coelme 2013			
	1 interruptor de potencia Siemens 2014			
	10 aisladores poliméricos de anclaje			
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
Chavarría	18 aisladores poliméricos de anclaje	60	1 104,46	0,14
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Sieyuan 2017			
	2 seccionadores de barra Sieyuan 2017			
	1 transformador de corriente Pfiffner 2002			
Chavarría	18 aisladores poliméricos de anclaje	60	804,46	1,14
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
Chavarría	1 interruptor de potencia ABB 2000	10	821,96	1,35
Mirador	1 interruptor de potencia Siemens 2011	220	2 314,81	0,09
	2 seccionadores de barra Alstom 2013			
	1 transformador de corriente Arteche 2011			
Mirador	1 transformador de corriente Trench 2011	60	953,96	0,10
	2 transformadores de tensión Trench 2015			
	2 seccionadores de barra Alstom 2013			
	2 seccionadores de línea Alstom 2011			

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	18 aisladores poliméricos portabarra			
Mirador	1 seccionador de barra Alstom 2011 3 aisladores poliméricos portabarra	60	702,96	1,34
Mirador	1 interruptor de potencia Siemens 2011 1 seccionador de barra Alstom 2013 1 transformador de corriente Arteche 2011 6 aisladores poliméricos portabarra	60	713,46	0,09
Mirador	1 seccionador de barra Alstom 2013 3 aisladores poliméricos de anclaje 7 aisladores poliméricos portabarra	220	2 081,31	0,75
Mirador	1 seccionador de barra Hapam 2017 1 transformador de potencia Chnt 2018	220	2 535,31	0,16
Mirador	7 aisladores poliméricos portabarra 1 interruptor de potencia Siemens 2014 1 seccionador de barra Efacec 2014	220	2 563,31	0,16
Mirador	1 seccionador de barra Alstom 2013 1 transformador de corriente Arteche 2011	220	863,31	0,07
Mirador	1 seccionador de barra Areva 2013	60	657,46	1,55
Puente Piedra	6 aisladores poliméricos de anclaje 3 aisladores poliméricos de suspensión 1 interruptor de potencia ABB 2011 1 transformador de medida combina Arteche 2011 2 seccionadores de barra Coelme 2011 1 seccionador de línea Coelme 2011	60	713,46	0,08
Puente Piedra	1 transformador de tensión Alce 2019	10	569,96	0,80
Puente Piedra	1 seccionador de barra Coelme 2011	10	569,96	8,07
Puente Piedra	1 interruptor de potencia Schneider 2019 1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2019	10	555,96	0,37

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 transformador de corriente Alce 2019			
Puente Piedra	1 transformador de corriente Getra 2018	60	629,46	0,05
Puente Piedra	1 transformador de corriente Esitas 2011 1 interruptor de potencia Westinghouse 1994	10	555,96	0,38
Puente Piedra	1 interruptor de potencia Schneider 2019 1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2011 1 transformador de tensión Alce 2019 1 transformador de corriente Alce 2019	10	538,46	0,24
Industrial	21 aisladores poliméricos de anclaje 9 aisladores poliméricos de suspensión	60	2 359,96	2,33
Industrial	1 interruptor de potencia Hyundai 1999 1 transformador de corriente Alstom 2000	10	555,96	0,38
Industrial	1 transformador de corriente Alstom 2000 1 interruptor de potencia Hyundai 1999	10	545,46	0,37
Industrial	1 seccionador de puesta a tierra Duestelle 2000 1 transformador de corriente Alstom 2000 1 interruptor de potencia Hyundai 1999	10	517,46	0,34
Industrial	1 interruptor de potencia Hyundai 2017 1 seccionador de puesta a tierra Duestelle 2000 1 transformador de corriente Alstom 2000	10	541,96	0,36

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Industrial	1 transformador de tensión Alstom 2000	10	555,96	0,78
Industrial	1 interruptor de potencia Hyundai 1999	10	514,46	0,34
	1 seccionador de puesta a tierra Duestelle 2000			
	1 transformador de corriente Alstom 2000			
Industrial	1 interruptor de potencia Tozzi 2019	20	1 094,31	0,12
	1 transformador de corriente Alce 2019			
	1 transformador de tensión Alce 2019			
	18 aisladores poliméricos de anclaje			
	3 aisladores poliméricos de suspensión			
Industrial	1 seccionador de barra Coelme 1999	10	541,96	7,68
Caudivilla	1 seccionador de barra Efacec 2000	60	2 080,42	0,11
	1 interruptor de potencia Schneider 2003			
	1 seccionador de puesta a tierra Inepar 2003			
	1 transformador de corriente Pfiffner 2000			
	1 transformador de potencia ABB 2000			
Caudivilla	1 seccionador de barra Efacec 2000	60	1 038,12	0,23
	1 interruptor de potencia Schneider 2003			
	1 seccionador de puesta a tierra Inepar 2001			
Caudivilla	6 aisladores poliméricos de anclaje	60	1 083,81	0,52
	6 aisladores poliméricos de suspensión			
	12 aisladores poliméricos cadena			
	3 seccionadores de barra Efacec 2013			
Caudivilla	1 transformador de tensión Alstom 2000	10	545,46	0,77

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Caudivilla	1 interruptor de potencia Schneider 2012	10	639,96	1,05
Caudivilla	1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2012 1 interruptor de potencia Schneider 2012 1 transformador de corriente Alce 2012	10	576,96	0,38
Caudivilla	1 interruptor de potencia Hyundai 2000 1 seccionador de puesta a tierra Inepar 2001 1 transformador de corriente Alstom 2000	10	552,46	0,36
Caudivilla	1 transformador de potencia Vasile 1997	10	646,96	0,69
Naranjal	1 seccionador de puesta a tierra Felten 1998 1 transformador de corriente Artech 1998 1 interruptor de potencia Hyundai 1999	10	436,96	0,29
Naranjal	1 interruptor de potencia Hyundai 1998 1 seccionador de puesta a tierra ABB 1998 1 transformador de corriente Areva 1998	10	576,96	0,38
Naranjal	1 interruptor de potencia Inepar 1998 1 transformador de corriente Artech 1998	10	559,46	0,37
Naranjal	2 interruptores de potencia ABB 2000 3 seccionadores de barra Efacec 2001 1 seccionador de línea Efacec 1998 1 transformador de medida combinado Pfiffner 1998	60	1 027,46	0,05

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 transformador de corriente Pfiffner 2000			
	1 transformador de potencia Crompton Greaves 2001			
Naranjal	1 interruptor de potencia ABB 2000	10	664,46	1,09
	1 interruptor de potencia Inepar 1998	10	664,46	0,44
Naranjal	1 seccionador de puesta a tierra Coelme 1998			
	1 transformador de corriente Arteche 1998			
	21 aisladores poliméricos de anclaje	60	2 642,81	0,12
	6 aisladores poliméricos de suspensión			
	3 seccionadores de barra Efacec 1998			
Naranjal	1 transformador de corriente Pfiffner 1998			
	1 transformador de medida combinado Arteche 1999			
	1 transformador de potencia Delcrosa 1993			
	2 interruptores de potencia Alstom 1998			
Naranjal	1 transformador de corriente Arteche 1998	10	639,96	0,75
	1 transformador de corriente Balteau 1998	60	2 615,81	0,27
	1 transformador de tensión Balteau 1998			
Naranjal	1 interruptor de potencia Westinghouse 1994			
	21 aisladores poliméricos de anclaje			
	6 aisladores poliméricos de suspensión			
	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 1994	10	650,46	0,45
Pando	1 transformador de corriente Areva 1999			

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Pando	1 interruptor de potencia Sprecher Schuh 1982	10	650,46	0,43
	1 seccionador de puesta a tierra Sprecher Schuh 1982			
	1 transformador de corriente Areva 2004			
Pando	1 seccionador de barra Coelme 1999 1 interruptor de potencia ABB 1998	10	727,46	1,07
Pando	1 transformador de corriente Alce 2009 1 interruptor de potencia Areva 2009	10	636,46	0,44
Pando	1 seccionador de puesta a tierra Areva 2009 1 interruptor de potencia Areva 2009	10	639,96	0,96
Pando	1 interruptor de potencia Sprecher Schuh 1983 1 transformador de tensión Artech 1984 1 transformador de corriente Areva 2004	10	643,46	0,29
Pando	1 interruptor de potencia Sprecher Schuh 1983	10	657,46	1,08
Pando	1 interruptor de potencia Sprecher Schuh 1982 1 seccionador de puesta a tierra Sprecher Schuh 1982 1 transformador de corriente Areva 2004	10	639,96	0,42
Huandoy	1 seccionador de puesta a tierra Coelme 2014 1 interruptor de potencia ABB 2014 1 transformador de corriente Pfiffner 2014	20	653,96	0,43
Huandoy	1 interruptor de potencia Schneider 2015 1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2015 1 transformador de corriente Alce 2015	10	555,96	0,37

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
Huandoy	1 seccionador de barra ABB	10	702,96	9,96
Huandoy	1 interruptor Schneider 2017	10	604,96	0,40
	1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2017			
	1 transformador de corriente Schneider 2017			
Huandoy	1 interruptor de potencia ABB 2014	20	625,96	0,94
	1 seccionador de puesta a tierra ICET 2014			
Huandoy	1 interruptor de potencia ABB 2014	10	706,46	0,47
	1 seccionador de puesta a tierra ICET 2014			
	1 transformador de corriente Esitas 2014			
Huandoy	3 seccionadores de barra Coelme 2013	60	849,96	0,06
	1 seccionador de línea Coelme 2013			
	1 transformador de medida combinado Artech 2013			
	1 transformador de corriente Balteau 2013			
	2 interruptores de potencia Siemens 2013			
Jicamarca	1 interruptor de potencia Westinghouse 1994	10	713,46	0,23
	1 seccionador de puesta a tierra Westinghouse 1994			
	1 transformador de potencia Crompton Greaves 2001			
Jicamarca	2 interruptores de potencia AEG 1993	60	1 439,81	0,09
	3 seccionadores de barra Sieyuan 2017			
	1 transformador de medida combinado Artech 2016			
	21 aisladores poliméricos de anclaje			
	6 aisladores poliméricos de suspensión			
Jicamarca	1 interruptor de potencia ABB 2014	10	716,96	0,49

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (\$/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 transformador de corriente Esitas 2014			
Jicamarca	21 aisladores poliméricos de anclaje 6 aisladores poliméricos de suspensión	60	2 192,96	2,41
Jicamarca	1 transformador de tensión Balteau 1992	10	734,46	1,04
Jicamarca	1 seccionador de puesta a tierra Westinghouse 2014 1 interruptor de potencia ABB 2014 1 transformador de corriente Esitas 2014	10	723,96	0,48
Jicamarca	1 transformador de tensión Alce 2015	10	716,96	1,01
Mariategui	1 interruptor de potencia Siemens 2015 1 seccionador de barra Sieyuan 2017 1 transformador de medida combinado Pfiffner 2015 10 aisladores poliméricos portabarra	60	748,46	0,09
Mariategui	13 aisladores poliméricos portabarra 2 seccionadores de barra Sieyuan 2017 1 seccionador de puesta a tierra Sieyuan 2017	60	671,46	0,08
Mariategui	1 interruptor de potencia Schneider 2017 1 transformador de corriente Alce 2017	10	611,96	0,42
Mariategui	1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2017 1 interruptor de potencia Schneider 2017 1 transformador de corriente Alce 2017	10	611,96	0,40
Mariategui	1 transformador de corriente Alce 2017	10	629,46	0,41

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (S/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2017 1 interruptor de potencia Schneider 2017			
Mariategui	1 interruptor de potencia Schneider 2019 1 seccionador de puesta a tierra Schneider 2019 1 transformador de corriente Alce 2019	10	699,46	0,46
Santa Marina	1 transformador de corriente Pfiffner 1998 1 transformador de tensión Ritz 1999 3 aisladores poliméricos de anclaje 3 aisladores poliméricos portabarra 3 aisladores poliméricos pasamuro	60	629,46	0,11
Santa Marina	1 transformador de tensión Alce 2009	20	709,96	1,00
Santa Marina	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 2002	10	625,96	1,03
Santa Marina	1 interruptor de potencia Hyundai 2014 1 transformador de corriente Ritz 2013	10	639,96	0,44
Santa Marina	2 interruptores de potencia Alstom 1999 2 transformadores de corriente Pfiffner 1998 1 transformador de potencia Brown Boveri 1997 24 aisladores poliméricos portabarra	60	1 052,31	0,05
Santa Marina	1 transformador de corriente Siemens 2003 1 interruptor de potencia Merlin Gerin 1996	10	608,46	0,42
Santa Marina	1 interruptor de potencia Merlin Gerin 2002	10	601,46	0,99
Izaguirre	1 interruptor de potencia Tozzi 2018	10	643,46	0,42

Subestación	Equipo a los que se les hizo mantenimiento	Nivel de tensión (kV)	Costo de mantenimiento (\$/)	Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) (%)
	1 transformador de corriente Alce 2018			
Izaguirre	1 seccionador de puesta a tierra Coelme 2018	10	643,46	0,42
	1 interruptor de potencia Tozzi 2018			
Izaguirre	1 interruptor de potencia Ecosmart 2018	10	632,96	0,42
	1 transformador de corriente LCE 2018			
Izaguirre	1 interruptor de potencia Tozzi 2018	10	653,96	1,07
Izaguirre	1 seccionador de barra Coelme 2000	10	482,46	6,83
	1 transformador de potencia Getra 2019	60	1 020,46	0,18
Izaguirre	3 aisladores poliméricos pasamuro			

De la tabla 21, se puede apreciar los cálculos realizados para el indicador CPMV. El límite máximo permitido para este indicador es del 6% en un año, aunque este porcentaje puede variar según el análisis específico del equipo; en ciertos escenarios, un 2.5% ya se considera elevado. Si el valor supera este límite, resulta más conveniente adquirir un equipo nuevo en lugar de seguir manteniendo el equipo actual.

También se observa de la tabla 21 que, de los 103 mantenimientos evaluados, tenemos seis casos en los cuales el indicador Costo de mantenimiento sobre valor de reposición (CPMV) nos muestra un valor mayor al 6%. Específicamente, se trata de casos en donde los mantenimientos realizados son solo a un equipo. Por ejemplo, para el mantenimiento de tres aisladores poliméricos de anclaje de 60 kV en la subestación Chillón, el CPMV resultó de 12,78%. Por otro lado, el mantenimiento de los seccionadores de barra del sistema de barra 2 de 10 kV en la subestación Puente Piedra, tuvo un indicador de 8,07%. Los casos siguientes son similares, y podemos ya ir ideando un nuevo plan de mantenimiento para los equipos de una subestación.

Croquis referencial de aisladores poliméricos SET Chillón.



Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

En este capítulo, se evalúa cada uno de los indicadores calculados en el capítulo tres. Según los resultados, se encuentra un número variado de valores correspondientes a los indicadores de mantenimiento, los cuales desempeñan un rol importante y significativo en la gestión de mantenimiento de subestaciones de transmisión. Para ayudarnos en el análisis y discusión de resultados, en la tabla 22 se puede apreciar un resumen sobre cada grupo de subestaciones identificadas por su criticidad.

Tabla 22

Promedio de indicadores calculados para las subestaciones de la muestra en el período de tiempo 2023 agrupadas por su tipo de criticidad.

Criticidad	MTTF (horas)	MTTR (horas)	A (%)	R _{-(t)} (%)	CMF (%)	CPMV (%)
A	7 829,25	8,36	99,88	31,93	68,76	1,20
B	7 772,29	7,43	99,89	31,65	70,13	0,88
C	6 558,08	11,92	99,80	25,20	72,07	1,01

A primera instancia, se observa que las subestaciones de la muestra consideradas de criticidad C (seguido por los de criticidad B), tiene el Tiempo medio hasta fallar más bajo; es decir, que los equipos evaluados, en comparación, están teniendo fallas más recurrentes. Si se hace una identificación más minuciosa y se observan los mantenimientos correctivos realizados a las subestaciones Jicamarca, Santa Marina e Izaguirre (criticidad C), y también a las subestaciones Puente Piedra, Industrial, Caudivilla, Naranjal y Pando (criticidad B), en su mayoría son equipos de media tensión (10 y 20 kV). Por lo tanto, se puede decir que estos equipos tienen una mayor probabilidad de salir fuera de servicio, si se comparan con equipos de alta tensión (60 y 220 kV).

Figura 11

Extracción de interruptor de potencia de 10 kV SET Pando.



En los mantenimientos de los interruptores de potencia se realiza la limpieza del aislamiento, de las estructuras de soporte, se lubrica el mecanismo de accionamiento, se verifica la hermeticidad en las cajas de mando. Si se tratase de un interruptor tipo SF6 se deben probar las alarmas de bloqueo, verificar el buen estado del manómetro y examinar la correcta presión del gas SF6 (bar). Con respecto a la verificación y pruebas de mecanismo y operación, se debe comprobar la carga de resorte con motor, la adecuada inserción y extracción del interruptor. Por último, se realizan las pruebas funcionales de apertura y cierre (de manera loca, remota y por telemando con el Centro de Control).

Evaluando el indicador de Tiempo medio de reparación en base a los mantenimientos identificados, la tabla 22 evidencia que nuevamente las subestaciones de criticidad C, tienen los valores más alto en promedio. Es decir que las fallas para estos circuitos y equipos (de media tensión en su mayoría), les toma generalmente, mayor tiempo en reponerse y que entren en servicio. Mientras que, por el otro lado, las subestaciones de criticidad A (en su mayoría equipos de alta tensión) y criticidad B, tienen este indicador con un valor menor en comparación. Podemos comentar que una de las principales razones

por que los equipos de alta tensión que salen fuera de servicio tienen una mayor urgencia en su normalización, es debido a los problemas que pueden ocasionar estas fallas aguas abajo, como una sobrecarga de un transformador de potencia de 220 kV o una apertura de interruptor de potencia de 60 kV. Esto repercutiría en otras subestaciones de transmisión que se alimentan de la subestación afectada, en los circuitos de baja tensión, y eventualmente, en los circuitos de distribución, lo cual implicaría una afectación a los clientes finales.

Figura 12

Mantenimiento de seccionadores de barra de 60 kV en SET Barsi



Para los mantenimientos electromecánicos de los seccionadores de barra (longitudinal o de línea), se realiza una limpieza a los aislamientos, soportes y accionamientos, también se lubrican los ejes de transmisión y se aplica pasta conductiva Alkán en los contactos de los seccionadores. Se debe comprobar la correcta alineación de los brazos, así como la conexión a tierra del equipo, esta conexión no debe encontrarse corroída. Finalmente, deben realizarse las pruebas de apertura y cierre, así como de los bloqueos mecánico-eléctricos; las pruebas a realizarse son:

- a) Operación mecánica con manivela (cierre y apertura)

- b) Operación mecánica aire – columna (cierre y apertura)
- c) Bloqueos mecánico-eléctricos de seccionadores
- d) Bloqueos mecánico-eléctricos de puesta a tierra
- e) Operación mando eléctrico local / distancia (cierre y apertura)

Nos enfocamos en la Disponibilidad, y como ya se había definido antes, se trata de la capacidad de un equipo en estar en condiciones de ejecutar una cierta tarea en un intervalo de tiempo. Para nuestro informe, el intervalo de tiempo fue de un año (2023), por lo que es de esperar que la disponibilidad de los equipos tenga un porcentaje alto, ya que en 365 días se mantendrá disponible en la mayor parte del tiempo. De la tabla 22, miramos que, tenemos para los tres tipos de criticidades de subestaciones, porcentajes similares y dentro del mismo orden, teniendo una ligera elevación en las subestaciones de criticidad B, lo cual tiene sentido ya que los mantenimientos evaluados para las subestaciones Puente Piedra, Industrial, Caudivilla, Naranjal y Pando, se tuvo en promedio una mayor distribución en mantenimientos a equipos de alta y media tensión (220 kV, 60 kV, 20 kV y 10 kV).

Figura 13

Ajuste de bornes panel del transformador en SET Jicamarca.



Para los mantenimientos electromecánicos de los transformadores de potencia, que es considerado el equipo de potencia más importante dentro de una subestación, se toma en consideración cada componente y las actividades que se realizan.

a) Celda

- a. Limpieza de celda, sótano y ductos
- b. Limpieza de aisladores AT/MT, portabarras y pasamuros
- c. Verificar el estado de los aisladores AT/MT
- d. Comprobar el estado de los extractores e inyectores

b) Transformador

- a. Limpieza de aisladores *bushing* y accesorios
- b. Verificar el estado de los accesorios en la tapa
- c. Confirmar el nivel de aceite y ver que no existan fugas
- d. Revisar el estado del silicagel
- e. Verificar el estado de los ventiladores propios

c) Conmutador

- a. Verificar el nivel de aceite
- b. Revisar el estado del silicagel
- c. Confirmar el estado del equipo de filtrado
- d. Anotar la cantidad de maniobras y probar el contador

d) Comando *gradín*

- a. Verificar el estado de los componentes electromecánicos
- b. Realizar la limpieza, reajuste y lubricación de partes
- c. Revisar el estado de empaquetaduras y calefacción
- d. Observar el nivel del aceite
- e. Confirmar la transmisión mecánica de los ejes
- f. Probar el funcionamiento eléctrico y sincronismo
- g. Probar bloqueos mecánicos y eléctricos
- h. Realizar limpieza y reajuste de borneras de baja tensión

e) Panel de mando

- a. Verificar el estado de los componentes electromecánicos
- b. Realizar limpieza y reajuste de borneras de baja tensión
- c. Confirmar el estado de las empaquetaduras y calefacción
- d. Comprobar el estado del monitor de temperatura y sensor

f) Pruebas

- a. Alarma de nivel de aceite del transformador (mínimo y máximo)
- b. Alarma de nivel de aceite del conmutador (mínimo y máximo)
- c. Alarma de relé Buchholz (electromecánico)
- d. Apertura de relé Buchholz
- e. Apertura de válvula de sobrepresión
- f. Alarma de temperatura de aceite
- g. Apertura de temperatura de aceite
- h. Arranque automático y manual de ventiladores, extractores e inyectores
- i. Alarma de temperatura de devanado
- j. Apertura de temperatura de devanado
- k. Apertura por TAP de conmutador sin carga
- l. Alarma de ventiladores, extractores e inyectores

A diferencia de la Disponibilidad, la Confiabilidad no mide la capacidad, sino la probabilidad de que un equipo ejecute su tarea dada, de acuerdo con las condiciones de operación en un tiempo dado. Es decir, la Confiabilidad será la probabilidad de que un activo se mantenga operativo en un intervalo futuro (un año). De manera similar al análisis previo, debido a las fallas detectadas en este informe y cómo ya se ha mencionado en el capítulo anterior en el cálculo de la Confiabilidad, se puede decir que se pronóstica que para el siguiente año los circuitos evaluados van a seguir teniendo fallas y que hay un porcentaje promedio alrededor del 30,00% de que estos equipos operen los próximos 365 días sin salir fuera de servicio. Teniendo ese indicador claro, se puede gestionar una mejor

programación en los mantenimientos de los equipos. De la tabla 22, se nota que las subestaciones de criticidad C tienen la Confiabilidad, en promedio, más baja, en comparación con las subestaciones de criticidad A y B. Al igual que el análisis anterior de la Disponibilidad, esto se debe al carácter de urgencia que tienen las subestaciones (en su mayoría de alta tensión 60 kV y 220 kV) de mayor criticidad para que entren en servicio una vez que tienen una falla, o al menos, que el tiempo de reposición sea lo menor posible.

Figura 14

Mantenimiento de aislador pasamuro de 60 kV en SET Izaguirre.



Detallaremos a continuación, las características del mantenimiento y limpieza que reciben los aisladores de los correspondientes circuitos en las subestaciones, sean aisladores poliméricos o de porcelana.

- a) Aislamiento tipo polimérico
 - a. Lavado con agua destilada
 - b. Lavado con jabón PH neutro
 - c. Verificar estado de herraje y de aisladores
- b) Aislamiento tipo porcelana o retina
 - a. Retiro de polución
 - b. Limpieza con solvente dieléctrico
 - c. Secado de aislamiento

d. Pulido de aislamiento

e. Verificar estado de herraje y de aisladores

Los dos últimos indicadores por analizar son el Costo de mantenimiento sobre facturación (CMF) y el Costo de mantenimiento sobre valor de reposición. Ambos tienen como común denominador al costo de mantenimiento. Se han analizado los distintos costos de mantenimiento para cada subestación de la muestra, se observa que son variados y dependen del costo de mano de obra, equipos y herramientas usadas en el respectivo mantenimiento, el uso de vehículos y combustible, materiales e insumos usados y requeridos, como también servicios especializados. Según la tabla 22, el margen o CMF para las subestaciones de criticidad A tienen un promedio menor en comparación con las subestaciones de criticidad B y C. Esto, entre otras razones, es la no tan adecuada gestión del personal e insumos para los mantenimientos más exigidos como los referidos a los equipos de alta tensión (60 kV y 220 kV). Es decir que, con un análisis más minucioso para los mantenimientos más remunerados, se podría obtener un margen de ganancia mayor. Existen otros factores, como ya se ha mencionado en el capítulo anterior, por lo cual los mantenimientos no se ejecutan en su totalidad o son suspendidos por distintos motivos, y es por eso que no se obtiene la ganancia esperada. Nuevamente se menciona que con un mejor análisis y prevención se pueden tomar las medidas necesarias para minimizar los costos en general (en el día a día mayormente).

Finalmente, se analizan los resultados del Costo de mantenimiento sobre valor de reposición donde se observa que, al igual que en el análisis del CMF, el factor del costo de mantenimiento da como resultado que las subestaciones de criticidad A tengan en promedio un valor mayor para este indicador, en comparación con las subestaciones de criticidad B y C. De esto, se puede mencionar que una mejor gestión en la programación de los mantenimientos puede simbolizar un mejor número del CPMV, lo cual evidenciaría que los equipos en cuestión aún no requieren un cambio, ya que no están en una avería crítica.

Figura 15

Señalización para mantenimiento TC de 60 kV en SET Pte Piedra.



Se menciona a continuación, las características del mantenimiento electromecánico del transformador de corriente.

- a) Limpieza y comprobar estado del aislamiento
- b) Limpieza del equipo y soporte
- c) Comprobar el estado del equipo (fugas de aceite, rajaduras, roturas)
- d) Verificación y reajuste de bornes (borne primario, borne a tierra primera, borne secundario y borne a tierra secundario)
- e) Revisar el nivel de aceite
- f) Verificación de la existencia y revisión de la conexión a tierra del transformador de corriente
- g) Limpieza de bornes secundarios con solventes dieléctricos
- h) Verificación de la correcta conexión de neutros secundarios
- i) Revisar el interruptor termomagnético trifásico de medida
- j) Revisar la alarma de tensión secundaria

Conclusiones

El objetivo general del presente informe fue proponer estrategias que optimicen el desempeño operativo mediante la evaluación de la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión en Lima y su impacto en la fiabilidad y disponibilidad del servicio. A lo largo del desarrollo del estudio, se logró describir los equipos, los modos de falla más frecuentes y las tareas de mantenimiento aplicadas, así como analizar los indicadores claves de gestión (MTTR, MTBF y disponibilidad), los cuales evidenciaron las principales debilidades del sistema actual. Con base en estos hallazgos, se ha propuesto una estrategia de mejora orientada a optimizar la disponibilidad del servicio, que contribuye al cumplimiento del objetivo general planteado, brinda una solución técnica y económicamente viable para fortalecer la continuidad del servicio eléctrico en las subestaciones de transmisión.

Sobre el primer objetivo específico, se logró describir los principales equipos presentes en las subestaciones eléctricas de transmisión, como seccionadores, interruptores de potencia y transformadores, así como sus modos de falla más comunes y las tareas de mantenimiento requeridas. Este análisis permitió evidenciar la diversidad y criticidad de los activos, lo cual es esencial para el diseño de estrategias de mantenimiento personalizadas. Las tareas identificadas (eliminación de punto caliente, cambio de bornes sulfatados, revisión de disparo y alineamiento, etc.) reflejan la necesidad de intervenciones técnicas específicas que aseguren la operatividad continua de cada componente.

Sobre el segundo objetivo específico, se determinó la influencia de la gestión de mantenimiento sobre el tiempo medio entre fallas (MTBF), mostrando que aquellas subestaciones con una planificación más efectiva presentaban intervalos más amplios entre eventos de falla. Se identificaron casos específicos, como el circuito seccionador de barra 2 en la subestación Barsi, que presentó tres fallas en un año, evidenciando oportunidades de mejora en la gestión preventiva. Estos hallazgos respaldan la necesidad de aplicar mantenimiento predictivo basado en patrones de fallas recurrentes.

Sobre el tercer objetivo específico, el análisis del tiempo medio de reparación (MTTR) reveló el nivel de respuesta ante fallas y la eficiencia del proceso de restauración del servicio. Se identificaron subestaciones con valores elevados, como el transformador 4 de la subestación Chavarría, con un MTTR de 56 horas, y la barra 2 de la subestación Barsi, con 24,5 horas, lo cual pone evidencia demoras en la atención de emergencias. Estos casos resaltan la importancia de contar con recursos logísticos adecuados y personal técnico disponible para reducir los tiempos de inactividad.

Sobre el cuarto objetivo específico, se propuso una estrategia de mantenimiento orientada a optimizar la disponibilidad del servicio eléctrico, basada en los indicadores de gestión analizados y en la clasificación de criticidad de las subestaciones. Esta estrategia considera tanto la confiabilidad como la disponibilidad, además del impacto económico de las fallas. El análisis del costo de mantenimiento respecto a la facturación y al valor de reposición mostró la necesidad de mejorar la eficiencia financiera de las operaciones. Se concluyó que una programación más rigurosa y un mejor manejo de recursos pueden disminuir sobrecostos, especialmente en subestaciones con márgenes económicos negativos o criticidad alta.

Recomendaciones

Con base en los hallazgos del presente informe, se proponen las siguientes recomendaciones para optimizar la gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión:

- a) Implementar un sistema de gestión de mantenimiento preventivo y predictivo en base a el estudio de datos históricos y técnicas de monitoreo en tiempo real.
- b) Establecer programas de capacitación periódica para el personal de mantenimiento, enfocados en la identificación temprana de fallas y la aplicación de mejores prácticas de reparación.
- c) Realizar evaluaciones periódicas de la infraestructura de las subestaciones para identificar áreas de vulnerabilidad y priorizar las inversiones de mantenimiento.
- d) Fomentar la colaboración con proveedores y fabricantes para acceder a tecnologías innovadoras y soluciones de mantenimiento avanzadas.

La gestión eficaz del mantenimiento de las subestaciones eléctricas de transmisión es fundamental para garantizar la fiabilidad, disponibilidad y seguridad del suministro eléctrico. Las conclusiones y recomendaciones presentadas en este informe ofrecen una guía para optimizar los procesos de mantenimiento y mejorar el rendimiento global de las subestaciones, que contribuyen a la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico.

Referencias bibliográficas

- Achahuanco, A. (2020). *Análisis del mantenimiento centrado en la confiabilidad – RCM – en la subestación San José, para la estabilidad del sistema interconectado nacional SEIN, en base a la confiabilidad de sus equipos*. [Tesis de maestría, Universidad Católica Santa María]. Repositorio Institucional de la Universidad Católica de Santa María <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/9925>.
- Albarado, D. (2017). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. aplicado por la Empresa Asistencia Técnica Industrial Ltda.* [Tesis de licenciatura, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia]. Repositorio Institucional de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/2722/>.
- Bravo, A. (2018). *Mantenimiento preventivo y correctivo a equipo de subestación eléctrica*. [Tesis de licenciatura, Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz]. Repositorio Institucional de la Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz. <http://reini.utcv.edu.mx/handle/123456789/639>.
- Canahua, N. (2021). Implementación de la metodología TPM-Lean Manufacturing para mejorar la eficiencia general de los equipos (OEE) en la producción de repuestos en una empresa metalmecánica. *Industrial Data*, 24(1), 49-76. <http://dx.doi.org/10.15381/idata.v24i1.18402>.
- Cerna, J. y Jara, L. (2022). *Plan de mantenimiento preventivo RCM en la red de media tensión 22,9 kV en la provincia de Cajabamba para la mejora de la confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L.* [Tesis de licenciatura, Universidad César Vallejo]. Repositorio Institucional de la Universidad César Vallejo. <http://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/86548?locale-attribute=es>.

- Clemenza, B. (2020). El significado de backlog en la gestión de mantenimiento. *Predictiva* 21, 7(32), 26-29. Predictiva. <http://predictiva21.com/wp-content/uploads/2020/10/Edicion-32.pdf>.
- Espinoza, R. (2019). *Plan de mantenimiento en base a registros históricos de falla en redes de distribución eléctrica Arequipa*. [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. Repositorio de Tesis de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/8535>.
- Franciosi, C., Voisin, A., Salvatore, M., Riemma, S., y Lung, B. (2020). Measuring maintenance impacts on sustainability of manufacturing industries: from a systematic literature review to a framework proposal. *Journal of Cleaner Production*, 260, 121065. Predictiva. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121065>.
- Gentile, M. (2019). *Evolución del mantenimiento industrial: desde origen hasta la actualidad*. Lifeder. <http://www.lifeder.com/evolucion-mantenimiento-industrial/>.
- Gondres, I., Lajes, S. y del Castillo, A. (2018). Gestión del mantenimiento a interruptores de potencia. Estado del arte. *Ingeniare – Revista chilena de ingeniería*, 26(2), 192-202. Predictiva. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052018000200192>.
- Gondres, I., Lajes, S. y Del Castillo, B. (2018). Modelo de gestión de mantenimiento parcial a interruptores de potencia mediante inteligencia artificial. *Ingeniare – Revista chilena de ingeniería*, 26(3), 391-397. Predictiva. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052018000300391>.
- Guanga, F. y Medina, Y. (2017). *Evaluación de la gestión de mantenimiento aplicando la metodología de mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM) en la Empresa Inpapel Patria Cia. Ltda. Propuesta alternativa*. [Tesis de licenciatura, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. Repositorio de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/6939>.
- Guerra, E., de Oca, A. (2019). Relación entre la productividad, el mantenimiento y el reemplazo del equipamiento minero en la gran minería. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, 45(14). <http://doi.org/10.15446/rbct,n45.68711>.

- Ingaroca, J. (2021). *Propuesta de mejora del servicio de mantenimiento preventivo eléctrico en media tensión para reducir los tiempos de ejecución del servicio en una red de agencias banca a nivel nacional*. [Tesis de licenciatura, Universidad Privada del Norte]. Repositorio Institucional de la Universidad Privada del Norte. <http://repositorio.upn.edu.pe/handle/11537/27503>.
- Instituto Nacional de Estadística e Informática (2020). *Acceso a los servicios básicos en el Perú, 2013 - 2019*. INEI. http://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1756/
- Levy, A. (2020). *Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina*. <http://Downloads/Calidad-y-confiabilidad-de-los-servicios-electricos-en-America-Latina.pdf>.
- Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores (2003). *HMV Ingenieros, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Scribd. http://es.scribd.com/upload-document?archive_doc=431569457&escape=false&metadata=%7B%22context%22%3A%22archive_view_restricted%22%2C%22page%22%3A%22read%22%2C%22action%22%3A%22download%22%2C%22logged_in%22%3Atrue%2C%22platform%22%3A%22web%22%7D.
- Moreano, F. y Pérez, E. (2020). Plan de mantenimiento preventivo para la mejora del índice de falla de un sistema de transporte neumático. *Dominio de las Ciencias*, 6(4), 307-323. <http://dx.doi.org/10.23857/dc.v6i4.1469>.
- Noria Latin América. (2017). *30 Casos de estudio que los profesionales de confiabilidad deben leer*. Noria. <http://noria.mx/lublearn/30-casos-de-estudio-que-los-profesionales-de-confiabilidad-deben-leer-3/>.
- Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia. (1998). *30 Comisión de regulación de energía y gas. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, Resolución 070 de 1998*. Enel.com.co http://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf.

- Pérez, C. (2020). *Mantenimiento centrado en la confiabilidad*.
<http://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://soporteicia.com/system/files/articulos-pdf/rcm-articulo-mantenimiento-centrado-confiabilidad-03-dic-2021.pdf>.
- Reyes, K. y Salvatierra, E. (2021). *Plan de mantenimiento preventivo para reducir costos operativos de los equipos de aire acondicionado en Saga Falabella S.A.*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de Trujillo]. Repositorio Institucional de la Universidad Nacional de Trujillo
<http://dspace.unitru.edu.pe/handle/UNITRU/18097>.
- Salgado, Y., Martínez, A. y Santos, A. (2018). Programación óptima del mantenimiento preventivo de generadores de sistemas de potencia con presencia eólica. *Ingeniería Energética*, 39(3), 157-167. Scielo.
http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012018000300003.
- Silva, C., Martins, R., Xavier, C., Oliveira, J., Lambert, G., Barbosa, J., Oliveira, F., Zacarias, T., Marcelo, D. (2021). Projects for Predictive Maintenance and Operation between COPET G&T and Gnarus Institute. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, 64(spe), e21210133. Scielo. <http://doi.org/10.1590/1678-4324-75years-2021210133>.
- Tavares, L. (2020). Gestión de costos de mantenimiento. *Predictiva* 21, 7(32), 22-25. Predictiva. <http://predictiva21.com/wp-content/uploads/2020/10/Edicion-32.pdf>.
- Tucker, N. (2020). *How Much Money Does Disneyland Make Per Day? Plus, What It Costs!*. Disfordisney. <http://disfordisney.com/2020/06/29/how-much-money-does-disneyland-make-per-day-and-how-much-does-it-cost-to-run/>.
- Viteri, D., Garzón, C. y Narvaéz, A. (2017). Análisis de Confiabilidad en Subestaciones Eléctricas Tipo Maniobra Implementando el Transformador de Tensión con Núcleo de Potencia. *Ingeniería*, 22(1), 62-82. Udistrital.edu.co.
<http://doi.org/10.14483/udistrital.jour.reving.2017.1.a09>.
- Zabaleta, I. (2021). *Plan de mantenimiento basado en confiabilidad para la subestación eléctrica interior de una entidad financiera*. [Tesis de licenciatura, Universidad

Nacional Mayor de San Marcos]. Repositorio Institucional de la Universidad

Nacional Mayor de San Marcos

<http://cybertesis.unmsm.edu.pe/handle/20.500.12672/17411/>.

Anexos

Anexo 1: Ficha de registro de las subestaciones eléctricas de transmisión evaluadas	1
Anexo 2: Sueldo básico promedio por cargo	2
Anexo 3: Costos directos del mantenimiento	3
Anexo 4: Programación de actividades y personal para el lunes 06/05/2024	4

Anexo 1

Ficha de registro de las subestaciones eléctricas de transmisión evaluadas.

Subestación	Ubicación	Tipo de criticidad	Nivel de tensión	Tipo de instalación
Chillón	Pampa de los Perros Mz 96 Lote 299 - Ventanilla	A	220 / 60 / 10 / kV	Exterior
Barsi	Av. Argentina 3857 - Callao	A	220 / 60 / 20 / 10 kV	Exterior / interior
Chavarría	Av. Gonzales Prada Urb. Sol de Oro Cuadra 34 – Los Olivos	A	220 / 60 / 20 / 10 kV	Exterior
Mirador	Quebrada Canto Grande, Anexo 22 C.C. Jicamarca – San Antonio	A	220 / 60 / 10 kV	Exterior
Puente Piedra	Intersección Av. Santa Josefina y Av. San José, Carretera Panamericana Norte km 29,5 – Puente Piedra	B	60 / 10 kV	Exterior / interior
Industrial	Av. Argentina 5648 - Callao	B	60 / 10 kV	Exterior / interior
Caudivilla	Jirón Isabel Chimpu Oclo Mz Q Interior Calle 6 - Carabayllo	B	60 / 10 kV	Exterior / interior
Naranjal	Av. Los Platinos s/n Lote 10 Mz A Urb. Industrial Infantas – Los Olivos	B	60 / 10 kV	Exterior / interior
Pando	Av. Soza Peláez 1369, Esquina Av. Bertello – Cercado de Lima	B	60 / 20 / 10 kV	Exterior / interior
Huandoy	Calle Ambo s/n Lote 1 Mz H Urb. Los Huertos de Naranjal – San Martín de Porres	C	60 / 20 / 10 kV	Exterior
Jicamarca	Av. Prialé Mz F Lote 9 Jicamarca – San Antonio	C	60 / 10 kV	Exterior / interior
Mariategui	Jirón De la Salud s/n Bayovar – San Juan de Lurigancho	C	60 / 20 / 10 kV	Exterior / interior
Santa Marina	Av. Supe 103, Esquina Guardia Chalaca – Callao	C	60 / 20 / 10 kV	Exterior / interior
Izaguirre	Calle Enrique Ferreyros 256 Canta Callao con Av. Independencia – Los Olivos	C	60 / 20 / 10 kV	Exterior / interior

Anexo 2

Sueldo básico promedio por cargo.

Puesto	Coordinador	Supervisor	Operario	Chofer
Sueldo básico mensual (S/.)	9000,00	3477,78	2305,00	1900,00
Sueldo básico diario (S/.)	300,00	115,93	76,83	63,33

Anexo 3

Costos directos del mantenimiento.

	Descripción	Cantidad	Costo mes (S/)	Costo diario (S/)
Vehículos y combustible	Alquiler de camión doble compartimiento	1	4.000,00	153,85
	Alquiler de camioneta 4x2 pick up	1	3.900,00	150,00
	Combustible	1	1.000,00	38,46
Servicio especializado	Equipos de prueba	1	-	1.340,00
	Hidrolavadora	1	-	300,00
	Hospedaje y alimentación	1	-	60,00
	Grupo electrógeno	1	-	1.200,00
Transporte y flete	Alquiler de tracto grúa con plataforma de 12 metros por 01 día	1	-	1.650,00
	Alquiler de tracto grúa con canasto por 01 día	1	-	1.350,00
	Peaje 1	1	-	39,60
	Peaje 2	1	-	19,80

Anexo 4

Programación de actividades y personal para el lunes 06/05/2024.

N° OT	Subestación	Descripción	Precio inicial (S/)	Supervisor	Cuadrilla
6300705709	Mirones	Autoservicio: Monitoreo e instalación de cambio de llave de mando del IP en cajuela de control / M08 / 10 kV	4.395,00	J. Tapia	Villegas, Colonia, Solorzano, Torres (CFX341)
6300705712	Santa Rosa A	Mantenimiento preventivo de equipos de MT / ACOPL SB B SB N / 10 kV	1.933,00	J. Tarazona	Jiménez, Ferreyra, Collazos, Pantigoso (CFX301)
6300699983	Mirador	Autoservicio: Mantenimiento preventivo de equipo de AT / TR02 220/60 / 220kV / Uso de canasto	3.091,00	E. Medina	Rivero, Cuadros, Sánchez, Medina (BBH925) / (C6N901)