

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
APLICADO
A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tesis presentada para la obtención del título de:
Maestría en Gestión de Empresas Eléctricas

POR: ING. DANIEL SAUL CELIS LAGUNA

TUTOR: M.Sc. ING.ROBERTO VILLEGAS GONZALES

LA PAZ – BOLIVIA
Diciembre, 2022



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis de grado:

DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
APLICADO
A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Presentado por: Ing. Daniel Saúl Celis Laguna

Para optar al grado académico de:

Máster en Gestión de Empresas Eléctricas

Nota numeral.....

Nota literal

Ha sido.....

Director de Carrera Ingeniería Eléctrica Ing. Juan Jose Torres

Coordinador Postgrado Ing. MSc. Begonia Fernandez

Tutor: M.Sc. Ing. Roberto Villegas Gonzales

Tribunal: M.Sc. Ing. Jose Salazar Trigo

Tribunal: Dr. Gimmy Nardó Sanjinés Tudela

AGRADECIMIENTO

Agradecer principalmente a Dios, y a mis padres por el apoyo y el cariño brindado encada etapa de mi vida.

Asimismo, agradecer a mi Tutor el Ing. Roberto Villegas por la colaboración recibida a lo largo de la tesis, así como también a los miembros del tribunal por las observaciones y las recomendaciones vertidas.

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado con mucho amor a mis dos princesas Samanta y Montserrat, cuya sola presencia me alienta a seguir adelante.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	9
CAPITULO I: MARCO PRELIMINAR	11
1.1 Introducción.....	11
1.2 Antecedentes	12
1.3 Planteamiento del problema	13
1.3.1 Problema general	13
1.3.2 Problemas específicos.....	15
1.4 Objetivos	15
1.4.1 Objetivo General.....	15
1.4.2 Objetivos Específicos	15
1.5 Justificación.....	16
1.5.1 Técnica	16
1.5.2 Económica.....	16
1.5.3 Social.....	16
1.6 Alcance y Limitaciones	17
1.6.1 Alcance temático.....	17
1.6.2 Alcance geográfico.....	17
1.6.3 Limitaciones.....	17
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	18

2.1 Confiabilidad.....	18
2.2 Evolución del mantenimiento.....	18
2.2.1 La Primera Generación	18
2.2.2 La Segunda Generación	19
2.2.3 La Tercera Generación.....	20
2.2.4 La Cuarta Generación.....	20
2.3 Estrategias de Mantenimiento	21
2.3.1 RCM Mantenimiento centrado en la confiabilidad.....	22
2.3.3 Mantenimiento Correctivo.....	33
2.4 Confiabilidad y vida útil.....	36
2.5 Gestión de activos y ciclo de vida.....	37
2.5.1 Los Costos y su División.....	39
2.5.2 Costos Fijos	39
2.5.3 Costos Variables	40
2.5.4 Costos Financieros	40
2.5.5 Costo por Falla	41
2.5.6 Costo Total de Mantenimiento.....	41
2.5.7 Costo óptimo o de equilibrio	42
2.5.8 Vida útil del transformador.....	42
2.5.9 Sobrecarga de transformadores	44

2.6 Principales elementos de subestaciones	46
2.6.1 Equipos de patio	46
2.6.2 Equipos de tablero.....	47
2.6.3 Servicios Auxiliares	47
Los servicios auxiliares alimentan la energía necesaria a los equipos de control, medida, protección y supervisión de la subestación.	47
2.7 Clasificación de las fallas	47
2.7 Probabilidad de falla	52
2.8 Indicadores de Mantenimiento.....	55
2.8.1 MTBF o tiempo medio entre fallas TMEF.....	55
2.8.2 MTTR o tiempo medio para reparación TPPR	55
2.8.3 Tasa de Fallas:.....	56
2.8.6 El Teorema de Bayes.....	57
2.9 Depreciación de Activos	58
CAPÍTULO 3: MARCO PRÁCTICO	62
3.1 Diagnóstico de la situación actual.....	62
3.1.1 Actividades de mantenimiento	65
3.2 Caracterización de las subestaciones del sistema eléctrico de las ciudades de La Paz, El Alto y sus condiciones de operación actual.....	66
3.3 Análisis de componentes y probabilidades de falla de transformadores .	70

3.4 Cálculo de la vida útil remanente de los transformadores de potencia ...	72
3.5 Análisis financiero y costos de mantenimiento.....	79
CAPÍTULO 4: ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	87
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
GLOSARIO	93
BIBLIOGRAFIA.....	95

RESUMEN

Los fenómenos naturales, las solicitaciones y sobrecargas a las que están expuestas tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores de potencia y equipos de patio de subestaciones, los cuales pueden derivar en la interrupción del suministro por fallas o por un mantenimiento inadecuado que no detecte las fallas antes de que estas aparezcan. Por lo que se debe reparar la falla y realizar un mantenimiento correctivo aumentando así el tiempo de interrupción de suministro y costos.

En la presente tesis se desarrolla un plan de mantenimiento de transformadores de potencia de la empresa DELAPAZ que permita mejorar la confiabilidad, reducir los costos de reparación, corte de suministro y los riesgos de operación del sistema de potencia. Además de determinar la vida útil residual de los transformadores de las subestaciones de DELAPAZ.

La empresa DELAPAZ cuenta con 18 subestaciones y 39 transformadores de potencia, distribuidos en las ciudades de La Paz y El Alto.

Palabras Clave: Subestaciones eléctricas, mantenimiento, activos.

-

ABSTRACT

Natural phenomena, the requests and overloads to which they are exposed tend to prematurely age the insulation conditions of power transformers and substation yard equipment, which can lead to interruption of supply due to faults or inadequate maintenance that do not detect failures before they appear. Therefore, the failure must be repaired and corrective maintenance carried out, thus increasing the time of supply interruption and costs.

In this thesis, a maintenance plan for power transformers of the DELAPAZ company is developed to improve reliability, reduce repair costs, power outage and operating risks of the power system. In addition to determining the residual useful life of the transformers of the DELAPAZ substations.

The DELAPAZ company has 18 substations and 39 power transformers, distributed in the cities of La Paz and El Alto.

Keywords: Electrical substations, maintenance, assets

CAPITULO I: MARCO PRELIMINAR

1.1 Introducción

El sistema de transmisión de energía eléctrica está conformado por las instalaciones y equipos del sistema eléctrico de potencia cuya función es la trasmisión y/o transporte de energía eléctrica. En un análisis de largo plazo, se valora bajo ciertas condiciones la existencia de suficientes instalaciones, equipos y recursos primarios para atender la demanda futura, sin considerar la habilidad de los sistemas de transmisión y distribución para mover la energía generada hasta los puntos de consumo dado que las deficiencias en transmisión y distribución provocan suspensiones en el suministro de energía eléctrica a varias zonas que afectan a muchos usuarios.

Los sistemas de transmisión cuentan de equipos muy costosos y a la vez muy complejos, los cuales forman parte de los activos de una empresa, y el mantenerlos en condiciones óptimas de servicio requieren de estrategias de mantenimiento que logren que el activo este siempre disponible.

Durante las últimas décadas, “el mantenimiento a cambiado más que cualquier otra disciplina gerencial” (Moubray, 2000), la gestión de activos y el mantenimiento, ha sido una de las disciplinas que más ha ido evolucionado y adquiriendo relevancia dentro de las industrias y empresas. Esto debido a la diversificación en activos y equipos que conforman los sistemas eléctricos, debido a esto, con el avance de la tecnología las tareas de mantenimiento deben adaptarse permanentemente a este constante cambio. Los elementos como la confiabilidad, la seguridad, el medio ambiente, la calidad de producto o servicio, la disponibilidad de planta, y los costos, entre otros, son muy importantes para las áreas

de mantenimiento, por lo tanto, el personal encargado de mantenimiento tanto de gestión como ejecución, se ve en la tarea de adoptar nuevas maneras de pensar tanto desde el punto de vista de ingeniería como desde el gerencial. Sin embargo, todas estas acciones traen consigo, la utilización de tecnología, que exige un gran esfuerzo del personal encargado de mantener en buen estado los equipos usados para el desarrollo de las actividades de la organización. Es en este momento, es cuando adquiere mayor importancia el área de mantenimiento, debido a que es el responsable de la conservación en buen estado, de las máquinas y equipos pertenecientes a una empresa.

1.2 Antecedentes

La gestión del mantenimiento en la actualidad se encuentra en un proceso desarrollo tecnológico y de automatización de sus procesos. “Las empresas se encuentran en la implementación de técnicas modernas para la gestión del mantenimiento. De igual manera, la importancia del mantenimiento dentro de la empresa” (Mendez, 2019), ha ido creciendo hacia niveles jerárquicos directivos, involucrando con esto, la toma de decisiones tanto técnicas como administrativas. Hoy en día, se hace evidente, la interacción más estrecha entre las áreas de producción y de mantenimiento, lo que fomenta la formación de los responsables o supervisores de producción en relación con el mantenimiento.

Este desarrollo, muestra una reducción de actividades de tipo correctivas en la industria, lo que refleja un cambio de mentalidad hacia la prevención. Las nuevas tecnologías y metodologías de la gestión del mantenimiento han reducido en gran escala

las paradas forzadas o paradas por fallas¹, pero a su vez, han encarecido los costos de mantener dichos elementos. El conocimiento e implementación de estas metodologías de mantenimiento preventivo² deberían dar la pauta a un mayor uso dentro de las empresas, para lograr mayor confiabilidad y disponibilidad de sus instalaciones lo cual repercutirá en la reducción de costos de producción (ACIEM, 2009).

1.3 Planteamiento del problema

1.3.1 Problema general

Los fenómenos naturales, las solicitaciones³ y sobrecargas a las que están expuestas tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores de potencia y equipos de patio de subestaciones, los cuales pueden derivar en la interrupción del suministro por fallas o por un mantenimiento inadecuado que no detecte las fallas antes de que estas aparezcan. Por lo que se debe reparar la falla y realizar un mantenimiento correctivo aumentando así el tiempo de interrupción de suministro y costos.

¹ Se define como falla a la incapacidad de cualquier activo de cumplir con su función.

² Mantenimiento Preventivo: permite a los equipos planificar acciones antes de que se produzcan fallas en los equipos

³ Las solicitaciones son esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos las que están expuestos los equipos.

Nota: Ciclo de vida de un equipo, donde se expresa diferentes etapas para el incremento de su vida útil. Fuente: (ABB, 2015)

1.3.2 Problemas específicos

Los equipos de patio de subestaciones como ser transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y de voltaje, son equipos que pueden presentar distintas fallas las mismas pueden ser eléctricas, mecánicas o térmicas por lo que se tiene una amplia variedad de tipos de falla, mismas que deben ser tratadas de manera separada.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un plan de mantenimiento para transformadores de potencia de subestaciones de distribución de DELAPAZ S.A.⁴, que permita mejorar la confiabilidad, reducir los costos de reparación, corte de suministro y los riesgos de operación del sistema de potencia.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico de la situación actual.
- Caracterizar los transformadores de potencia del sistema eléctrico de las ciudades de La Paz, El Alto y sus condiciones de operación actual.
- Determinar la vida útil residual de los transformadores de potencia de las subestaciones de DELAPAZ.

⁴ DELAPAZ S.A. Distribuidora de Electricidad La Paz, empresa pública que realiza la actividad de distribución de energía eléctrica.

- Desarrollar un plan de gestión de mantenimiento para transformadores de potencia de subestaciones eléctricas de DELAPAZ.
- Determinar los valores de los indicadores de mantenimiento KPI's para los transformadores de potencia

1.5 Justificación

1.5.1 Técnica

Las condiciones climatológicas, de operación y los programas de mantenimiento inadecuados tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores, interruptores y equipos de patio, y si no son objeto de un programa de mantenimiento que detecte situaciones de riesgo o limitación de uso; la situación resultante conducirá a averías, fallas, paradas no programadas, interrupciones de suministro que hoy en día son penadas y que perjudican al cliente o consumidor final.

1.5.2 Económica

Al incrementar el ciclo de vida de un activo y su confiabilidad, salvaguardando los gastos que conlleva los mantenimientos asociados, se percibe mayor ingreso por disponibilidad de la unidad y recambio innecesarios de partes y activos.

1.5.3 Social

Al incrementar la confiabilidad de los transformadores de potencia y equipos de patio se garantiza la confiabilidad de estos, con lo que se garantiza el suministro de energía eléctrica, evitando cortes de energía eléctrica por falta de mantenimiento o la realización de un mantenimiento adecuado.

1.6 Alcance y Limitaciones

1.6.1 Alcance temático

Área de investigación: Mantenimiento, estadística y economía

Tema específico: Gestión de mantenimiento, confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad.

1.6.2 Alcance geográfico

El análisis se lo realiza en las ciudades de La Paz y El Alto.

1.6.3 Limitaciones

El desarrollo del plan de mantenimiento se realizará al conjunto de transformadores de potencia, los cuales son considerados como los activos más importantes y costosos de la subestación cuya falla puede ocasionar el corte de suministro a la industria y usuarios finales, mismo que está directamente relacionado con la transformación de energía eléctrica.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

El marco teórico del presente trabajo se fundamenta en el estudio de la gestión de mantenimiento industrial, el costo y las probabilidades de falla del elemento más importante de la subestación como es el transformador de potencia

2.1 Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad de que una máquina no falle en un lapso previamente establecido (Amendola, 2012). Otra definición sería que la confiabilidad es la probabilidad de que un activo o conjunto de activos, desempeñe su función libre de fallas y bajo determinadas condiciones y durante un periodo de tiempo también determinado (Lafraia, 2001).

La confiabilidad definida desde un punto de vista al área de mantenimiento busca determinar la duración o tiempo de vida que tienen los equipos antes de que ocurra un falla o defecto. La confiabilidad de un equipo se puede medir a partir de las frecuencias de fallas, lo cual nos permitirá realizar predicciones de fallas por medio de cálculos de distribuciones de probabilidad. (Montiel, 2019)

2.2 Evolución del mantenimiento

Respecto a la evolución del mantenimiento se puede indicar cuatro generaciones

2.2.1 La Primera Generación

La Primera Generación cubre el periodo hasta la II Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba muy mecanizada y mucho menos automatizada, por lo que los periodos de paradas de los equipos y maquinaria no importaban mucho. La maquinaria era sencilla y en la mayoría de los casos diseñada para un propósito determinado. Esto

hacía que fuera fiable y fácil de reparar. Como resultado, no se necesitaban sistemas de mantenimiento se utilizaba el modelo reactivo o correctivo es decir cuando fallaba y la necesidad de personal calificado era menor que ahora. (Moubray, 2000)

2.2.2 La Segunda Generación

Esta etapa surge a mediados del siglo XX, las máquinas utilizadas en procesos industriales conformaban una cadena productiva compleja. La producción a gran escala y el formato de línea de producción había intensificado el trabajo de las máquinas y el rendimiento dependía cada vez más de su buen funcionamiento.

La idea de competitividad, reducción de costos y productividad aportada inicialmente por la industria automotriz había elevado la importancia de los activos, algo decisivo en la evolución del mantenimiento.

La falla de un elemento en la cadena productiva significaba una demora inaceptable que podía acarrear pérdidas masivas a una empresa. Esto se terminó de potenciar durante la Segunda Guerra Mundial.

La maquinaria pasó a ser el elemento clave para la producción de herramientas, armas, equipos y vehículos militares. Así, comenzaron los primeros programas organizados de mantenimiento preventivo. (ComparaSoftware, 2020)

Esta etapa en la historia del mantenimiento se enfoca en preservar la vida útil de los equipos, particularmente de los activos militares, cuyo mantenimiento correctivo significaba que no podían operarse durante las reparaciones.

Era necesario evitar la falla temprana minimizando impactos y costos, y así disponer durante el mayor tiempo posible de los aviones, barcos y tanques para ir a la batalla.

Los planes de mantenimiento preventivo consistían en:

- Realizar inspecciones rutinarias.
 - ✓ Temperatura de bobinados
 - ✓ Temperatura del aceite
 - ✓ Nivel de aceite
 - ✓ Verificación del nivel de aceite del cambiador de tomas
 - ✓ Posiciones del cambiador de tomas.
- Detección y monitoreo sistemático de fallas.

2.2.3 La Tercera Generación.

Desde mediados de los años setenta, se utilizaron algunas estrategias de mantenimiento como el predictivo y algunos análisis para determinar el tipo de falla que pueden tener las piezas. El mantenimiento preventivo consistía en las siguientes tareas:

- ✓ Monitoreo de condición
- ✓ Estudio de riesgos
- ✓ Análisis de modos de falla y sus efectos (Moubray, 2000)

2.2.4 La Cuarta Generación.

Se podría establecer a partir del año 2000, donde se implementan sistemas de mejora continua y técnicas de mantenimiento de la organización y ejecución del

mantenimiento y se toma mayor importancia a la gestión de mantenimiento, además se consolidan las técnicas y estrategias de mantenimiento en la industria.

En esta generación se consolidaron los sistemas de monitoreo inteligente de transformadores, algunos ejemplos se citan a continuación:

Qualitrol 509: Proporciona un tablero de información crítica necesaria para gestionar eficazmente operación del transformador, la misma es una herramienta útil para gestionar transformadores, proporcionar datos para mantenimiento y para planificar los gastos de capital

Serveron TM3: El cual es monitor DGA⁵ en línea de 3 gases altamente preciso y repetible basado en una plataforma analítica construida alrededor de un cromatograma de gas (GC) y ofrece una identificación legítima de los tipos de falla de transformador más críticos a través del triángulo de Duval.

Vaisala OPT 100: El monitor DGA es libre de mantenimiento del mundo, funciona con ésteres sintéticos. El OPT100 tiene un confiable método de presión total de gases para detectar fugas de aire ambiental en su transformador sellado.

2.3 Estrategias de Mantenimiento

Las estrategias de gestión del mantenimiento han ido evolucionando de la mano con la industria a lo largo del tiempo, surgiendo diferentes enfoques y prioridades en las filosofías actuales y de mantenimiento, todos los cuales tienen en común la búsqueda de la mantenibilidad de las instalaciones y las soluciones a fallas. Cada una de las estrategias existentes tiene ventajas y limitaciones y puede adaptarse a diferentes entornos a los cuales

⁵ DGA es el acrónimo en inglés de Analizador de Gases Disueltos.

el gestor de mantenimiento deberá aplicar el adecuado. Se considera dentro de las estrategias de mantenimiento más utilizadas las citada a continuación.

Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM)

2.3.1 RCM Mantenimiento centrado en la confiabilidad

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad también conocido como RCM por sus siglas en inglés Reliability Centred Maintenance, es una metodología que, cuando se aplica correctamente, puede generar mejoras significativas en la confiabilidad del equipo y el rendimiento de la planta y, al mismo tiempo, garantizar que se optimice el dinero que se gasta en programas de mantenimiento predictivo y preventivo. (Mantenimiento Petroquímica, 2021)

Desde una perspectiva de ingeniería, la gestión de cualquier activo tangible tiene dos elementos. Esto debe ser mantenido y modificado de vez en cuando.

¿Cuál es el estado existente actual que queremos preservar? La respuesta a esta frase se puede encontrar en el hecho de que cada elemento físico se pone en uso porque alguien espera que realice una tarea. En otras palabras, quieren que haga una o más funciones. Entonces, cuando mantenemos un elemento, lo que queremos preservar es un estado en el que continúa haciendo lo que el usuario desea.

El mantenimiento asegura que los activos continúen cumpliendo las funciones que sus usuarios esperan.

Lo que los usuarios desean que realice dependerá exactamente de dónde y cómo el bien está siendo usado es decir del contexto operacional.

2.3.2.1 RCM: Las siete preguntas básicas

El proceso de RCM incita a responder las siguientes siete preguntas sobre el bien o sistema bajo revisión:

¿Cuáles son las funciones y respectivos estándares de desempeño de este bien en su contexto operativo presente?

¿En qué aspecto no responde al cumplimiento de sus funciones?

¿Qué ocasiona cada falla funcional?

¿Qué sucede cuando se produce cada falla en particular?

¿De qué modo afecta cada falla?

¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?

¿Qué debe hacerse si no se encuentra el plan de acción apropiado? (Moubray, 2000)

2.3.2.2 Funciones y niveles de desempeño.

Antes de aplicar el proceso, para determinar qué se debe hacer para garantizar que cada activo físico continúe comportándose como el usuario espera en su entorno operativo actual, debemos hacer dos cosas:

- * Determinar lo que el usuario quiere que haga.
- * Asegurar que el activo comience de la forma en que el usuario espera que lo haga.

Es por eso que el primer paso en RCM es definir la función de cada activo y los criterios de desempeño requeridos en su entorno operativo. Las funciones que los usuarios quieren que realicen sus activos se pueden dividir en dos categorías:

Función principal: Razón por el cual son adquiridos los activos físicos. Son las razones por las cuales existe el activo (Moubray, 2000).

Funciones secundarias: Cada elemento debe hacer más que su función principal. Los usuarios tienen expectativas en términos de seguridad, control, contención, comodidad, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operativa, cumplimiento de las normas ambientales e incluso la estética o apariencia de los activos. (Mendizabal, s.f.)

Los usuarios de estos activos tienen la mejor comprensión de cómo cada activo contribuye al bienestar físico y financiero de toda la organización, por lo que es fundamental que participen en el proceso de RCM desde el principio.

Si se realiza correctamente, este paso suele tardar casi un tercio del tiempo de un análisis RCM completo. También significa que el personal que realiza este análisis tiene bastante conocimiento, si no miedo, sobre cómo funciona realmente el equipo.

2.3.2.3 Fallas funcionales.

Los objetivos de mantenimiento son determinados por las funciones y respectivas expectativas de desempeño del bien bajo consideración.

El único suceso que puede hacer que un bien deje de funcionar al nivel requerido es algún tipo de falla. Esto sugiere que el mantenimiento alcance sus objetivos, al

momento de realizarlas. Sin embargo, antes de que podamos aplicar la conjunción de herramientas apropiadas, necesitamos identificar el tipo de falla.

El proceso de RCM realiza esto en dos niveles:

- Primero: Determinar las causas de la falla.do
- Segundo: Analizar la causa de la falla

En el RCM, los estados de falla se denominan fallas funcionales porque ocurren cuando un recurso es incapaz de completar una función a una norma de rendimiento que es aceptable para el usuario. Además de una total incapacidad para funcionar, esta definición abarca fallas parciales, donde el recurso funciona, pero a un nivel inaceptable de rendimiento (incluso en situaciones donde el recurso no puede sostener niveles aceptables de calidad o exactitud) (Moubray, 2000).

Un ejemplo en el caso de los transformadores podría ser cuando fallen los motores del sistema de refrigeración por lo que el transformador deba trabajar a menor potencia.

2.3.2.4 Modos de fallas.

Como se mencionó en los párrafos anteriores, una vez que hemos identificado cada falla funcional, el siguiente paso es tratar de identificar todas las posibles causas de este estado de falla. Estos eventos se denominan modos de falla. Los modos de falla "razonablemente similares" incluyen fallas que han ocurrido en el mismo equipo o en uno similar que opera en el mismo contexto, fallas que se evitan mediante el programa de mantenimiento existente y fallas que no se han producido, pero que se consideran posibilidades muy reales en el contexto en el que se encuentran. La mayoría de las listas de modos de falla tradicionales incluyen fallas en la aislacion o el cambiador de tomas. Sin

embargo, también puede incluir fallas debidas a errores humanos (parcialmente debido a los operadores y al personal de mantenimiento) o fallas de diseño para que los factores potenciales que causan la falla del equipo puedan ocurrir identificados y abordados adecuadamente. Lo más importante es identificar la causa en detalle para no perder tiempo y esfuerzo tratando los síntomas en lugar de la causa.

2.3.2.5 Efectos de las fallas.

El cuarto paso en el proceso de RCM es enumerar los efectos de falla, que describe lo que sucede cuando ocurre cada modo de falla. Esta descripción debe incluir toda la información necesaria para respaldar una evaluación de las consecuencias del daño, tal como,

Evidencia (si la hay) de que ocurrió el incidente

De qué manera (si la hay) representa una amenaza para el medio ambiente seguridad.

¿Cómo afecta esto a la producción o las operaciones (si las hay)?

¿Qué se debe hacer para corregir el error?

El proceso de identificación de características de defectos, mal funcionamiento, modos y efectos ofrece increíbles oportunidades para mejorar el rendimiento y la seguridad, mientras elimina lo innecesario. (Moubray, 2000)

2.3.2.6 Consecuencias de las fallas.

Las consecuencias de las fallas pueden afectar la calidad del producto, servicio al cliente, seguridad del medioambiente. Lo que derivará en gasto de tiempo y dinero para repararlas.

El proceso RCM clasifica estas consecuencias en los siguientes cuatro grupos:

Consecuencias de fallas potenciales: Las fallas potenciales no tienen un impacto directo, pero exponen al negocio a múltiples fallas, con consecuencias graves y, a menudo, catastróficas. (La mayoría de estas fallas están relacionadas con sistemas de protección sin fallas). (Moubray, 2000)

Consecuencias ambientales y de seguridad: Una falla trae consecuencias de seguridad si potencialmente puede dañar o causar la muerte. Tiene consecuencias medioambientales si provoca la violación de cualquier norma medioambiental corporativa, regional, nacional o internacional. (Moubray, 2000)

Consecuencias operativas: Una falla trae consecuencias operativas cuando afecta la producción (rendimiento, calidad del producto, servicio al cliente o costos operativos, además del costo directo de reparación.) (Moubray, 2000)

Consecuencias no operativas:

Las fallas evidentes que conforman esta categoría no tienen consecuencias ni de seguridad, ni de protección, de modo que solo implican el costo de reparación.

Para manejar todos estos diversos modos de falla existen diferentes opciones, estas técnicas se dividen en dos categorías:

1. **Acciones de omisión.** Estas se encargan del estado de falla, y son utilizadas cuando no es posible identificar una consigna proactiva efectiva. Las acciones de omisión incluyen búsqueda de la falla, rediseño, y acudir a la falla. (Moubray, 2000)

2. **Tareas proactivas.** Son los trabajos realizados antes de que la falla ocurra, para prevenir que el equipo llegue a un estado de falla. (Moubray, 2000)

Las técnicas de gestión de fallas se dividen en dos categorías:

2.3.2.7 Tareas Proactivas

Son las tareas que se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, para evitar que el elemento entre en un estado de falla. Adoptan lo que tradicionalmente se conoce como mantenimiento 'predictivo' y 'preventivo', aunque veremos más adelante que RCM usa los términos Restauración programada, Descarte programado y Mantenimiento basado en condiciones. (Moubray, 2000)

Y la siguiente son las Acciones predeterminadas: se ocupan del estado fallido y se eligen cuando no es posible identificar una tarea proactiva eficaz. Las acciones predeterminadas incluyen la detección de fallas, el rediseño y la ejecución hasta la falla.

En la Figura 4. los gráficos muestran la probabilidad condicional de falla contra la edad de operación para una variedad de elementos eléctricos y mecánicos.

Figura 4

Patrones de falla

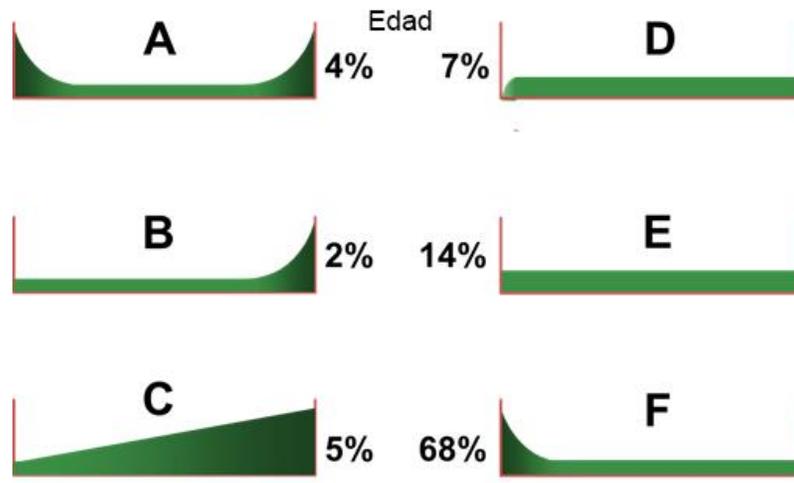


Figura 4 – Seis patrones de falla de RCM

Fuente: (Moubray, 2000)

El patrón A es la conocida curva de la bañera y es la que más se asemeja con las fallas en transformadores. Comienza con una alta incidencia de fallas (conocida como mortalidad infantil) seguida de una probabilidad de falla condicional constante o que aumenta gradualmente, y luego de una zona de desgaste. El patrón B muestra una probabilidad de falla condicional constante o que aumenta lentamente, que termina en una zona de desgaste.

El patrón C muestra una probabilidad condicional de falla que aumenta lentamente, pero no hay una edad de desgaste identificable. El patrón D muestra una baja probabilidad condicional de falla cuando el artículo es nuevo o se acaba de renovar, luego un rápido aumento a un nivel constante, mientras que el patrón E muestra una probabilidad condicional constante de falla en todas las edades (falla aleatoria). El patrón F comienza con una alta mortalidad infantil, que eventualmente cae a una probabilidad condicional de fracaso constante o que aumenta muy lentamente. (Moubray, 2000)

El RCM divide las tareas proactivas en tres categorías, de la siguiente manera:

- ✓ Tareas de restauración programadas
- ✓ Tareas de descarte programadas
- ✓ Tareas de mantenimiento basadas en condiciones.
- ✓ Tareas programadas de restauración y descarte programadas
- ✓ La restauración programada implica el reacondicionamiento de un componente o la revisión de un conjunto en o antes de un límite de edad especificado, independientemente de su condición en ese momento. De manera similar, el descarte programado implica descartar un artículo en o antes de un límite de vida específico, independientemente de su condición en ese momento.

En conjunto, estos dos tipos de tareas ahora se conocen generalmente como mantenimiento preventivo. Solían ser, con mucho, la forma más utilizada de mantenimiento proactivo. Sin embargo, por las razones discutidas anteriormente, se utilizan mucho menos de lo que solían ser.

La continua necesidad de prevenir ciertos tipos de fallas y la creciente incapacidad de las técnicas clásicas para hacerlo, están detrás del crecimiento de los enfoques basados en condiciones para la gestión de fallas. La mayoría de estas técnicas se basan en el hecho de que la mayoría de las fallas advierten que están a punto de ocurrir. Estas advertencias se conocen como fallas potenciales y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está a punto de ocurrir o está en proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se utilizan para detectar posibles fallas de modo que se puedan tomar acciones para evitar las consecuencias que podrían ocurrir si degeneran en Fallas Funcionales. Se denominan tareas basadas en condiciones porque los elementos se dejan en servicio con la condición de que sigan cumpliendo los estándares de rendimiento deseados. Las tareas basadas en condiciones pueden incluir el uso de tecnología sofisticada, como análisis de vibraciones, termografía, análisis de aceite, ultrasonidos y otras, pero también pueden incluir técnicas simples como la inspección visual. Si se utilizan adecuadamente, las tareas en condiciones son una muy buena forma de gestionar las fallas, pero también pueden, si no se aplican de la manera correcta y con la frecuencia adecuada, ser una costosa pérdida de tiempo.

RCM proporciona un proceso de toma de decisiones estructurado, con criterios de evaluación claros, que permite tomar con confianza las decisiones relativas a la selección de la Tarea Proactiva adecuada. (Mantenimiento Petroquímica, 2021)

Una de las grandes fortalezas de RCM es el modo en que ofrece un criterio simple, preciso y fácilmente entendible, para decidir cuál de las tareas proactivas (si las hubiere) es la realizable en cualquier contexto, y de ser así para decidir qué tan seguido deben realizarse y quien debe hacerlas.

Si las tareas proactivas son técnicamente viables o no, depende de las características técnicas de la tarea, y de la falla que se supone prevenga. Si es conveniente hacerlo depende de que tan bien se manejen las consecuencias de las fallas. Si una tarea proactiva no cumple con los requisitos de ser viable y productiva, entonces debe tomarse

las acciones de default correspondientes. A continuación, se detalla la esencia del proceso de selección de tareas.

Para fallas con consecuencias medioambientales y de seguridad, solo es válido realizar una tarea proactiva, si esta reduce el riesgo de ese problema en sí mismo, a un nivel muy bajo, de no eliminarlo directamente. Si no se encuentra una solución que disminuya el riesgo a un nivel tolerablemente bajo, el ítem debe ser rediseñado, o se debe cambiar de proceso.

Si la falla trae consecuencias operativas, solo vale la pena realizar una tarea proactiva si el costo total de realizarla durante un periodo de tiempo determinado es menor que los costos de las consecuencias operativas y de reparación durante el mismo periodo. En otras palabras, la tarea debe tener un justificativo económico.

Si una falla tiene consecuencias no operativas, solo vale la pena realizar una tarea proactiva, si el costo de ésta sobre un determinado periodo de tiempo es menor, al costo de reparación durante el mismo periodo. De modo que estas tareas también deben tener un justificativo económico. Si no lo tuviera, la decisión va a ser nuevamente un mantenimiento no programado, y si los costos de reparación fueran demasiado altos, la decisión de default secundaria es nuevamente el rediseño.

Esto significa que las tareas proactivas, se especifican únicamente para las fallas que inevitablemente lo requieran, lo que a su vez lleva a una reducción sustancial en la carga laboral de rutina. Menos trabajo de rutina trae aparejado, que el resto de las tareas pueden ser realizadas con mayor precisión. Esto, junto a la eliminación de tareas contraproducentes, lleva a un mantenimiento más efectivo.

2.3.3 Mantenimiento Correctivo

Se define como cualquier operación realizada para restituir la maquinaria, equipo o cualquier activo a un estado de funcionamiento aceptable.

De este modo, una vez concluidas las tareas de mantenimiento correctivo necesarias, el equipo vuelve a funcionar normalmente dentro de los límites y tolerancias establecidos para las operaciones en servicio. En resumen, la falla es identificada, separada y reparada.

El objetivo de todo equipo de mantenimiento es ser rápido y eficaz, especialmente cuando se trata de fallas inesperadas en equipos críticos.

En el plano técnico, la necesidad de medidas correctivas puede detectarse de muchas maneras. Por ejemplo, un técnico de mantenimiento puede notar una pieza que se degrada mientras realiza un trabajo de mantenimiento preventivo como una inspección.

Por otro lado, un operario de maquina puede alertar al técnico de mantenimiento que el equipo no está funcionando como se esperaba.

Si se mira sólo esa definición, se podría uno preguntar: ¿No es el mantenimiento correctivo otro más en la larga lista de sinónimos del mantenimiento reactivo?

Aunque a veces sea difícil distinguirlos, podríamos argumentar que no describen lo mismo. Por ejemplo, si alguien te pregunta qué estrategia de mantenimiento estás utilizando, entonces la respuesta más correcta sería mantenimiento reactivo.

En la práctica, esto se debe a que el mantenimiento correctivo representa un tipo de acción de mantenimiento que estás realizando, no toda la estrategia.

Antes de examinar cómo usarlo de manera eficiente, haremos una breve pausa para ver un par de vías diferentes en las que se puede subdividir o clasificar los tipos de mantenimiento correctivo.

2.3.3.1 Tipos y clasificación del mantenimiento correctivo

La primera subdivisión se basa en el momento en que se toman las medidas correctivas en relación con el instante en que se detectó el problema o la falla.

Mantenimiento correctivo inmediato: se refiere a las medidas correctivas que tienen lugar inmediatamente después de la avería.

Mantenimiento correctivo diferido: se refiere a las medidas correctivas que se posponen/programan para más adelante.

Hay muchas razones por las que el mantenimiento correctivo podría ser pospuesto, como, por ejemplo:

- Se necesitan técnicos en un caso de mayor prioridad
- Las piezas de recambio no están disponibles
- Necesitas llamar a un especialista para que realice las acciones correctivas necesarias

Otra subdivisión aceptada es la que está basada en el plan de mantenimiento industrial de cada empresa.

Mantenimiento correctivo programado: Se realiza cuando se identifica una falla en el curso de un procedimiento de mantenimiento preventivo o predictivo, y se determina que no es necesario remediarlo de inmediato. (SICMA21, 2021)

Mantenimiento correctivo no programado: El mantenimiento correctivo no programado se produce cuando se observa que un componente está a punto de fallar y se determina que puede sustituirse con eficiencia durante el procedimiento en curso.

¿Cuándo se aplica el mantenimiento correctivo?

Cada equipo de mantenimiento realiza algún tipo de trabajo en respuesta a las averías y fallas de los equipos. Pero, confiar demasiado en esta tarea de mantenimiento industrial puede impactar negativamente en las operaciones.

Entonces, ¿cuándo se debe usar el mantenimiento correctivo sobre otros tipos de mantenimiento, como el mantenimiento preventivo?

En definitiva, se recomienda confiar en el mantenimiento correctivo cuando sea absolutamente necesario. Su confianza en él dependerá de una serie de factores como la importancia de ciertos activos para las operaciones diarias, el costo del tiempo de inactividad de estos activos y la facilidad de intercambio de las piezas en caso de un problema.

Las reparaciones y la restauración pueden realizarse antes de que se produzca el tiempo de inactividad. Esto ayuda a minimizar las fallas del equipo.

No obstante, el mantenimiento correctivo no programado puede detener las líneas de producción y causar interrupciones del servicio. Sin embargo, el tiempo de inactividad para la corrección es mínimo en comparación con la falla total del equipo.

La empresa también puede realizar un análisis de costo-beneficio de sus activos para ayudar a respaldar el presupuesto otorgado al mantenimiento correctivo programado.

Los expertos recomiendan que el equilibrio entre el mantenimiento correctivo y el preventivo sea de 20/80. (Torres, 2021)

Es decir, el 80% del mantenimiento debería ser preventivo, y el 20 % restante debería ser mantenimiento correctivo.

2.4 Confiabilidad y vida útil

Para lograr un nivel de confiabilidad operacional aceptable⁶, es necesario reforzar las actuales disciplinas aplicadas en la ingeniería de diseño a través del desarrollo de un programa integrado de confiabilidad de diseño para lograr obtener un producto satisfactoriamente confiable que combina el nivel requerido de confiabilidad intrínseca en su ingeniería de diseño, con la mejor combinación entre riesgos, costos y desempeño. Para realizar el análisis completo se deben conocer nuestros costos agrupados en CAPEX (Costos de Capital) y OPEX (Costos de Operación).

Estos se obtienen del Análisis de los Costos de Ciclo de Vida: en el valor presente de los gastos anticipados durante la vida del sistema, ejemplo; gastos de repuestos, refacciones, operación y mantenimiento.

⁶ Confiabilidad operacional aceptable indica que el equipo cumpla sus funciones requeridas en un determinado tiempo.

Figura 5

Costos de ciclo de vida

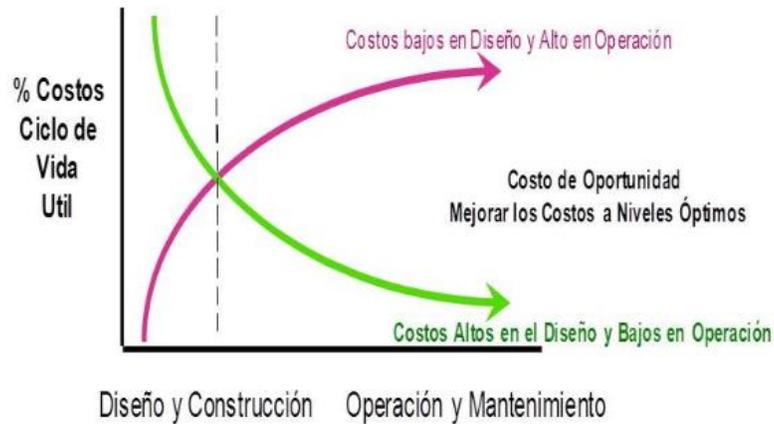


Figura 5 – Curvas de Costos de Ciclo de Vida.

Fuente: (Sojo, 2000)

2.5 Gestión de activos⁷ y ciclo de vida⁸

Las Empresas realizan acciones para trabajar con sus activos físicos y obtener beneficios de su confiabilidad, la experiencia que se tiene indica que estas acciones y gestiones, por lo general, son aisladas y desordenadas, de manera tal que no se logran obtener un retorno máximo de sus activos.

De esta manera surge la pregunta ¿la gestión de activos debe ser orientada por costos o por resultados? Muchas empresas ven a la gestión de los activos como un costo, considerando únicamente la gestión en la etapa de Operación/Mantenimiento del activo. Por el contrario, centrarse en los resultados implica tener una visión de largo plazo, donde

⁷ La gestión de activos (asset management en inglés) consiste en obtener el máximo rendimiento de los bienes o recursos.

⁸ El Ciclo de Vida de un Activo es todo lo que ocurre con el activo desde la idea con la cual se lo concibió.

se consideren todas las etapas del ciclo de vida del activo, haciendo posible una gestión sustentable. De esta manera, en lugar de pensar en la “reducción de costos de mantenimiento de un activo”, una visión a mediano y largo plazo nos obliga a pensar en la “maximización del Beneficio de Ciclo de Vida de un Activo (BCV)”, el cual surgirá de la diferencia entre los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) y el Costo del Ciclo de Vida (LCC). Tenemos que destacar la importancia que tiene en mantenimiento conseguir que los costos sean lo más bajo posible. (Castellano, 2020)

Figura 6



Figura 6: Costos de mantenimiento de equipos.

Fuente: (Edgar Fuenmayor, 2018)

El costo de mantenimiento en las reparaciones es un componente -entre otros- del precio del producto, independientemente de la gestión del mantenimiento, por lo tanto, siempre existirán gastos que se deben asumir, y veremos cómo influyen los gastos de mantenimiento en los costos generales de la empresa.

Los costos de mantenimiento de un producto se sitúan sobre el 5-12 % del total.

2.5.1 Los Costos y su División

Los costos de mantenimiento según los diferentes aspectos, podemos agruparlos en cuatro bloques:

CFJ: Costos Fijos

CV: Costos Variables

CFN: Costos Financieros (multas por el ente regulador)

CFA: Costo por Falla

2.5.2 Costos Fijos

La principal característica de estos costos es que no dependen del volumen de la producción y de las ventas.

Dentro de estos costos podemos destacar el personal administrativo, el de limpieza, la mano de obra indirecta, las amortizaciones, los alquileres y el propio de mantenimiento, entre otros.

Estos costos fijos de mantenimiento están compuestos, principalmente, por la mano de obra y materiales necesarios para realizar el mantenimiento preventivo.

Este gasto tiende a asegurar el estado de la instalación a medio y largo plazo. La disminución del presupuesto y recursos destinados a este gasto fijo limita la cantidad del mantenimiento preventivo, aunque en un primer momento supone un ahorro para la empresa. Este ahorro implica un menor índice de fiabilidad en el estado de las máquinas, equipos, instalaciones y sistemas.

2.5.3 Costos Variables

Estos costos son proporcionales a la producción realizada, es decir que son costos que como su nombre lo indica varían conforme a la producción.

En la operación y mantenimiento se destacan en estos costos los que son incurridos por el costo de las piezas de repuesto asociados al transformador como ser; empaquetaduras elementos de limpieza para el transformador, pernos, costos del personal que realiza el mantenimiento, así como los que operan.

Resulta difícil reducir este tipo de erogación en mantenimiento, ya que está directamente ligado a la necesidad de efectuar una reparación para poder seguir produciendo, no obstante, se puede reducir este tipo de gasto evitando que se produzcan averías en forma inesperada.

2.5.4 Costos Financieros

Los costos financieros referidos al mantenimiento son los que surgen tanto del valor de los repuestos como también las amortizaciones de las máquinas que se encuentran en reserva para asegurar la producción.

Los costos del almacenamiento de los repuestos en el almacén, necesarios para poder realizar las reparaciones implican un desembolso de dinero para la empresa, que limita su liquidez. Si los repuestos son utilizados con cierta frecuencia nos encontramos con un costo financiero bajo, dado que esta inversión contribuye a mantener la capacidad productiva de la instalación. Sin embargo, cuando las piezas de recambios tardan mucho tiempo en ser utilizados, estamos frente a un costo financiero alto, ya que no produce ningún beneficio para la empresa.

Dentro de estos costos financieros debe tenerse en cuenta el costo que supone tener ciertas instalaciones o máquinas duplicadas para obtener una mayor fiabilidad, para ello es necesario montar en paralelo una máquina o instalación similar que permita la reparación de una de ellas, mientras que la otra sigue funcionando. El costo de esta duplicidad suele no tenerse en cuenta a la hora de los cálculos de los costos de mantenimiento. Cabe mencionar que en DELAPAZ al rededor del 70% de la carga de las subestaciones pueden ser transferidas al transformador de la misma subestación o a otras subestaciones, debiendo lograr que se puedan transferir el 100% de la carga de la carga de un transformador en falla.

2.5.5 Costo por Falla

Estos costos generalmente implican una mayor significación pecuniaria, premisa que se cumple para empresas de servicios.

El costo por falla se refiere al costo o pérdida de beneficio que la empresa tiene por causas relacionadas directamente con mantenimiento.

2.5.6 Costo Total de Mantenimiento

Si sumamos estos cuatro costos: fijos, variables, financieros y los que se producen por falla, obtendremos el Costo Total de Mantenimiento, este costo nos dará una idea global de la gestión de mantenimiento.

$$CTT = CFJ + CV + CFN + CFA \quad (1)$$

Donde:

CTT: Costo total de mantenimiento

CFJ: Costos Fijos

CV: Costos Variables
CFN: Costos Financieros
CFA: Costos por falla

2.5.7 Costo óptimo o de equilibrio

La Gestión de Mantenimiento debe realizar un control integral de los costos que contemple todos los aspectos relacionados con la empresa, no resulta suficiente conseguir disponibilidades altas o costos bajos. (Edgar Fuenmayor, 2018)

2.5.8 Vida útil del transformador

Son muchos los factores que influyen el efecto acumulativo de la temperatura sobre el aislante del transformador, de modo que no es posible predecir con cierto grado de precisión cuál es la vida útil del aislante, incluso en condiciones constantes o controladas. De modo que, cada vez que las guías de cálculo hacen referencia a la palabra vida, quiere decir vida calculada del aislante, no la vida real del transformador.

Por definición, la “Vida Útil del Aislante” es: el tiempo total entre el estado inicial que se considera que el aislante es nuevo, y el final en el que la probabilidad de falla (por esfuerzo dieléctrico y/o electromecánico), en servicio normal, es elevada.

Basándose en ensayos más recientes, las guías de carga consideran que 180.000 horas es una duración normal de la vida útil del aislante.

Las guías de carga calculan entonces el consumo de la vida del aislante de acuerdo a las variaciones en las condiciones de operación, que involucran los valores de temperatura ambiente según datos históricos, y la variación de la demanda de trabajo transformador, resultando un incremento o pérdida en el resultado final de la vida útil.

Para ello, las guías determinan la temperatura del punto más caliente del bobinado. (IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Inmersed Transformers, 1995).

Figura 7

Aislamiento de un transformador de potencia

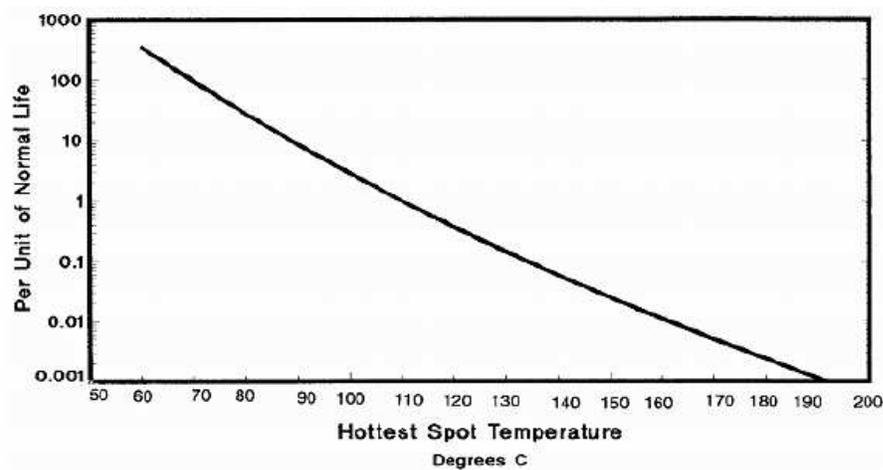


Figura 7: Vida de aislamiento de un transformador de potencia

Fuente: (IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Inmersed Transformers, 1995)

La guía IEC es principalmente aplicable al aislamiento con papel no enriquecido térmicamente y la temperatura de punto caliente está limitada en la guía a 98 °C, a una temperatura ambiente de 20 °C. Por otro lado, la guía del IEEE usa los valores de 110 °C a 30 °C, para las mismas temperaturas, respectivamente. En la guía de IEC no hay caso en el cual $H \theta$ sea mayor a 140 °C, debido a que se considera que a valores superiores el modelo Arrhenius-Dakin no es completamente aplicable, debido a la posible presencia de gases libres procedentes del aislamiento. La guía IEEE permite valores de hasta 180 °C.

No existe un valor de “vida absoluta”; en su lugar, en la guía IEEE se define “la vida por unidad” y el “factor de aceleración de envejecimiento” (FAA). La guía IEC propone “la tasa de envejecimiento relativo”, la cual es doblada por cada 6 °C de incremento (fijo) en $H \theta$ (sobre una base continua). (McNutt, 1992)

$$\text{Vida (p.u.)} = 9.80 \cdot 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2)$$

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (3)$$

Donde

$H \theta$: Es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C

FAA: Factor de Aceleración de envejecimiento

2.5.9 Sobrecarga de transformadores

La norma IEC 60076-7 proporciona una tabla indicativa de las tensiones y grados de carga que no se deben sobrepasar en los diferentes grados de carga de un transformador (carga cíclica normal, carga de emergencia de larga duración y carga de emergencia de corta duración), la misma que es mostrada en la tabla siguiente. (UNE IEC 60076-7., 2010)

Tipos de carga	Transformado res de distribución (véase Nota)	Transformado res de media potencia (véase Nota)	Transformado res de gran potencia (véase Nota)
Carga cíclica normal			
Corriente (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	120	120	120
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	140	140	140
Temperatura del aceite superior (°C)	105	105	105
Carga de emergencia de larga duración			
Corriente (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	140	140	140
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	160	160	160
Temperatura del aceite superior (°C)	115	115	115
Carga de emergencia de corta duración			
Corriente (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	Véase el apartado 7.2.1	160	160
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	Véase el apartado 7.2.1	180	180
Temperatura del aceite superior (°C)	Véase el apartado 7.2.1	115	115
NOTA Los límites de corriente y temperatura no se entienden como válidos simultáneamente. La corriente se puede limitar a un valor más bajo que el indicado, con el fin de alcanzar el requisito de limitación de temperatura. Contrariamente, la temperatura se puede limitar a un valor más bajo que el indicado, con el fin de alcanzar el requisito de limitación de corriente.			

Fuente: (UNE IEC 60076-7., 2010)

Adicionalmente la norma IEEE Std. C57.91-2011 contempla cuatro tipos de ciclos de carga diferentes:

- Carga con expectativa de vida normal, en la que el transformador no se sobrecarga en ningún momento
- Sobrecarga planificada de largo plazo, en la que se alternan períodos de sobrecarga con períodos de carga inferior a la normal, sin que haya un consumo de vida anormal.
- Sobrecargas de corta duración

- Sobrecargas de larga duración muestra las temperaturas límite recomendadas para estos cuatro ciclos de carga.

	Normal life expectancy loading	Planned loading beyond nameplate rating	Long-time emergency loading	Short-time emergency loading
Insulated conductor hottest-spot temperature, °C	120 ^a	130	140	180 ^b
Other metallic hot-spot temperature (in contact and not in contact with insulation), °C	140	150	160	200
Top-oil temperature, °C	105	110	110	110

Fuente: (IEEE Std C57-91. “, 1995)

2.6 Principales elementos de subestaciones

Una subestación cuenta con un vasto número de componentes y equipos que ayudan a controlar y mejorar el servicio de energía eléctrica, unos con más importancia que otros, pero todos con el mismo fin. Para facilitar la clasificación de los “principales elementos de la subestación” es necesario enunciar tres categorías:

- Equipo de patio.
- Equipo de tablero.
- Servicios auxiliares

2.6.1 Equipos de patio

Aquellos elementos que se encuentran instalados generalmente a la intemperie o GIS y sobre estructuras metálicas, que constituyen el sistema de potencia se denominan *equipos de patio*”. Cabe destacar los siguientes:

- Transformador de Potencia.
- Transformador de Corriente (TC).
- Transformador de Potencial (TP).
- Interruptor (I).
- Seccionador (S)
- Pararrayos (DSP)

2.6.2 Equipos de tablero.

De los cuales se distinguen:

- Sistema de control y Protecciones y Comunicaciones
- Estructuras
- Sistemas de Climatización
- Sistema Contra incendio
- Sistema de Televigilancia
- Sistema de Supervisión

2.6.3 Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares alimentan la energía necesaria a los equipos de control, medida, protección y supervisión de la subestación.

2.7 Clasificación de las fallas

Cuando ocurre una falla, lo primero que se aprecia son sus efectos, que al analizarlos cuidadosamente proporcionan una explicación del modo de falla, el cómo ha ocurrido y luego llegar al porqué, a la causa y a la mecánica de la falla. Las causas de las

fallas en transformadores de potencia son principalmente por un mantenimiento inadecuado, o negligencia del personal y en menor medida por desgaste debido al uso. Su proceso exige un tiempo durante el cual se producen señales, síntomas o alteraciones que detectadas y analizadas permiten conocer la evolución y el estado de adelanto de este y el riesgo o proximidad de aparición. En sistemas complejos, las causas y efectos de las fallas de unos componentes sobre otros se pueden encadenar entre sí, al igual que una misma causa puede producir efectos diferentes no solo sobre componentes diferentes, si no sobre un mismo componente en circunstancias diversas; y que el mismo efecto puede ser producido por causas distintas.

2.6.2.1 Según el grado de influencia en la capacidad de trabajo

- Falla total.
- Falta incompleta o parcial.
- Según el carácter físico de la aparición
- Fallas catastróficas (súbitos o totales)

Son los que aparecen bruscamente sin manifestación previa y que son los que ocurren con menos frecuencia, aunque el elemento averiado queda fuera de servicio (se relacionan estos con fracturas, deformación, etc.). Las fallas catastróficas se producirán por aumento súbito de la tensión sobre el componente o por una degradación brusca de su resistencia. La interdependencia de componentes, subsistemas y sistemas mezclados con estos dos modos de falla produce todo género de combinaciones. La rotura de un componente mecánico o un cortocircuito en un sistema eléctrico puede producir faltas catastróficas. Es

difícil observar la degradación y, por tanto, no es posible establecer procedimientos preventivos.

2.6.2.2 Fallas por cambios en los parámetros

Son producidas por fenómenos tales como: Desgaste mecánico, fricción, aumentos en la resistencia de componentes electrónicos, la degradación es gradual y puede ser observada directa o indirectamente. Estas fallas también son llamadas progresivas y resultan como una manifestación final de un proceso que se desarrolla a lo largo del tiempo. Están relacionados con la variación de ciertas características del equipo que origina un mal funcionamiento o un peligro claro de rotura.

- Falla dependiente.
- Falla independiente.

2.6.2.3 Según el carácter del proceso de aparición

Falla repentina: Aparece como consecuencia de la variación brusca de los parámetros funcionales.

Falla gradual o progresivo: Se conserva la variación suave de los parámetros debido al desgaste de los elementos o de todo el sistema.

2.6.2.4 Según el tiempo de existencia de la falla

Fallas estables: Se eliminan solo a través de la reparación, o por el cambio o sustitución del elemento fallado.

Fallas temporales: Pueden desaparecer espontáneamente sin intervención alguna debido a la eliminación de los motivos que los provocaron. Sus causas suelen ser los

regímenes y condiciones de trabajos anormales, las vibraciones anormales, grandes desviaciones de temperatura, etc.

Fallas intermitentes: Son fallas temporales muy reiterativos o que se repiten con mucha frecuencia. Resultan difíciles de descubrir y dependen de la calidad del elemento o de sus condiciones de trabajo. La existencia de fallas repetidos suele indicar un defecto de, más interesante que someterlo a una reparación sería el tratar de eliminar la posible causa de la falla. Son fallas de corta duración que se auto eliminan, provocados por vibraciones efímeras de acciones de entrada aplicadas al elemento, a los parámetros internos y a las propiedades de este. Atendiendo al momento de aparición de la falla.

Fallas aleatorias (por azar): Se pueden producir en cualquier momento de la vida útil del componente o sistema. Suele requerir del desmontaje de los equipos para su reparación. Por tratarse de un proceso aleatorio, su proporción de falla es constante en el tiempo y se corresponde con la vida útil del componente, por lo que pueden ser modelados mediante la distribución exponencial y la distribución de Weibull. Los componentes que se identifican con este comportamiento son de tipo eléctrico, electrónico, electromecánico y mecánico. Fallas infantiles: Se dan en componentes recién producidos que escapan al control de calidad, por defectos en componentes originados por malos ajustes durante el proceso de fabricación o pos-revisión. La tasa de fallas es decreciente en el tiempo y modelados mediante las distribuciones de Weibull y Gamma. Los componentes que mejor se identifican con este comportamiento son los de tecnología funcional de tipo mecánico.

Fallas por desgaste: Cuando los componentes pierden resistencia a la falla con el uso: el efecto de las condiciones ambientales, de una lubricación deficiente, de las

deformaciones u holguras acumuladas conducen a este tipo de fallas que son característicos de los componentes mecánicos (pistones, camisas, cojinetes, etc.) y electromecánicos. Las averías que se producen por el desgaste suponen que el equipo debe ser desmontado para proceder a su reparación con costos elevados y largos tiempos de parada afectando la disponibilidad de manera significativa. Este tipo de fallas obedece a un proceso degenerativo por lo que su probabilidad de ocurrencia aumenta con el tiempo (tasa de fallas creciente). La distribución a que obedecen son: normal, gamma, Weibull y log normal. Para fallas accidentales puede aplicarse la distribución de Poisson.

2.6.2.5 Según la información de la falla

Falla activa: Aquel que viene señalizado o indicado por una alarma, indicio o señal.

Falla pasiva: El que permanece oculto.

Fallas primarias: Son el resultado de una deficiencia de un componente; cuando esto ocurre en condiciones de operación, dentro del rango nominal.

Fallas secundarias: Son el resultado de causas secundarias en condiciones no nominales de operación. Podría no haber sido falla si las condiciones hubiesen estado en el rango de diseño del componente. Las condiciones que causan fallas secundarias son: temperaturas anormales, sobrepresión, sobrecarga, velocidad, vibraciones, corriente, contaminación, corrosión. La ocurrencia de causas secundarias no siempre conlleva a que una falla secundaria ocurra (ejemplo: el incremento de la temperatura sobre el rango de diseño puede causar la falla de un componente solo el 60% del tiempo).

Fallas propagadas: En este caso, la falta de un componente induce la falla de otro.

Fallas por error humano: Las causadas por el ser humano durante las etapas de diseño, construcción y operación.

2.7 Probabilidad de falla

La probabilidad de falla tiene diferentes comportamientos según sea el periodo de vida del componente o equipo, ya que puede simularse como fallas decrecientes, constantes o crecientes, según sea el tiempo de uso de este. La confiabilidad representa la probabilidad de no falla de los componentes, en este sentido se representa como el complemento de la probabilidad de falla.

Figura 8

Curva de la bañera



Nota: La figura muestra la curva de la bañera.

Fuente: (Sector Electricidad, 2020)

Una curva típica de la operación del transformador, que representa la tasa de fallas, muestra claramente tres facetas:

1° es la etapa infantil, después que la máquina salió de fábrica, disminuye rápidamente.

2° es la etapa en donde presenta un funcionamiento normal, con un aumento muy lento durante muchos años en servicio.

3° es la etapa de desgaste o degradación o envejecimiento, donde la tasa de fallas se incrementa rápidamente ante un transformador envejecido. (Sector Electricidad, 2020)

La bibliografía a menudo supone que el envejecimiento es un proceso lineal. Sin embargo, esto contradice la experiencia real en el campo, que ha demostrado que el envejecimiento en realidad no es lineal. El proceso de envejecimiento es impulsado por una serie de aceleradores que se potencian entre sí.

El diseño de un transformador tiene una gran influencia en su vida útil y en la formación y el efecto de los aceleradores de envejecimiento. Un diseño desfavorable puede generar una condición de EOL⁹ mucho más rápida que el impacto diario que los aceleradores pueden sufrir en el proceso de envejecimiento (American Polywater Corporation, 2022).

Las diferencias en el diseño también pueden generar diferencias en el comportamiento de envejecimiento. Por lo tanto, el diseño del transformador debe tenerse en cuenta al evaluar su condición. Dos transformadores con datos de placa idénticos, pero de distintos fabricantes, rara vez exhibirán un comportamiento de envejecimiento idéntico. Lo más probable es que su comportamiento de envejecimiento sea muy diferente.

⁹ EOL es el acrónimo del término en inglés conocido como End of Life (Fin de vida).

La correlación o regla establecida por Montsinger establece que cada aumento de temperatura de 8 °C genera una duplicación de la velocidad de envejecimiento de la maquinaria. Para fines prácticos, se puede usar de forma segura un aumento de 10 °C. Además, prácticamente no hay envejecimiento térmico por debajo de los 50 °C. Sin embargo, los componentes individuales del sistema pueden superar esta temperatura. Aquí es donde puede producirse el envejecimiento acelerado. Los indicadores que confirman este efecto generalmente se pueden encontrar en el DGA. En cualquier caso, la experiencia ha demostrado que la Regla de Montsinger es realista y confiable. (American Polywater Corporation, 2022)

A continuación, se citan los procesos los cuales producen envejecimiento

Temperatura: al igual que con todos los procesos químicos, el proceso de envejecimiento en el sistema de aceite/celulosa se acelera con la temperatura. Sin embargo, este efecto no es lineal. Por debajo de una temperatura de aceite de 50 °C, prácticamente no hay envejecimiento por calor.

Oxígeno: el oxígeno hace su trabajo de la misma manera que en cualquier otro lugar y oxida tanto los materiales de aislamiento orgánicos como el aceite.

Ácido: la interacción química entre los materiales de celulosa, el aceite y el oxígeno produce diversos ácidos orgánicos que, a su vez, aceleran la degradación de la celulosa.

Agua: recientemente se ha escrito mucho sobre el papel del agua como acelerador del envejecimiento. También es cierto que se produce agua durante la degradación de la celulosa. No obstante, la mayor parte del agua proviene del exterior del transformador,

principalmente a través de fugas causadas por las diferencias en el gradiente de humedad relativa dentro y fuera del tanque del transformador

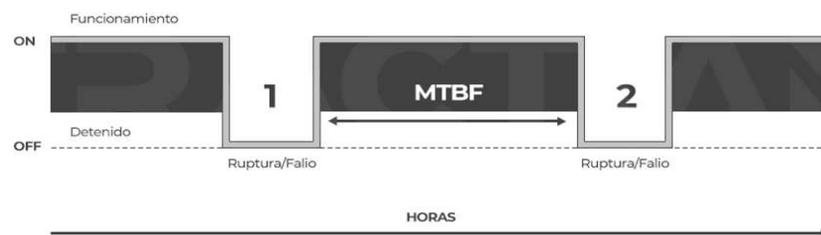
2.8 Indicadores de Mantenimiento

2.8.1 MTBF o tiempo medio entre fallas TMEF

Es uno de los indicadores más importantes para el sector de mantenimiento. Consiste en medir el tiempo total de buen funcionamiento medio entre cada falla de un equipo reparable, convirtiéndose en una herramienta óptima para medir la confiabilidad de la máquina. (Lameirinhas, 2020).

Figura 6

$$MTBF = \frac{\text{Suma de horas de trabajo en buen estado}}{\text{Número de fallas para el mantenimiento correctivo}} \quad (4)$$



Nota: Tiempo medio entre fallas

Fuente: (Lameirinhas, 2020)

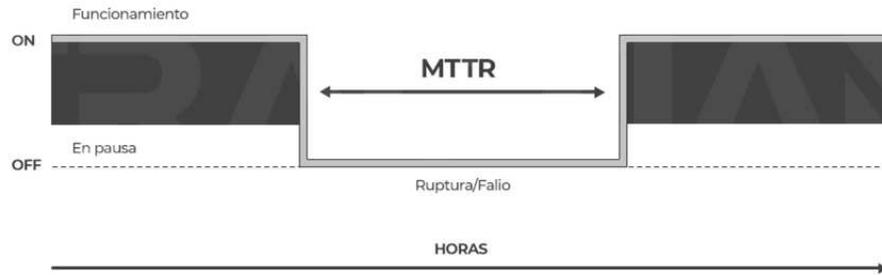
2.8.2 MTTR o tiempo medio para reparación TPPR

Este indicador está muy asociado a la mantenibilidad, es decir, a la facilidad de un equipo de mantenimiento encontrar y reubicar un equipo en condiciones de ejecutar sus funciones después de una falla. En otras palabras, el MTTR indica cuál es el tiempo medio para reparación.

Figura 7

MTTR

$$MTTR = \frac{\text{Suma de tiempos de reparación}}{\text{Número de intervenciones realizadas}} \quad (5)$$



Nota: Tiempo medio para reparación

Fuente: (Lameirinhas, 2020)

2.8.3 Tasa de Fallas:

Una falla es un evento que cambia el estado de un producto de operacional a no operacional. En este sentido la Tasa de Falla (TF) puede ser expresada tanto como un porcentaje de fallas sobre el total de productos examinados o en servicio (en términos relativos), o también como un número de fallas observadas en un tiempo de operación (en este caso en términos nominales). Dado lo anterior se dispone de las siguientes fórmulas para el cálculo de la Tasa de Fallas.

$$TF_{\%} = \frac{\text{Número de Fallas}}{\text{Número de Examinados}} \quad (6)$$

$$TF_n = \frac{\text{Número de Fallas}}{\text{Tiempo de Operación}} = \frac{F}{TT - NOT} \quad (7)$$

2.8.4 Disponibilidad:

Es la capacidad de un elemento estar en condiciones de ejecutar una cierta función en un instante dado, o durante un intervalo de tiempo determinado.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{MBTF}{MBTF + MTTR} \quad (8)$$

2.8.5 Confiabilidad:

Es la probabilidad de que un elemento desempeñe su función especificada en el proyecto, de acuerdo con las condiciones de operación, en un intervalo específico de tiempo.

$$\text{Confiabilidad} = R(t) = e^{-\lambda t} \quad (9)$$

2.8.6 El Teorema de Bayes

Enunciado por el matemático inglés Thomas Bayes (1702-1761) es un sistema de cálculo de probabilidades, pero hecho de forma inversa a cómo se calculan habitualmente.

$$P(A/B) = \frac{P(B/A) * P(A)}{P(B)} \quad (10)$$

Donde B es el suceso que conocemos, A el conjunto de posibles causas, excluyentes entre sí, que pueden producirlo y, por tanto, P(A/B) son las posibilidades a posteriori, P(A) las posibilidades a priori y P(B/A) la posibilidad de que se de B en cada hipótesis de A.

Su utilidad se ha demostrado, a diferencia de la estimación estadística tradicional, como un modo de variar nuestras expectativas según la experiencia concreta que tenemos sobre algo, lo que tiene mucha utilidad en diversos campos, desde la medicina, el juego de azar y hasta el tratamiento informático de datos.

2.9 Depreciación de Activos

La contribución de algunos activos como Activos Fijos para la generación del ingreso del ente económico se debe reconocer en los resultados del ejercicio mediante la depreciación de su valor histórico ajustado o actualizado.

La depreciación¹⁰ se debe determinar sistemáticamente a través de métodos de reconocido valor técnico, como el de línea recta, suma de los dígitos de los años, unidades de producción u horas de trabajo. En la legislación boliviana solo se acepta la depreciación en línea recta. (Caceres, 2021)

La depreciación en línea recta o lineal se basa en la idea de que los activos se consumen uniformemente durante el transcurso de su vida útil de servicio. Es decir, no debe existir disminución ni en la calidad ni en la eficacia de los bienes a medida que se hacen viejos.

El método de depreciación lineal (MLR) asigna a cada año o periodo de uso de un importe igual de depreciación. El costo depreciable entre la vida útil en años es el gasto anual por depreciación.

$$MLR = \frac{\text{Costo-Valor residual}}{\text{Vida útil en años}} = \frac{\text{Costo-Valor residual}}{\text{Vida útil en meses}} \quad (11)$$

¹⁰ Disminución del valor de una moneda o de otro bien.

La depreciación periódica debe tratarse como gasto, lo que genera un asiento de ajuste, el cual afecta los resultados operacionales de la empresa y su situación financiera (Caceres, 2021).

En el Artículo 21 y 22 del Decreto Supremo N° 24051 se indica lo siguiente:

Artículo 21°. - (Costo Depreciable) Las depreciaciones se calcularán sobre el costo de adquisición o producción de los bienes, el que incluirá los gastos incurridos con motivo de la compra, transporte, introducción al país, instalación, montaje, y otros similares que resulten necesarios para colocar los bienes en condiciones de ser usados.

En los casos de bienes importados, no se admitirá, salvo prueba en contrario, un costo superior al que resulte de adicionar al precio de exportación vigente en el lugar de origen, el flete, seguro y gastos para ponerlos en condiciones de ser usados en el país.

El excedente que pudiera determinarse por aplicación de esta norma no será deducible en modo alguno a los efectos de este impuesto. Las comisiones reconocidas a entidades del mismo conjunto económico que hubieren actuado como intermediarios en la operación de compra, no integrarán el costo depreciable, a menos que se pruebe la efectiva prestación de servicios y la comisión no exceda de la usualmente se hubiera reconocido a terceros no vinculados al adquirente.

Artículo 22°.- (Depreciaciones del activo fijo) Las depreciaciones del activo fijo se computarán sobre el costo depreciable, según el Artículo 21° de este reglamento y de acuerdo a su vida útil en los porcentajes que se detallan en el Anexo de este artículo.

En el caso de las empresas de distribución de películas cinematográficas, la depreciación o castigo de estas explotadas bajo el sistema de contratos con pago directo, royalties o precios fijos sobre los costos respectivos, se realizará en los siguientes porcentajes: cincuenta por ciento (50%) el primer año; treinta por ciento (30%) el segundo y veinte por ciento (20%) el tercero. El plazo se computará partir de la gestión en la cual se produzca el estreno de la película.

En todos los casos, la reserva acumulada no podrá ser superior al costo contabilizado del bien, ya sea de origen o por revalúos técnicos. Las depreciaciones correspondientes a revalúos técnicos realizados durante las gestiones fiscales que se inicien a partir de la vigencia de este impuesto, no son deducibles de la Utilidad Neta, conforme al inciso h) del Artículo 18° de este reglamento. Las reparaciones ordinarias que se efectúen en los bienes del activo fijo serán deducibles como gastos del ejercicio fiscal siempre que no supere el veinte por ciento (20%) del valor del bien. El valor de reparaciones superiores a este porcentaje se considerará mejora que prolonga la vida útil del bien; y, por lo tanto, se imputará al costo del activo respectivo y su depreciación se efectuará en fracciones anuales iguales al período que le resta de vida útil.

Los bienes del activo fijo comenzarán a depreciarse impositivamente desde el momento en que se inicie su utilización y uso. El primer año, el monto de la depreciación será igual a la cantidad total que le corresponda, por una gestión completa dividida entre doce (12) y multiplicada por la cantidad de meses que median, desde el inicio de su utilización y uso, hasta el final de la gestión fiscal. El mes inicial en todos los casos, se tomará como mes completo.

Los activos fijos de empresas mineras, de energía eléctrica y telecomunicaciones se depreciarán en base a los coeficientes contenidos en las disposiciones legales sectoriales respectivas.

En el sector hidrocarburos, los activos fijos se depreciarán en base a los coeficientes contenidos en el Anexo del Artículo 22° de este reglamento, empezando a partir del año en que el bien contribuyó a generar ingresos.



CAPÍTULO 3: MARCO PRÁCTICO

3.1 Diagnóstico de la situación actual.

La empresa de distribución de energía eléctrica de La Paz – DELAPAZ, presta el servicio de distribución de energía eléctrica a los consumidores de sus 20 provincias, pero principalmente se va a centrar el proyecto en las ciudades de La Paz y El Alto que es donde se presenta la mayor concentración de subestaciones de distribución, las cuales constan de 18 subestaciones, citadas a continuación.

Tabla 1

Cantidad de subestaciones y Transformadores de potencia años 2020 y 2021

N°	SUBESTACIÓN	Potencia Instalada [MVA] 2019						Potencia Instalada [MVA] 2020					
		T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	T-6	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	T-6
1	Alto Achachicala	40	40	40	16			40	40	16			
2	Alto La Paz							25	25				
3	Alto Lima							25					
4	Avenida Arce	20	20					20	20				
5	Bologna	16	16					16	16				
6	Catacora	20	20					20	20				
7	Challapampa	20	20					20	20				
8	Chuquiaguillo	20	20					20	20				
9	Cosmos	25	20					25	20				
10	Cota Cota	20	20					20	20				
11	Kenko	40	40	25	20	20	10	40	40	25	20	20	10
12	Munaypata	10	10					10	10				
13	Pampahasi	16	20					16	20				
14	Planta Achachicala	10						10					
15	Río Seco	20	20					20	20				
16	Rosassani	16	16					16	16				

17	Tarapacá	16	10					16	10				
18	Tembladerani	10	10					10	10				
	Total	752						787					

Nota. Cantidad de subestaciones y transformadores montados en las subestaciones de las ciudades de La Paz y El Alto.

En la tabla 2 se citan los equipos con los que cuenta las subestaciones de distribución de DELAPAZ en las áreas mencionadas.

Tabla 2

Nº	Subestación	Transformador	Circuit Switcher	Transformadores	GIS	Interrupción AT	Pararrayos AT	PASS M0	Transformadores potencial AT	Seccionador	TOTAL
1	Alto Achachicala	3	0	33	0	11	21	0	3	23	94
2	Alto La Paz	2	1	0	0	0	3	0	0	1	7
3	Alto Lima	1	0	0	0	0	9	2	5	0	3
4	Avenida Arce	2	0	0	1	0	6	0	0	0	9
5	Bologna	2	0	0	0	4	6	0	3	4	19
6	Catacora	2	0	0	0	0	9	2	3	0	16
7	Challapampa	2	0	0	1	0	6	0	0	0	9
8	Chuquiaguillo	2	0	0	1	0	9	0	0	0	12
9	Cosmos	2	0	0	0	2	6	0	3	4	17
10	Cota Cota	2	0	6	0	4	12	0	5	4	33
11	Kenko	6	0	18	0	12	33	0	9	15	93
12	Munaypata	2	2	3	0	0	6	0	0	1	14
13	Pampahasi	2	0	3	0	4	12	0	5	1	27
14	Planta Achachicala	1	0	0	0	1	6	0	3	4	15
15	Río Seco	2	0	0	0	2	6	0	3	4	17

16	Rosassani	2	0	3	0	3	12	0	3	5	28
17	Tarapaca	2	0	3	0	2	9	0	3	5	24
18	Tembladerani	2	2	6	0	2	12	0	3	4	31
	TOTAL	39	5	75	3	47	174	4	46	75	468

Componentes de las subestaciones eléctricas

Nota: En la tabla se muestran la cantidad de componentes de las subestaciones de distribución de DELAPAZ

En la tabla 3 se detallan se presenta un resumen de los equipos que forman parte de las subestaciones eléctricas.

Tabla 3

Instalaciones técnicas

Subestaciones	18
Bahías de Transformadores de potencia	39
Interruptores AT	47
Pararrayos	174
CT's y PTs	121

Nota: En la tabla se muestra un resumen de la cantidad de componentes de las subestaciones de distribución de DELAPAZ

3.1.1 Actividades de mantenimiento

Las actividades de mantenimiento realizada por la empresa DELAPAZ a los transformadores de potencia son los mostrados en la tabla 4, en los cuales tambien se distingue la frecuencia de los mismos.

Tabla 4

Actividades de Mantenimiento

N°	Actividades de mantenimiento	Frecuencia	Transformador de potencia
1	Inspección	1 mes	1
2	Termografía	6 meses	1
3	Inspección exhaustiva	1 año	1
4	Análisis de gases disueltos del aceite	1 año	1
5	Ensayos físicos, químicos y eléctricos	1 año	1
6	Análisis de respuesta en frecuencia	3 años	1
7	Pruebas eléctricas	3 años	1
8	Pruebas dieléctricas	3 años	1
9	Pruebas dinámicas	3 años	
10	Revisión de componentes	3 años	1
13	Medición de descargas parciales	5 años	1

Nota: En la tabla se muestra las actividades de mantenimiento realizados a los transformadores de potencia y la frecuencia de realización de estos.

Pruebas eléctricas y dieléctricas realizados a los transformadores de potencia.

1. Relación de transformación y Polaridad; ANSI/IEEE¹¹ C57.12.91.
2. Resistencia de devanados; ANSI/IEEE Std. 62-1995.
3. Corriente de Excitación; ANSI/IEEE Std. 62-1995.
4. Impedancia; ANSI/IEEE Std. 62-1995.
5. Factor de potencia y capacitancia de los devanados; ANSI/IEEE Std. 62-1995.
6. Resistencia de aislamiento; ANSI/IEEE C57.2013
7. Respuesta de frecuencia de barrido. (FRA); IEEE C57-159/D5.
8. Pruebas de análisis de gases disuelto IEEE C57.12.10.2010
9. Análisis de barrido de frecuencia SFRA

3.2 Caracterización de las subestaciones del sistema eléctrico de las ciudades de La Paz, El Alto y sus condiciones de operación actual.

El sistema de subtransmisión de DELAPAZ en la ciudad de La Paz y El Alto, las cuales están emplazadas a 3.600 y 4000 metros sobre el nivel mar, y este compuesto por dos subsistemas mayores de acuerdo con su función: un sistema de subtransmisión y un sistema de distribución.

Dos subestaciones reductoras de voltaje de 115/69 kV y una subestación de 230/115 kV que reciben energía de generación y del sistema interconectado nacional, y la entregan al sistema de distribución.

¹¹ ANSI Acrónimo en inglés de American National Standards Institute (Instituto Nacional de Estándares Americanos). Es una organización estadounidense formada para certificar los estándares desarrollados en las diversas industrias

IEEE Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos es una asociación mundial de ingenieros dedicada a la normalización y el desarrollo en áreas técnicas.

El sistema eléctrico del departamento de La Paz cuenta con líneas de subtransmisión de 115 kV y 69 KV aéreas y subterráneas en alta tensión, y en media tensión con niveles de 6.9 y 12 kV.

Tabla 5

Características de los transformadores

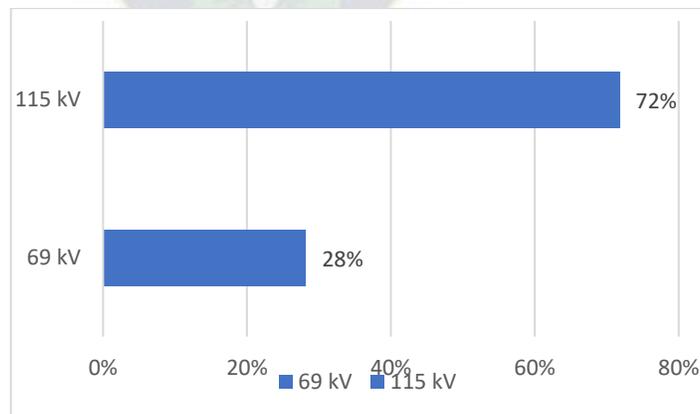
SUBESTACIÓN	POSICION	Nivel de Tensión		Potencia MVA	CIA
		AT [kV]	MT [kV]		
ALTO ACHACHICALA	AT1	115	69	35	LT-66
	AT2	115	69	35	LT-82
	AT3	115	69	35	LT-67
	T1	69	12	16	LT-89
ALTO LA PAZ	T1	115	12	25	LT-137
	T2	115	12	25	LT-136
ALTO LIMA		115	12	25	LT-135
AV. ARCE	T1	115	6,9	25	LT-116
	T2	15	6,9	25	LT-117
BOLOGNIA	T1	115	6,9	25	LT-84
	T2	115	6,9	25	LT-85
CATACORA	T1	115	6,9	10	LT-100
	T2	115	6,9	10	LT-108
CHALLAPAMPA	T1	115	6,9	15	LT-105
	T2	115	6,9	15	LT-106
CHUQUIAGUILLO	T-1	115	6,9	20	LT-121
	T-2	115	6,9	16	LT-96
COSMOS	T1	115	12	25	LT-130
	T2	115	12	25	LT-120
COTA COTA	T1	115	6,9	25	LT-101
	T2	115	6,9	25	LT-107
KENKO	AT1	115	69	35	LT-68
	AT2	115	69	35	LT-69
	T1-69	69	6,9	20	LT-133
	T2-69	69	6,9	20	LT-109
	T3-69	69	12	10	LT-50

	T1-115	115	12	25	LT-125
MUNAYPATA	T1	69	6,9	10	LT-65
	T2	69	6,9	15	LT-48
PAMPAHASI	T1	115	6,9	25	LT-97
	T2			25	LT-131
PLANTA ACHACHICALA	T1	69	6,9	10	LT-77
RIO SECO	T1	115	12	25	LT-114
	T2	115	12	25	LT-115
ROSASSANI	T1	115	6,9	15	LT-88
	T2	115	6,9	15	LT-87
TARAPACA	T1	69	6,9	10	LT-74
	T2	69	6,9	15	LT-76
TEMBLADERANI	T1	115	6,9	10	LT-75
	T2	115	6,9	10	LT-79

Nota: En la tabla se muestra las características de las subestaciones y transformadores

Figura 8

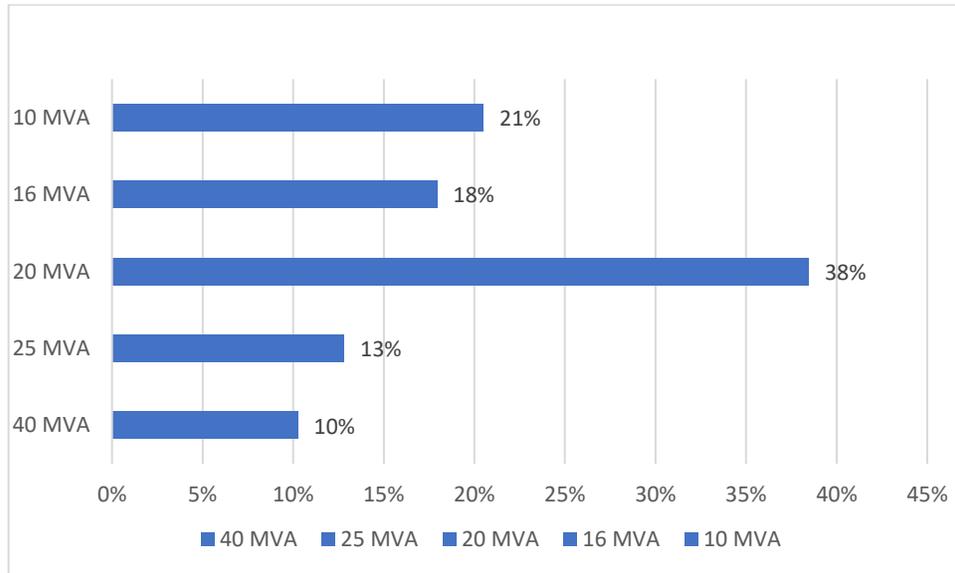
Niveles de tensión



Nota: Niveles de tensión de transformadores en el primario (lado de alta tensión)

Figura 9

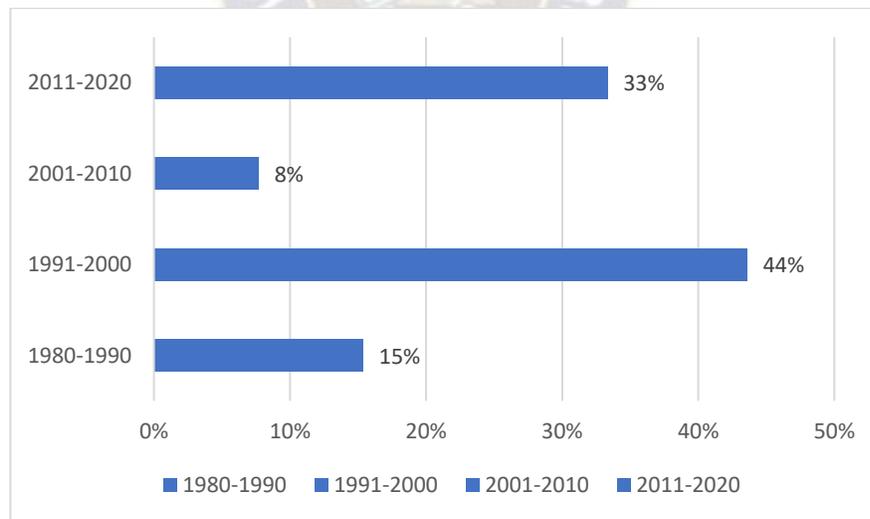
Potencia de transformadores



Nota: Potencia de transformadores

Figura 10

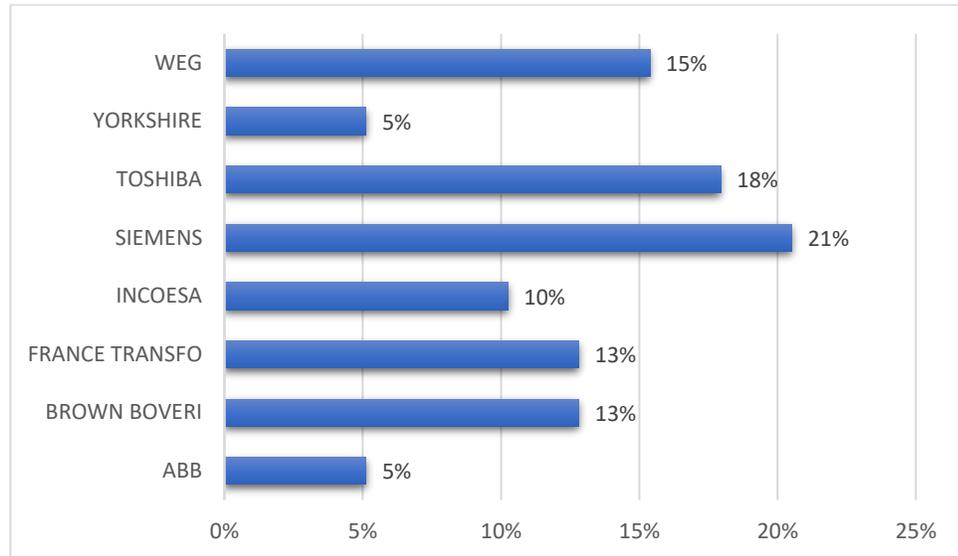
Año de puesta en servicio



Nota: Año de puesta en servicio de transformadores

Figura 11

Marca de los transformadores



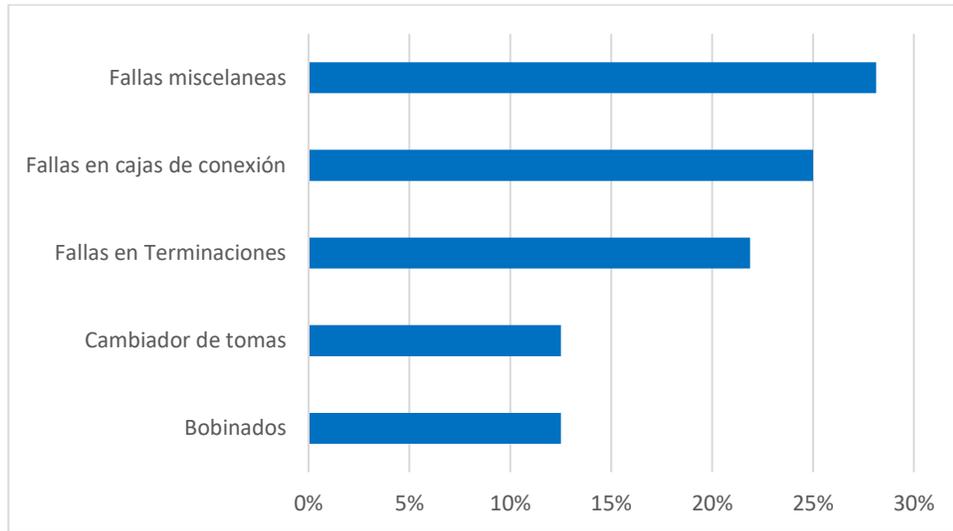
Nota: Se muestra el porcentaje de las marcas de los distintos transformadores montados las subestaciones

3.3 Análisis de componentes y probabilidades de falla de transformadores

Para el cálculo de fallas se recopiló las fallas de los transformadores de la ciudad de La Paz y El Alto desde el año 2014 hasta el año 2021 los mismos se muestran en el Anexo1.

Figura 12

Tipos de falla



Nota: Tipos de fallas de transformadores de potencia

Tabla 13

Año de fabricación

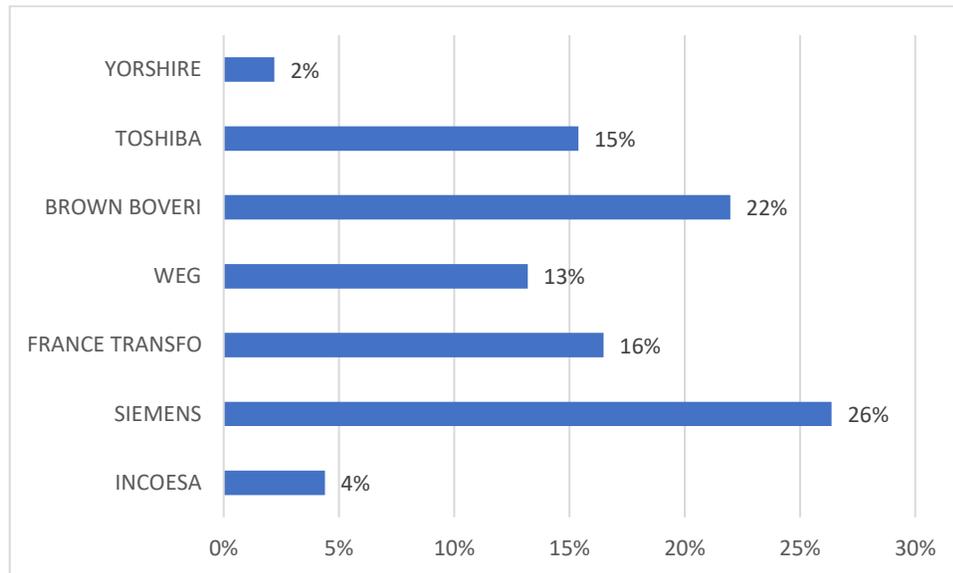
Marca	Año Aprox. De fabricación
BROWN BOVERI	1980
ABB	2000
FRANCE TRANSFO	1997
INCOESA	1999
SIEMENS	2012
TOSHIBA	1996
WEG	2018
YORKSHIRE	1981

Nota: Año aproximado de fabricación de los transformadores que presentaron fallas

Mediante el teorema de Bayes se calculó la probabilidad de falla por Marca de transformador, el mismo se muestra en la figura 14:

Figura 14

Probabilidad de falla de transformadores



Nota: Porcentaje de probabilidad de falla de cada marca de los transformadores

En la figura anterior se muestra que la marca de transformadores que más fallas presenta es la SIEMENS con el 26% del total de las fallas, pero esto es debido también a que se tiene un mayor número de transformadores SIEMENS instalados.

3.4 Cálculo de la vida útil remanente de los transformadores de potencia

El cálculo de la vida útil remanente de los transformadores de DELAPAZ emplazados en las ciudades de La Paz y El Alto se encuentra detallado en el Anexo 3. Como se describió en el marco teórico la vida útil de un transformador de potencia puede ser estimada a partir de la vida del aislamiento similares a la Ley de Arrhenius. Un transformador puede durar 30 años con una temperatura de punto caliente de 98°C (a 20°C temperatura media anual) y plena carga. En el sistema los transformadores no se

encuentran a plena carga, es más se dimensionan para que solo tengan una cargabilidad de 70 u 80 %, en este sentido se podría deducir que su aislamiento puede durar más de 300 años.

Se cuenta en el sistema con transformadores con más de 30 años de operación y con el procedimiento de cálculo de la Ley de Arrhenius se demuestra que su vida útil puede llegar a 45 años (394200 horas) con el mantenimiento adecuado, y es acertado mencionar que las temperaturas de las ciudades de La Paz y El Alto favorecen al cálculo y operación del transformador.

También cabe indicar que en la mayoría de los transformadores la distribución de temperatura no es uniforme, la parte que está operando con la mayor temperatura sufrirá el mayor deterioro, en este sentido, es usual en estudios de envejecimiento considerar los efectos producidos por la temperatura en los puntos más calientes.

A continuación, se muestra un resumen del cálculo de la vida útil y remanente mostrada en el Anexo 3.

Para la elaboración de la tabla 7 se utilizaron las ecuaciones 1 y 2 de la ley de Arrhenius.

Tabla 7

Cálculo de vida útil

Subestación	Posición	CIA	Año de Puesta en Servicio	%Pérdida de Vida	Vida residual	Pérdida de Vida en años	Vida remanente Calculada	Vida útil revalorizada
ALTO ACHACHICALA	AT1	LT-66	1981	5,970275802	-11	1,22629465	19,31	4
	AT3	LT-67	1981	6,225160452	-11	1,27864796	19,26	4
	T1	LT-89	1997	0,92563984	5	0,19012642	20,35	20
ALTO LA PAZ	T1	LT-137	2019	0,195010011	27	0,04005506	20,50	42

	T2	LT-136	2020	0,144565048	28	0,02969366	20,51	43
ALTO LIMA	T1	LT-135	2020	0,827779926	28	0,170026	20,37	43
AV. ARCE	T1	LT-116	2012	10,67484669	20	2,19261351	18,35	35
	T2	LT-117	2012	1,353064599	20	0,27791947	20,26	35
BOLOGNIA	T1	LT-84	1996	11,26651237	4	2,31414164	18,23	19
	T2	LT-85	1996	3,868389962	4	0,7945673	19,75	19
CATACORA	T1	LT-100	2000	5,84534848	8	1,20063458	19,34	23
	T2	LT-108	2007	2,712800775	15	0,55720928	19,98	30
CHALLAPAMPA	T1	LT-105	2000	6,046110322	8	1,24187106	19,30	23
	T2	LT-106	2000	9,742439098	8	2,00109699	18,54	23
CHUQUIAGUILLO	T-1	LT-121	2012	0,87004896	20	0,17870806	20,36	35
	T-2	LT-96	1999	1,782128409	7	0,36604918	20,17	22
COSMOS	T1	LT-130	2018	8,905262084	26	1,82914083	18,71	41
	T2	LT-120	2012	13,09459869	20	2,68963057	17,85	35
COTA COTA	T1	LT-101	1999	24,6260428	7	5,05818919	15,48	22
	T2	LT-107	2006	60,14341239	14	12,3534569	8,19	29
KENKO	AT1	LT-68	1980	14,53073585	-12	2,98461314	17,56	3
	AT2	LT-69	1981	7,281957771	-11	1,49571413	19,04	4
	T1-69	LT-133	2019	0,17231322	27	0,03539314	20,50	42
	T2-69	LT-109	2009	2,733109572	17	0,56138071	19,98	32
	T5-69	LT-50	1992	2,291586687	0	0,47069191	20,07	15
	T1-115	LT-125	2016	28,30827322	24	5,81451932	14,73	39
MUNAYPATA	T1	LT-65	1989	292,3531185	-3	60,0493305	-39,51	12
	T2	LT-48	1982	24,19906463	-10	4,97048787	15,57	5
PAMPAHASI	T1	LT-97	2000	3,04888131	8	0,62624022	19,91	23
	T2	LT-131	2018	0,229513844	26	0,04714214	20,49	41
PLANTA ACHACHICALA	T1	LT-77	1993	184,4790028	1	37,8919872	-17,35	16
RIO SECO	T1	LT-114	2012	14,68292472	20	3,01587274	17,52	35
	T2	LT-115	2012	4,279602305	20	0,87903031	19,66	35
ROSASSANI	T1	LT-88	1998	7,400534769	6	1,52006984	19,02	21
	T2	LT-87	1997	6,746034779	5	1,38563554	19,15	20
TARAPACA	T1	LT-74	1993	91,05858667	1	18,7034337	1,84	16
	T2	LT-76	1993	80,45529474	1	16,5255175	4,01	16
TEMLADERANI	T1	LT-75	1993	126,2096434	1	25,9234608	-5,38	16
	T2	LT-79	1995	87,11855027	3	17,8941502	2,65	18

Nota: Cálculo de la vida útil mediante las ecuaciones de Arrhenius y Montsiger

Una vez demostrado que la vida útil de los transformadores llega a los 45 años se procedió a realizar el cálculo de la vida útil revalorizada de los activos que en este caso son los transformadores de potencia que son mostrados en la tabla 7.

Probabilidades y tipos de falla

En la tabla 8 se presenta las actividades de mantenimiento realizados a los transformadores de potencia.

Tabla 8

Actividades de mantenimiento

Actividades de mantenimiento	de	Frecuencia
Inspección		1 mes
Termografía		6 meses
Inspección exhaustiva		1 año
Análisis de gases disueltos del aceite		1 año
Ensayos físicos, químicos y eléctricos		1 año
Análisis de respuesta en frecuencia		3 años
Pruebas eléctricas		3 años
Pruebas dieléctricas		3 años
Pruebas dinámicas		3 años
Revisión de componentes		3 años
Medición de descargas parciales		5 años

Fuente: DELAPAZ

En las tablas siguientes se puede advertir que los transformadores que presentan mayores problemas son los de marca FRANCE TRANSFO.

Tabla 9*Fallas en bobinados*

MARCA	FALLAS
FRANCE TRANSFO	2
BROWN BOVERI	1
CANADIAN GE	1

Tabla 10*Fallas en terminaciones*

MARCA	FALLAS
YORKSHIRE	1
SIEMENS	3
FRANCE TRANSFO	3
WEG	1

Tabla 11*Fallas en cajas de conexión*

MARCA	FALLAS
INCOESA	2
YORKSHIRE	1
FRANCE TRANFO	1
TOSHIBA	2
BROWN BOVERI	1
SIEMENS	1

Tabla 12*Fallas misceláneas*

MARCA	FALLAS
SIEMENS	3
FRANCE TRANSFO	1
WEG	1
BROEN BOVERI	2

TOSHIBA	1
---------	---

Tabla 13

Año de fabricación de los transformadores

Marca	Año Aprox. De fabricación
BROWN BOVERI	1980
ABB	2000
FRANCE TRANSFO	1997
INCOESA	1999
SIEMENS	2012
TOSHIBA	1996
WEG	2018
YORKSHIRE	1981

Tabla 14

Fallas en el cambiador de tomas

MARCA	FALLAS
BROWN BOVERI	1
FRANCE TRANSFO	2

La marca FRANCE TRANSFO fue instalado en el año 1997.

Tabla 15

Fallas por año de fabricación

Año	Fallas
1980-1990	7
1991-2000	13
2001-2010	4
2011-2020	6

Nota: Fallas en todos los transformadores de potencia del sistema DELAPAZ

Tabla 16

Fallas por subestación

Subestación	Fallas
KENKO	5
ALTO ACHACHICALA	7
PAMPAHASI	2
MUNAYPATA	4
COSMOS	4
CATACORA	2
RÍO SECO	1
ALTO LA PAZ	1
TEMBLADERANI	1
ROSASSANI	3

Donde podemos advertir que los fallas se suscitaron con mayor grado en la subestación Alto Achachicala y los transformadores entre los años 1991 a 2000 los cuales tiene mayor número de fallas.

En este sentido se elaborará el plan de mantenimiento considerando estos tipos de fallas, año de instalación y tiempo de reparación.

En el Anexo 2 se muestran los Análisis AMEF del RCM para las principales fallas detectadas en el transformador.

Los valores de MTBF, MTTR y disponibilidad para los transformadores analizados son los siguientes (en horas):

MTBF	MTTR	DISPONIBILIDAD
1933.06	10.9434375	99%

Considerando que se tiene una Disponibilidad alta de servicio, asimismo la tasa de fallas calculada es la siguiente.

Tasa de fallas		
0.000514403	4.48	Fallas/unidad-año

Y la confiabilidad:

CONFIABILIDAD	
1.1%	año
10%	semestre

Donde se advierte una tasa baja de confiabilidad de los activos.

Para Incrementar la confiabilidad de los activos en este caso los transformadores de potencia se utilizarán el RCM para la elaboración del plan de manteniendo

3.5 Análisis financiero y costos de mantenimiento

En la gestión de repuestos se puede mencionar que esta es variable debido a los diferentes tipos de marcas que se tienen en los transformadores por lo que se realiza el pedido de repuestos cuando se identifica el componente en falla o a fallar.

La adquisición de repuestos tarda por lo menos 3 meses en llegar, pero esto depende de la marca y el lugar de fabricación.

A continuación, se muestran los costos actuales de mantenimiento predictivo, es decir los costos a los que se incurren para realizar el mantenimiento con los equipos durante un mantenimiento.

Tabla 17

Costo de mantenimiento Preventivo

1. MATERIALES

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
A	MATERIALES				
A.1	LIQUIDO DESENGRASANTE	LT	5	2,00	10,00
A.2	ESCOBA	PIEZA	1	1,50	1,50
A.3	BOLSAS	PIEZA	10	0,50	5,00
A.4	WIPES	KG	5	1,00	5,00
A.5	FRANELA	MTS	5	1,00	5,00
A.6	PERNO FIERRO GALVANIZADO SENCILLO 5/8X10"	PIEZA	10	0,99	9,90
A.7	PERNO FIERRO GALVANIZADO SENCILLO 3/4X10"	PIEZA	10	0,99	9,90
A.8	PERNO FIERRO GALVANIZADO SENCILLO 5/8X10"	PIEZA	10	0,99	9,90
A.9	TUERCA 5/8"	PIEZA	10	0,82	8,20
A.10	TUERCA 3/4"	PIEZA	10	0,82	8,20
	SUBTOTAL MATERIALES (USD)				72,60

2. MANO DE OBRA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS (h)	COSTO UNITARIO (USD/h)	COSTO TOTAL (USD)
B	MANO DE OBRA				
B.1	Sobrestante	1	8	6,79	54,32
B.2	Maestro I	1	8	4,96	39,68
B.3	Maestro II	1	8	3,86	30,88
B.4	Ayudante	5	8	1,95	78,00
	SUBTOTAL MANO DE OBRA (USD)				202,88

3. SUPERVISIÓN E INGENIERÍA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS (h)	COSTO UNITARIO (USD/h)	COSTO TOTAL (USD)
C	SUPERVISIÓN				

C.2	Supervisión (Jefatura de Sección)	1	8	10,10	80,80
	SUBTOTAL SUPERVISIÓN E INGENIERÍA (USD)				80,80

4. TRANSPORTE Y VEHÍCULOS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS (h)	COSTO UNITARIO (USD/h)	COSTO TOTAL (USD)
D	TRANSPORTE Y VEHÍCULOS				
D.1	Camioneta	2	8	11,88	190,08
	SUBTOTAL TRANSPORTE Y VEHÍCULOS (USD)				190,08

5. HERRAMIENTAS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	HORAS (h)	COSTO UNITARIO (USD/h)	COSTO TOTAL (USD)
D	HERRAMIENTAS				
D.1	Uso de Herramientas	GLOBAL	8	5,00	40,00
	SUBTOTAL TRANSPORTE Y VEHÍCULOS (USD)				40,00

RESUMEN COSTOS	
1. MATERIALES	72,60
2. MANO DE OBRA	202,88
3. SUPERVISIÓN E INGENIERÍA	80,80
4. TRANSPORTE Y VEHÍCULOS	190,08
5. HERRAMIENTAS	40,00
6. COMPLEMENTARIOS	20,00
COSTO TOTAL (DÓLARES AMERICANOS)	546,36

Nota: Se muestra los costos de mantenimiento aproximados incurridos en realizar el mantenimiento a un transformador de potencia.

Costos aproximados de las diferentes actividades de mantenimiento.

Tabla 18

Costos Tareas de Mantenimiento

Actividad	Costo USD
Inspección Rutinaria	37,58
Termografía	51,40
Inspección exhaustiva	59,20
Ensayos Físico Químicos	1000.00
Análisis de Furanos	500.00
Medición de descargas parciales	2000.00
Ensayos eléctricos y dieléctricos a Transformadores	783,84
Total	4432.02

Nota: Costos aproximados de ensayos dieléctricos y pruebas en transformadores.

Estos costos son en promedio debido que en la alguna subestación el tiempo de traslado es de hasta hora y media al lugar de trabajo y otros de tan solo 15 minutos.

El costo del análisis de gases disueltos en laboratorios internacionales varía mucho, entre los laboratorios mas utilizados se tienen los SDMYERS Y SEA MARCONI y en el ámbito nacional ENDE TRANSMISION.

La diferencia reside en la calidad, los materiales y también el transporte y de las muestras siendo los costos aproximados:

Tabla 19

	Costo en USD
Análisis de gases disueltos en laboratorio	2000

Como se puede observar los costos de mantenimiento por transformador serian el resultado de las tablas 17, 18 y 19.

Tabla 20

Costos de tareas de mantenimiento

	Materiales y mano de obra [USD]	DGA	Ensayos Dieléctricos [USD]	Total
Costos de Mantenimiento	546.36	2000	4432.02	6978.38

De la ecuación (1)

$$CTT = CFJ + CV + CFN + CFA$$

Donde:

CTT: Costo total de mantenimiento

CFJ: Costos Fijos (Costos por las tareas de Mantenimiento)

CV: Costos Variables (Se atribuirá a la distancia de las subestaciones y al tamaño de esto, lo que podría hacer variar la cantidad de material utilizado y a los costos administrativos en la generación de reportes, asumimos 500 USD)

CFN: Costos Financieros (Se atribuye a el lucro cesante que en el caso de DELAPAZ por realizarse la transferencia de carga en la mayoría de las subestaciones no se atribuye un monto)

CFA: Costos por falla (No se atribuyen costos si es que se realiza una transferencia de carga)

$$CTT = 6978.38 + 500.00 = 7478.38 \text{ USD}$$

Entonces se puede entender que este costo es el costo total promedio que se incurre en el mantenimiento de los transformadores de potencia

En la tabla siguiente se muestra el valor de los transformadores de potencia y la relación entre el costo del transformador y el adquirir un analizador de gases DGA en línea cuyo costo es de aproximadamente 50000 USD.

Tabla 21

Relación de Costos

SUBESTACIÓN	CIA	Potencia MVA	Costo del transformador [USD]	Costo de DGA [USD]	Costo de DGA en laboratorio [USD]	Relación de costos inversión/ COSTO DGA (7 gases)	Relación de costos inversión/ COSTO MAN
ALTO ACHACHICALA	LT-66	40	1040000	50000	2000	21	26
	LT-67	40	1040000	50000	2000	21	26
	LT-89	16	200000	50000	2000	4	5
ALTO LA PAZ	LT-137	25	650000	50000	2000	13	16
	LT-136	25	650000	50000	2000	13	16
ALTO LIMA	LT-135	25	600000	50000	2000	12	15
AV. ARCE	LT-116	20	450000	50000	2000	9	11
	LT-117	20	450000	50000	2000	9	11
BOLOGNIA	LT-84	16	320000	50000	2000	6	8
	LT-85	16	320000	50000	2000	6	8
CATACORA	LT-100	20	400000	50000	2000	8	10
	LT-108	20	400000	50000	2000	8	10
CHALLAPAMPA	LT-105	20	400000	50000	2000	8	10
	LT-106	20	400000	50000	2000	8	10
CHUQUIAGUILLO	LT-121	20	450000	50000	2000	9	11
	LT-96	16	250000	50000	2000	5	6
COSMOS	LT-130	25	650000	50000	2000	13	16
	LT-120	20	650000	50000	2000	13	16
COTA COTA	LT-101	20	450000	50000	2000	9	11
	LT-107	20	450000	50000	2000	9	11
KENKO	LT-68	40	1040000	50000	2000	21	26
	LT-69	40	1040000	50000	2000	21	26
	LT-133	20	200000	50000	2000	4	5
	LT-109	20	200000	50000	2000	4	5
	LT-50	10	200000	50000	2000	4	5

	LT-125	25	600000	50000	2000	12	15
MUNAYPATA	LT-65	9.9	200000	50000	2000	4	5
	LT-48	9.9	200000	50000	2000	4	5
PAMPAHASI	LT-97	16	320000	50000	2000	6	8
	LT-131	20	650000	50000	2000	13	16
PLANTA ACHACHICALA	LT-77	10	200000	50000	2000	4	5
RIO SECO	LT-114	20	450000	50000	2000	9	11
	LT-115	20	450000	50000	2000	9	11
ROSASSANI	LT-88	16	300000	50000	2000	6	8
	LT-87	16	300000	50000	2000	6	8
TARAPACA	LT-74	10	200000	50000	2000	4	5
	LT-76	10	200000	50000	2000	4	5
TEMBLADERANI	LT-75	10	200000	50000	2000	4	5
	LT-79	10	200000	50000	2000	4	5

Donde se puede observar que la diferencia entre costos del DGA (7 gases) que se adquiriría con el transformador es casi igual al de realizar los mantenimientos bi o trianuales, con la diferencia de que cuando se envía a laboratorio las muestras pueden contaminarse y no provocar error en la detección de gases a diferencia de que con los monitores de DGA se obtiene los resultados en línea y están a disposición en cualquier instante lo que derivara en que se pueda encontrar el problema en el menor tiempo posible

En el caso Bolivia surge un problema al adquirir estos monitores ya que cuando se compra el transformador se opta por el de menor precio, por lo que el transformador pierde este tipo de monitores y accesorios. Para evitar este inconveniente de debe realizar la licitación con este monitor en todos los casos, con la finalidad de que todos los fabricantes oferten sus transformadores que el monitor DGA.

También se indica que DELAPAZ es una empresa pública por lo que la depreciación es distinta al de la empresa privada. En el caso de activos se programan los reemplazos según su vida útil, y en la privada se van depreciando año tras año



CAPÍTULO 4: ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

En base a los datos del anexo 2 y el capítulo anterior se desarrolla el plan de mantenimiento donde se toma en cuenta los transformadores con mayor probabilidad de falla, así como también el año de puesta en servicio que en la mayoría de los casos coincide con el año de instalación.

Para la elaboración del plan de mantenimiento se utilizó el RCM como ya se indicó, mismo que será aplicado a los transformadores con mayor número de fallas.

Cabe recalcar que las tareas de inspecciones mensuales y exhaustiva de carácter anual se consideran de gran importancia mismas que deben ser realizadas al igual que la termografía.

En base a las características, los problemas detectados y las causas de las fallas es que se elabora el plan de mantenimiento para los transformadores descrito a continuación:

Tabla 22

Tareas de Mantenimiento

Frecuencia	Actividad	
Mensual	Inspección Rutinaria	Detección de posibles fallas
	Inspección de cambiadores de tomas	Detección de posibles fallas
Trimestral	Lubricación de contactos en cambiadores de Tomas	Mejor operación
Semestral	Termografía	Puntos calientes
Anual	Inspección exhaustiva	Detección de fallas incipientes
	Inspección de elementos mecánicos y ajuste de contactos	Detección de fallas incipientes

	Análisis de gases disueltos del aceite	Deterioro y degradación del aceite
	Ensayos físicos, químicos y eléctricos	Deterioro y degradación del aceite
Bianual	Análisis de respuesta en frecuencia	Condición del aislamiento del transformador
	Pruebas eléctricas	Condición del aislamiento del transformador
	Pruebas dieléctricas	Condición del aislamiento del transformador
	Análisis de furanos	Condición del papel aislante
Triannual	Medición de descargas parciales	Condición del bobinado del transformador
	Inspección y ajuste del cambiador de tomas	Detección de fallas incipientes

Los transformadores de 10 a 20 años de antigüedad mantendrán el formato actual y los transformadores con menos de 10 años seguirán la siguiente frecuencia:

Tabla 23

Tareas de Mantenimiento

Actividades de mantenimiento	Frecuencia
Inspección	Mensual
Termografía	Semestral
Inspección exhaustiva	A anual
Análisis de gases disueltos del aceite	Bianual
Ensayos físicos, químicos y eléctricos	Bianual
Análisis de respuesta en frecuencia	Quinquenal
Pruebas eléctricas	Quinquenal
Pruebas dieléctricas	Quinquenal
Revisión de componentes	Quinquenal
Medición de descargas parciales	Quinquenal

Por lo expuesto anteriormente se puede indicar que en algunos casos se requiere mayor atención de mantenimiento lo que hace incrementar el costo, sin embargo, en otros casos la frecuencia de mantenimiento es menor.



CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para el cumplimiento y/o alargamiento de la vida útil del mismo, al ser este el activo de mayor valor de la subestación.

Se elaboró un plan de mantenimiento donde se establece una tabla de frecuencias de actividades de mantenimiento producto el análisis RCM realizado, para garantizar el buen funcionamiento del transformador de potencia de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante, cabe resaltar que el intervalo de tiempo del mantenimiento que se presenta puede variar de acuerdo con el entorno laboral, disponibilidad de personal especializado o uso del equipo.

Se determinó la vida remanente y la vida útil de los transformadores de potencia del sistema DELAPAZ en las ciudades de La Paz y El Alto, donde se verifica que 6 unidades requieren ser renovadas. El plan de renovación de transformadores debe ser incluido en el Plan de inversiones de cuatro años aprobado por el ente regulador para unidades de capital y capital reemplazo.

Es recomendable para las unidades con ciclo de vida útil cumplida, eliminar recierres automáticos de interruptores con falla, bloqueando los relés de recierre, unidad ANSI 79, en los alimentadores conectados a dichos transformadores. Adicionalmente,

instruir a los operadores del sistema de distribución, ordenar la inspección total de alimentador luego de cada operación de relés protección, eliminando la posibilidad de cierre con falla y la alta probabilidad de falla de la unidad transformadora debido a las altas corrientes de cortocircuito, tal como se produjeron en casos de unidades envejecidas

De acuerdo con la experiencia y los resultados de las pruebas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro del sistema de aislamiento. En este sentido, este puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo y predictivo periódico orientado a combatir los factores nocivos: humedad, oxígeno, calor y contaminación, que inciden en el deterioro y envejecimiento acelerado del sistema de aislamiento del transformador.

Es recomendable la introducción gradual de tecnologías de última generación como instrumentos de monitoreo en línea DGA Análisis de gases disueltos, con resolución de 7 gases por minuto, periodo de prueba de un minuto, con ciclo total de dos minutos, monitoreado por Sistema de control y adquisición de datos SCADA. La inclusión en el Plan de inversiones de equipos fijos y portables dependerá de la ingeniería económica realizada por la empresa distribuidora.

Finalmente se recomienda para la provisión de transformadores nuevos, la aplicación de monitores en línea DGA, asegurando la disponibilidad de estos, anticipando las posibles fallas de aislación, realizando mantenimiento programado y eliminando apagones perjudiciales a las empresas y a la sociedad. La relación beneficio/costo de monitores en línea DGA para transformadores de 25 MVA, 115 /24.9 kV, a precios actuales en dólares americanos es de $750,000/50,000 = 15$.



GLOSARIO

A

ANSI

Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, 52

D

DELAPAZ S.A.

Distribuidora de electricidad de La Paz, es la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica en el departamento de La Paz., 10

DGA

Acrónimo en inglés de Analizador de Gases Disueltos, 16

E

EOL

Es el acrónimo del término en inglés conocido como End of Life (Fin de vida), 42

F

Fallas

Cuando un elemento no puede cumplir con su función, 18

Funcionamiento aceptable

Que puede cumplir su función por un determinado periodo, 25

G

Gestión de activos

Consiste en obtener el máximo rendimiento de los bienes o recursos, 29

I

Inspección

Proceso, servicio o instalación —o su diseño— para evaluar su conformidad con unos requisitos en un momento determinado., 68

R

RCM

Reliability Centred Maintenance o Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, 16

S

SCADA

Supervision control y adquisición de datos, es un software utilizado para sistemas para monitorieae operar y supervisar sistemas eléctricos., 71

T

Transformadores de potencia
Elemento estatico de un sistema eléctrico de potencia que sirve para transformar tension y corriente a distintos niveles., 9

V

Vida útil
La vida útil es el período en el que una empresa espera utilizar el activo y el tiempo durante el cual se produce la amortización., 28

BIBLIOGRAFIA

- IEEE Std C57-91. “. (1995). Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- ABB, G. (18 de mayo de 2015). Incremento del ciclo de vida de máquinas rotativas.
- ACIEM. (2009). *Estudio Estado del Arte Mantenimiento en Colombia a 2008*. Obtenido de <http://www.aciem.org/>
- Amendola, L. (2012). *Organización y gestión del mantenimiento* (2 ed.). Valenvia: PMM .
- American Polywater Corporation. (2022). *Polywater*. Obtenido de <https://www.polywater.com/es/knowledge-hub/el-envejecimiento-de-los-transformadores-de-potencia/>
- Caceres, R. (2021). *Boliviaimpuestos.com*. Obtenido de <https://boliviaimpuestos.com/porcentajes-de-depreciacion-de-activos-fijos/>
- Castellano, C. (2020). *VISION INDUSTRIAL*.
- ComparaSoftware. (2020). *ComparaSoftware*. Obtenido de <https://blog.comparasoftware.com/evolucion-del-mantenimiento/>
- Edgar Fuenmayor, E. M. (2018). Análisis de Costo de Ciclo de Vida. Toma de Decisión de Inversión de Capital. *CONSULTANT AT MACHINERY & RELIABILITY INSTITUTE - MRI*, 17.
- IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Inmersed Transformers. (1995). *IEEE Std C57.91-1995* .
- Lafraia, J. R. (2001). *Manual de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad*.
- Lameirinhas, G. (2020). *TRACTIAN*. Obtenido de TRACTIAN: <https://tractian.com/>
- Mantenimiento Petroquímica. (2021). *Mantenimiento Petroquímica*. Obtenido de <https://www.mantenimientopetroquimica.com/rcm.html>
- McNutt, W. (1992). Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides. *IEEE Transactions on Power Delivery*.

- Mendez, W. M. (2019). Metodología para el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Ibagué, Colombia.
- Mendizabal, A. (s.f.). *Gestión del Mantenimiento*. Obtenido de www.angelmendizabal.com
- Montiel, O. A. (2019). *Ingeniería de Confiabilidad y Tipos de Mantenimiento*. Obtenido de <https://www.gestiopolis.com/ingenieria-de-confiabilidad-y-tipos-de-mantenimiento/>
- Moubray, J. (2000). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. .
- PROPYMES. (2014). Obtenido de <https://studylib.es/doc/7359170/el-deterioro-de-los-equipos--mantenimiento-correctivo--pr...>
- Sector Electricidad. (2020). La importancia de la curva «BATH-TUB». *Sector electricidad*.
- SICMA21. (2021). www.sicma21.com.
- Sojo, L. (2000). Curvas de Costos de Ciclo de Vida. *Curvas de Costos de Ciclo de Vida*.
- Torres, C. A. (2021). Mantenimiento Correctivo., (pág. 6).
- UNE IEC 60076-7. (2010). Transformador de potencia” Parte7- Guía de carga para transformadores.

ANEXO 1

DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES DE DELAPAZ

Nº	Fecha	Equipo	S/E	Duración [h]	Motivo Transformador sale de servicio por diferencia de voltajes en el secundario. Falla causada por
1	6/4/2014	LT-86	COSMOS	2,00	Transformador sale de servicio por diferencia de voltajes en el secundario. Falla causada por problemas en conmutador. Actualmente el transformador se encuentra operativo en la S/E Viacha P.
2	29/9/2014	LT-133	KENKO	4,50	Falla de terminación de cable MT monopolar de salida de transformador a celda MT.
3	20/11/2015	LT-120	COSMOS	0,90	Contacto de gato en barras de cobre de salida de transformador de potencia.
4	23/11/2015	LT-89	ALTO ACHACHICALA	6,42	Desconexión de transformador por falla de terminación de cable MT monopolar de salida de transformador a barra MT
5	1/5/2017	LT-89	ALTO ACHACHICALA	---	Desconexión automática por actuación de relé diferencial de transformador, debido a una falla interna. El transformador se encuentra en reparación.
6	2/5/2017	LT-97	PAMPAHASI	4,24	Desconexión automática por falsa señal de válvula de alivio de presión.
7	3/5/2017	LT-97	PAMPAHASI	0,38	Desconexión automática por falla de la válvula de alivio de presión. Se reemplazo válvula de alivio de presión.
8	31/5/2017	LT-65	MUNAYPATA	---	Desconexión automática por actuación del relé Buchholz debido a falla interna. El transformador se encuentra en reparación.
9	17/11/2017	LT-32	MUNAYPATA	---	Desconexión automática por actuación del relé Buchholz debido a falla interna.
10	14/12/2017	LT-109	KENKO	3,43	Desconexión automática por actuación del relé diferencial del transformador por falla en terminación de cable aislado de media tensión a la llegada de la celda MT del transformador. La terna correspondiente al cable dañado fue retirada de
11	26/6/2018	LT-86	COSMOS	2,88	Desconexión de transformador por falla de terminación de cable MT monopolar de salida de transformador a celda MT
12	25/9/2018	LT-108	CATACORA	25,58	Desconexión de transformador por actuación de relé diferencial por causa desconocida. Se presume falla en relé diferencial, por lo que fue reemplazado.
13	13/12/2018	LT-114	RÍO SECO	0,18	Desconexión de transformador por actuación no deseada de relé diferencial por ajuste de supresión de corrientes de secuencia 0 desactivada.
14	25/12/2018	LT-108	CATACORA	1,00	La unidad sale de servicio por falla en relé diferencial de corriente.
15	20/1/2019	LT-108	CATACORA	24,00	Desconexión de transformador por actuación de relé diferencial por falla de CT externo asociado a la bahía del transformador.
16	13/2/2019	LT-66	ALTO ACHACHICALA	3,50	Desconexión de autotransformador por presencia de humedad en borneras de relé de contra flujo de OLTG.
17	9/3/2019	LT-89	ALTO ACHACHICALA	24,00	Desconexión de transformador por actuación del relé diferencial por elevada presencia de corrientes armónicas en el registro de corriente de falla del alimentador Mercurio.
18	30/3/2019	T-2	COSMOS	0,68	Contacto de gato en barras de cobre de salida de transformador de potencia.
19	26/6/2019	LT-65	MUNAYPATA	1,00	Desconexión de transformador por actuación errónea del monitor de temperatura de devanados por falso contacto en circuito de adecuación de imagen térmica.
20	18/7/2019	LT-89	ALTO ACHACHICALA	10,00	Desconexión de transformador por falla en terminaciones de cables aislados de media tensión por intensa nevada.
21	26/7/2019	T-1	TABLACHACA	1,22	Desconexión de transformador por actuación de relé de bajo nivel de aceite por temperatura extremadamente baja.
22	11/1/2020	T-5	KENKO	---	Desconexión de transformador de potencia por falso disparo por presencia de humedad en contactos de válvula de alivio de presión.
23	1/8/2020	LT-89	ALTO ACHACHICALA	8	Transformador sale de servicio por activación de relé diferencial.
24	27/7/2020	LT-109	KENKO	4	El transformador sale de servicio por activación de relé de sobrecorriente en MT, y falla en entrada a CT's en el lado de AT
25	20/10/2020	LT-50	KENKO	25	Falla en la salida del Cable de MT
26	5/11/2020	LT-65	TARAPACA	2	Falla causado por disparo indebido del monitor de temperatura
27	28/12/2020	LT-137	ALTO LA PAZ	20	Falla en cable de MT a tierra
28	5/1/2021	LT-79	TEMBLADERANI	3	La unidad sale de servicio, activación de relé diferencial, falla provocada por un gato en bushing MT
29	20/1/2021	LT-120	COSMOS	5	Falla en terminación cable MT
30	14/2/2021	LT-87	ROSASSANI	3	Contacto indebido entre el borne y el terminal del cable de puesta a tierra del secundario del CT de la fase "C" lado AT
31	1/5/2021	LT-87	ROSASSANI	2	Falla en contacto de cambiador de tomas
32	11/5/2021	LT-65	MUNAYPATA	4	Apertura del interruptor de MT por causa desconocida.
33	22/1/2021	LT-87	ROSASSANI	3	Falla en contacto de cambiador de tomas

ANEXO 2

PLANTILLA AMEF (RCM)						
SISTEMA: Transmisión						
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia						FECHA:
ACTIVO: Aceite Mineral						
AREA O PLANTA: Subestaciones						
Ref. Función	Función (F)	Ref. Falla	Falla Funcional (FF)	Ref. Modo	Modo de Fallas (MF)	Efecto de Falla (EF)
1	Proteger el aislamiento sólido	1.1	No protege al aislamiento solido de la humedad	1.1.1	Por la accion del calor, el oxigeno, los acidos que contribueyen al deterioro del papel	Presencia de descargas parciales
				1.1.2	Por la presencia de acidos organicos producidos por el mismo papel	Cortocircuito entre espiras
		1.2	No protege al aislamiento solido de la suciedad	1.2.1	Por la dinamica del intercambio de humedad entra la celulosa y el aceite	Presencia de particulas contaminantes en el aceite que contribuyen a la formacion de lodos.
				1.2.2	Por la presencia de productos derivados de la oxidación del aceite atacan a las cadenas de celulosa	Cortocircuito entre partes metalicas energizadas
2	Transferencia de Calor	2.1	No permite la adecuada transferencia de calor	2.1.1	Aceite contaminado	Aumento de Temperatura
				2.1.2	Los ventiladores no funcionan	Los ventiladores no enfrian el aceite
				2.1.3	Las válvula de los ventiladores estan cerrados	No circula el aceite por los radiadores
				2.1.4	Por nivel bajo de aceite	Aumento en la temperatura de operación del transformador
						Aumento en el nivel de ruido y/o presencia de ruidos anormales
3	Proporciona Rigidez Dieléctrica	3.1	No proporciona aislación entre partes del transformador	3.1.1	Aceite Sucio	Cambia de color el aceite y pierde aislación
				3.1.2	Aceite Contaminado	Cambia de color el aceite y pierde aislación
				3.1.3	Aceite con Azufre Corrosivo	Pérdida de aislación

ARBOL LÓGICO DE DECISIONES (RCM)															
SISTEMA: Transmisión												FECHA:			
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia															
ACTIVO: Aceite Mineral															
AREA o PLANTA: Subestaciones -															
REFERENCIA			CONSECUENCIAS				H1 S1	H2 S2	H3 S3	ACCION A FALTA DE			TAREAS PROPUESTAS	FRECUENCIA	A REALIZAR POR
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	1,1	1.1.1				SI	SI						Medicion de Factor de Potencia	Bianual	Depto. de mto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.2				SI	SI						Medicion de Factor de Potencia	Bianual	Depto. de mto , sección subestaciones
1	1,2	1.2.1				SI		SI					Análisis de gases disueltos	anual	Contratista
1	1,2	1.2.2			SI	SI		SI					Tratamiento de aceite	Quinquenal	Contratista
2	2,1	2.1.1			SI	SI		SI					Pruebas físicas y químicas del aceite	anual	Depto. de mto , sección subestaciones
2	2,1	2.1.2			SI	SI		SI					Inspeccion rutinaria	mensual	Depto. de mto , sección subestaciones
2	2,1	2.1.3			SI	SI		SI					Inspeccion rutinaria	mensual	Depto. de mto , sección subestaciones
2	2,1	2.1.4			SI	SI		SI					Inspeccion rutinaria	mensual	Depto. de mto , sección subestaciones
3	3,1	3.1.1			SI	SI	SI						Medicion de rigidez dielectrica del aceite	Bianual	Depto. de mto , sección subestaciones
3	3,1	3.1.2			SI	SI	SI						Medicion de rigidez dielectrica del aceite	Bianual	Depto. de mto , sección subestaciones
3	3,1	3.1.3			SI	SI	SI						Pruebas físicas y químicas del aceite	Bianual	Depto. de mto , sección subestaciones

PLANTILLA AMEF (RCM)						
SISTEMA:		Transmisión				
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia						FECHA:
ACTIVO: Cambiador de Tomas						
AREA O PLANTA: Subestaciones						
Ref. Función	Función (F)	Ref. Falla	Falla Funcional (FF)	Ref. Modo	Modo de Fallas (MF)	Efecto de Falla (EF)
1	Regulación de tensión de transformadores de potencia	1.1	No realiza el cambio de derivaciones	1.1.1	Asincronismo o desregulación entre los polos del cambiador	Arcos en los contactos
				1.1.2	Falla en el motor de arrastre que acciona el cambiador y la transmisión	Arcos en los contactos, trabamieto de engranes
				1.1.3	Desgaste de partes mecanicas	No regula la tension, arcos en los contactos
				1.1.4	Bajo nivel de aceite	Arcos en los contactos

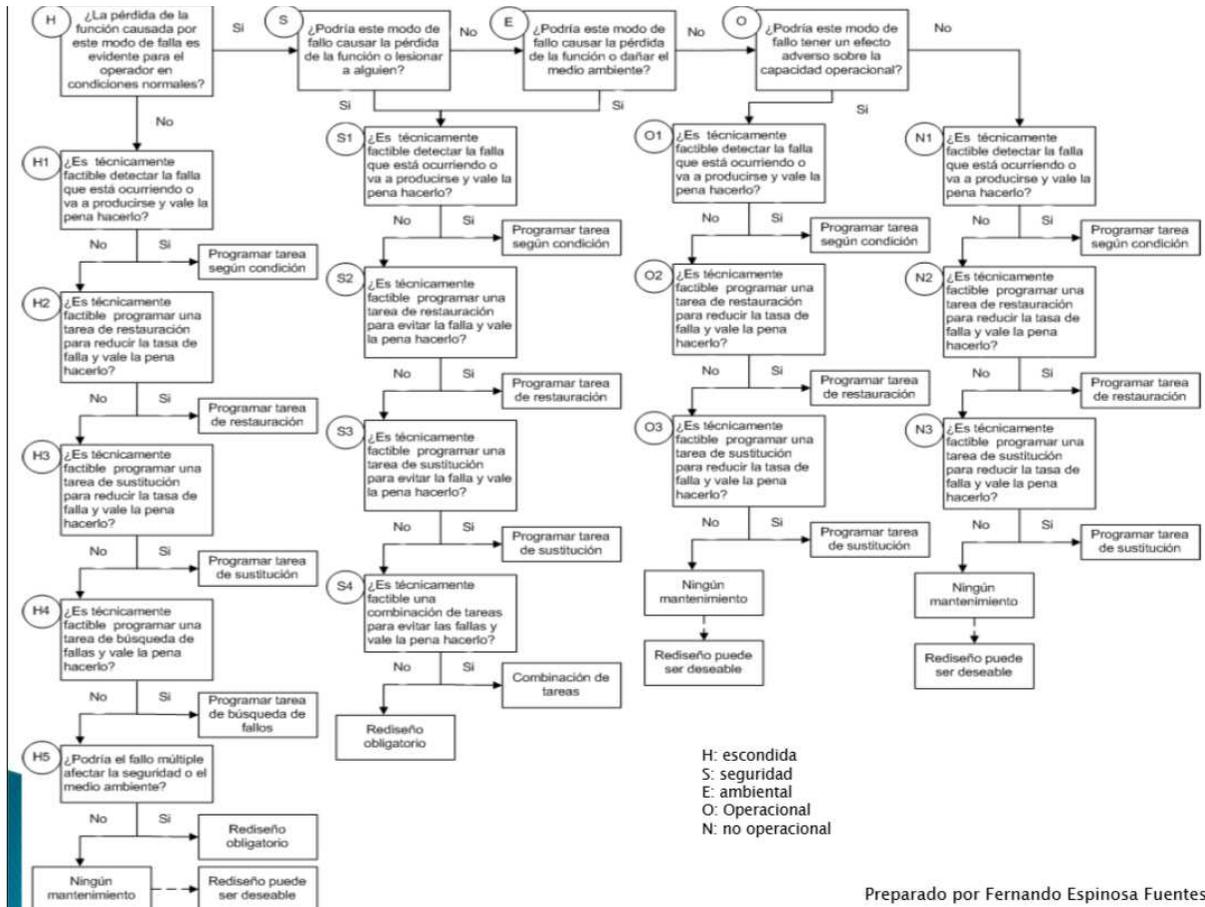
ARBOL LÓGICO DE DECISIONES (RCM)															
SISTEMA: Transmisión														FECHA:	
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia															
ACTIVO: Aceite Mineral															
AREA o PLANTA: Subestaciones -															
REFERENCIA			CONSECUENCIAS				H1 S1	H2 S2	H3 S3	ACCION A FALTA DE			TAREAS PROPUESTAS	FRECUENCIA	A REALIZAR POR
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	1,1	1.1.1				SI		SI					Inspeccion y ajuste	Triannual	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.2				SI		SI					Inspeccion y ajuste	anual	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,2	1.1.3				SI		SI					Lubriacion de contactos	Trimestral	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,2	1.1.4				SI		SI					Inspeccion	Mensual	Depto. de mtto , sección subestaciones

PLANTILLA AMEF (RCM)						
SISTEMA:		Transformador de Potencia				
SUB SISTEMA: Aceite del transformador						FECHA:
ACTIVO: Papel Aislante						
AREA O PLANTA: Subestaciones						
Ref. Función	Función (F)	Ref. Falla	Falla Funcional (FF)	Ref. Modo	Modo de Fallas (MF)	Efecto de Falla (EF)
1	Proveer aislación eléctrica	1,1	No proporciona aislación entre partes del transformador	1.1.1	Ingreso de agua y humedad	Deterioro del papel aislante
			Sobrevoltaje	1.1.2	Transitorios electromagnéticos debidos a descargas atmosféricas o maniobras	Cortocircuito entre espiras
			Disminucion de distancias de aislación	1.1.3	Movimiento de Transformador por transporte	Disminucion de aislacion y cortocircuito entre bobinas
		1,2	Aumento de temperatura de los bobinados	1.2.1	malas conexiones	Deterioro del papel aislante

ARBOL LÓGICO DE DECISIONES (RCM)															
SISTEMA: Transmisión															
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia														FECHA:	
ACTIVO: Papel Aislante															
AREA o PLANTA: Subestaciones -															
REFERENCIA			CONSECUENCIAS				H1 S1	H2 S2	H3 S3	ACCION A FALTA DE			TAREAS PROPUESTAS	FRECUENCIA	A REALIZAR POR
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	1,1	1.1.1				SI			SI				Analisis de contenido de furanos	Triannual	Contratista
1	1,1	1.1.2				SI			SI				Analisis de contenido de furanos	Triannual	Contratista
1	1,1	1.1.3				SI			SI				Analisis de contenido de furanos	Triannual	Contratista
1	1,2	1.2.1				SI			SI				Analisis de contenido de furanos	Triannual	Contratista

PLANTILLA AMEF (RCM)						
SISTEMA:		Transmisión				
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia						FECHA:
ACTIVO: Bobinado del transformador						
AREA O PLANTA: Subestaciones						
Ref. Función	Función (F)	Ref. Falla	Falla Funcional (FF)	Ref. Modo	Modo de Fallas (MF)	Efecto de Falla (EF)
1	Cambio de relacion de tension	1,1	No transforma la tension para la transmisión de energia	1.1.1	Cortocircuito entre bobinas	Generación de gases y actuación del rele Buchholz y aumento de temperatura
				1.1.2	Cortocircuito entre espiras	Generación de gases y actuación del rele Buchholz y aumento de temperatura
				1.1.3	Cortocircuito a tierra	Actuación del rele Buchholz y aumento de temperatura
				1.1.4	Movimiento de las bobinas	Debido al transporte del transformador se puede mover el núcleo y los bobinados
				1.1.5	Mala conexión con el bushing	Efecto corona y arco entre el bushing y bobina
				1.1.6	Deformacion de las bobinas	Detiroro del papel aislante

ARBOL LÓGICO DE DECISIONES (RCM)															
SISTEMA: Transmisión															
SUB SISTEMA: Transformador de Potencia												FECHA:			
ACTIVO: Bobinado del Transformador															
AREA o PLANTA: Subestaciones -															
REFERENCIA			CONSECUENCIAS				H1 S1	H2 S2	H3 S3	ACCION A FALTA DE			TAREAS PROPUESTAS	FRECUENCIA	A REALIZAR POR
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	1,1	1.1.1				SI	SI						Pruebas resistencia de devanados, relacion de transformacion	Bi anual	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.2				SI	SI						Pruebas resistencia de devanados, relacion de transformacion	anual	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.3				SI	SI						Pruebas resistencia de devanados, relacion de transformacion	Bi anual	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.4				SI	SI						Vibraciones, ultrasonido	Cada vez que se mueve o transporta el transformador	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.5				SI	SI						Inspeccion puntos calientes	Cuatrimstral	Depto. de mtto , sección subestaciones
1	1,1	1.1.6				SI	SI						Prueba de reactancia de disperción	Bi anual	Depto. de mtto , sección subestaciones



Preparado por Fernando Espinosa Fuentes

ANEXO 3

SUBESTACIÓN	POSICION	CIA	Año de Puesta en Servicio	Temperatura de Bobinados (°C)									
				Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
ALTO ACHACHICALA	AT1	LT-66	1981	77	78,5	72,5	72,5	72,5	80	75,5	63,5	66,5	72,5
	AT3	LT-67	1981	75,5	72,5	69,5	66,5	63,5	78,5	72,5	84,5	71	72,5
	T1	LT-89	1997	57,5	69,5	54,5	54,5	54,5	54,5	57,5	75,5	60,5	60,5
ALTO LA PAZ	T1	LT-137	2019	69,5	71	69,5	66,5	57,5	60,5	69,5	68	69,5	69,5
	T2	LT-136	2020	68	69,5	65	59	57,5	63,5	72,5	72,5	72,5	72,5
ALTO LIMA	T1	LT-135	2020	78,5	72,5	69,5	78,5	84,5	72,5	72,5	95	84,5	86
AV. ARCE	T1	LT-116	2012	84,5	84,5	78,5	89	98	102,5	84,5	87,5	87,5	87,5
	T2	LT-117	2012	74	69,5	69,5	68	66,5	72,5	78,5	75,5	75,5	78,5
BOLOGNIA	T1	LT-84	1996	84,5	72,5	84,5	83	83	81,5	84,5	84,5	81,5	87,5
	T2	LT-85	1996	72,5	72,5	72,5	74	74	75,5	72,5	75,5	75,5	78,5
CATACORA	T1	LT-100	2000	81,5	78,5	75,5	69,5	63,5	78,5	81,5	81,5	84,5	81,5
	T2	LT-108	2007	75,5	72,5	72,5	71	69,5	75,5	80	78,5	78,5	80
CHALLAPAMPA	T1	LT-105	2000	78,5	72,5	60,5	63,5	66,5	63,5	78,5	50	81,5	95
	T2	LT-106	2000	84,5	84,5	75,5	75,5	75,5	78,5	87,5	84,5	84,5	90,5
CHUQUIAGUILLO	T-1	LT-121	2012	72,5	69,5	69,5	66,5	63,5	65	72,5	72,5	72,5	72,5
	T-2	LT-96	1999	72,5	66,5	69,5	66,5	63,5	63,5	72,5	72,5	66,5	72,5
COSMOS	T1	LT-130	2018	74	75,5	84,5	114,5	104	72,5	72,5	87,5	99,5	87,5
	T2	LT-120	2012	93,5	95	92	105,5	75,5	96,5	87,5	78,5	84,5	78,5
COTA COTA	T1	LT-101	1999	84,5	84,5	87,5	83	83	75,5	78,5	81,5	102,5	102,5
	T2	LT-107	2006	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	93,5	84,5	123,5
KENKO	AT1	LT-68	1980	75,5	69,5	96,5	72,5	72,5	72,5	78,5	81,5	75,5	75,5
	AT2	LT-69	1981	72,5	69,5	78,5	72,5	72,5	72,5	78,5	80	75,5	80
	T1-69	LT-133	2019	69,5	71	60,5	60,5	63,5	60,5	69,5	69,5	69,5	66,5
	T2-69	LT-109	2009	81,5	84,5	75,5	72,5	81,5	71	72,5	75,5	75,5	69,5
	T5-69	LT-50	1992	69,5	66,5	65	50	65	69,5	69,5	71	75,5	72,5
	T1-115	LT-125	2016	102,5	101	105,5	102,5	102,5	102,5	86	104	117,5	96,5
MUNAYPATA	T1	LT-65	1989	110	110	116	113	110	110	108,5	108,5	108,5	111,5
	T2	LT-48	1982	72,5	72,5	102,5	87,5	71	72,5	72,5	84,5	80	80
PAMPAHASI	T1	LT-97	2000	78,5	78,5	69,5	71	71	72,5	72,5	75,5	72,5	72,5
	T2	LT-131	2018	65	66,5	66,5	65	65	63,5	72,5	69,5	60,5	69,5
PLANTA ACHACHICALA	T1	LT-77	1993	102,5	110	99,5	102,5	105,5	110	110	117,5	101	102,5
RIO SECO	T1	LT-114	2012	78,5	93,5	89	93,5	96,5	87,5	90,5	93,5	105,5	87,5
	T2	LT-115	2012	77	78,5	77	77	78,5	78,5	81,5	96,5	83	78,5
ROSASSANI	T1	LT-88	1998	77	87,5	81,5	83	84,5	68	75,5	75,5	75,5	81,5
	T2	LT-87	1997	78,5	75,5	75,5	78,5	81,5	78,5	81,5	81,5	81,5	78,5
TARAPACA	T1	LT-74	1993	102,5	102,5	101	102,5	101	92	102,5	95	102,5	102,5
	T2	LT-76	1993	102,5	95	98	99,5	98	80	102,5	102,5	102,5	102,5
TEMLADERANI	T1	LT-75	1993	110	102,5	102,5	104	105,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
	T2	LT-79	1995	102,5	102,5	96,5	99,5	102,5	102,5	102,5	102,5	99,5	99,5

FAA1	FAA2	FAA3	FAA4	FAA5	FAA6	FAA7	FAA8	FAA9	FAA10	FEQA	%Pérdida de Vida	Vida residual	Pérdida de Vida en años	Vida remanente Calculada	Vida útil Revalorizada
0,02490586	0,02990402	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,03584945	0,02071047	0,00446256	0,00661688	0,01425213	0,02990963	5,970275802	-11	1,22629465	19,31	4
0,02071047	0,01425213	0,00974375	0,00661688	0,00446256	0,02990402	0,01425213	0,06120349	0,01179405	0,01425213	0,0311986	6,225160452	-11	1,27864796	19,26	4
0,00198668	0,00974375	0,00131091	0,00131091	0,00131091	0,00131091	0,00198668	0,02071047	0,00298839	0,00298839	0,007608	0,92563984	5	0,19012642	20,35	20
0,00974375	0,01179405	0,00974375	0,00661688	0,00198668	0,00298839	0,00974375	0,00803636	0,00974375	0,00974375	0,01335685	0,195010011	27	0,04005506	20,50	42
0,00803636	0,00974375	0,00543874	0,00243884	0,00198668	0,00446256	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,01485257	0,144565048	28	0,02969366	20,51	43
0,02990402	0,01425213	0,00974375	0,02990402	0,06120349	0,01425213	0,01425213	0,20262897	0,06120349	0,07293119	0,08504588	0,827779926	28	0,170026	20,37	43
0,06120349	0,06120349	0,02990402	0,10310852	0,28173849	0,45737721	0,06120349	0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,21934616	10,67484669	20	2,19261351	18,35	35
0,01719434	0,00974375	0,00974375	0,00803636	0,00661688	0,01425213	0,02990402	0,02071047	0,02071047	0,02990402	0,0278027	1,353064599	20	0,27791947	20,26	35
0,06120349	0,01425213	0,06120349	0,05128584	0,05128584	0,04291104	0,06120349	0,06120349	0,04291104	0,08677943	0,08903988	11,26651237	4	2,31414164	18,23	19
0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,01719434	0,01719434	0,02071047	0,01425213	0,02071047	0,02071047	0,02990402	0,0305721	3,868389962	4	0,7945673	19,75	19
0,04291104	0,02990402	0,02071047	0,00974375	0,00446256	0,02990402	0,04291104	0,04291104	0,06120349	0,04291104	0,05459541	5,84534848	8	1,20063458	19,34	23
0,02071047	0,01425213	0,01425213	0,01179405	0,00974375	0,02071047	0,03584945	0,02990402	0,02990402	0,03584945	0,03716165	2,712800775	15	0,55720928	19,98	30
0,02990402	0,01425213	0,00298839	0,00446256	0,00661688	0,00446256	0,02990402	0,00069254	0,04291104	0,20262897	0,05647052	6,046110322	8	1,24187106	19,30	23
0,06120349	0,06120349	0,02071047	0,02071047	0,02071047	0,02990402	0,08677943	0,06120349	0,06120349	0,12233603	0,09099414	9,742439098	8	2,00109699	18,54	23
0,01425213	0,00974375	0,00974375	0,00661688	0,00446256	0,00543874	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,01787772	0,87004896	20	0,17870806	20,36	35
0,01425213	0,00661688	0,00974375	0,00661688	0,00446256	0,00446256	0,01425213	0,01425213	0,00661688	0,01425213	0,01592134	1,782128409	7	0,36604918	20,17	22
0,01719434	0,02071047	0,06120349	1,57587936	0,5361681	0,01425213	0,01425213	0,08677943	0,33155369	0,08677943	0,45746209	8,905262084	26	1,82914083	18,71	41
0,17149459	0,20262897	0,1449452	0,62774074	0,02071047	0,23909165	0,08677943	0,02990402	0,06120349	0,02990402	0,2690671	13,09459869	20	2,68963057	17,85	35
0,06120349	0,06120349	0,08677943	0,05128584	0,05128584	0,02071047	0,02990402	0,04291104	0,45737721	0,45737721	0,22006634	24,6260428	7	5,05818919	15,48	22
0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,08677943	0,17149459	0,06120349	3,79418421	0,77238971	60,14341239	14	12,3534569	8,19	29
0,02071047	0,00974375	0,23909165	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,02990402	0,04291104	0,02071047	0,02071047	0,07108971	14,53073585	-12	2,98461314	17,56	3
0,01425213	0,00974375	0,02990402	0,01425213	0,01425213	0,01425213	0,02990402	0,03584945	0,02071047	0,03584945	0,03649494	7,281957771	-11	1,49571413	19,04	4
0,00974375	0,01179405	0,00298839	0,00298839	0,00446256	0,00298839	0,00974375	0,00974375	0,00661688	0,01180228	0,17231322	0,03539314	27	0,03539314	20,50	42
0,04291104	0,06120349	0,02071047	0,01425213	0,04291104	0,01179405	0,01425213	0,02071047	0,02071047	0,00974375	0,04319984	2,733109572	17	0,56138071	19,98	32
0,00974375	0,00661688	0,00543874	0,00069254	0,00543874	0,00974375	0,00974375	0,01179405	0,02071047	0,01425213	0,0156958	2,291586687	0	0,47069191	20,07	15
0,45737721	0,38966768	0,62774074	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,07293119	0,5361681	2,12166027	0,23909165	0,96946141	28,30827322	24	5,81451932	14,73	39
1,000000000	1,000000000	1,829567409	1,355793965	1,000000000	1,000000000	0,857281602	0,8572816	0,8572816	1,1650772	1,82038056	292,3531185	-3	60,0493305	-39,51	12
0,014252126	0,014252126	0,457377211	0,086779427	0,011794048	0,014252126	0,014252126	0,06120349	0,03584945	0,03584945	0,12431026	24,19906463	-10	4,97048787	15,57	5
0,029904021	0,029904021	0,009743747	0,011794048	0,011794048	0,014252126	0,014252126	0,02071047	0,01425213	0,01425213	0,02847648	3,04888131	8	0,62624022	19,91	23
0,005438743	0,006616884	0,006616884	0,005438743	0,005438743	0,004462562	0,014252126	0,00974375	0,00298839	0,00974375	0,01179009	0,229513844	26	0,04714214	20,49	41
0,457377211	1,000000000	0,331553692	0,457377211	0,627740742	1,000000000	1,000000000	2,12166027	0,38966768	0,45737721	1,30712567	184,4790028	1	37,8919872	-17,35	16
0,02990402	0,17149459	0,10310852	0,17149459	0,23909165	0,08677943	0,12233603	0,17149459	0,62774074	0,08677943	0,30170393	14,68292472	20	3,01587274	17,52	35
0,02490586	0,02990402	0,02490586	0,02490586	0,02990402	0,02990402	0,04291104	0,23909165	0,05128584	0,02990402	0,08793703	4,279602305	20	0,87903031	19,66	35
0,02490586	0,08677943	0,04291104	0,05128584	0,06120349	0,00803636	0,02071047	0,02071047	0,02071047	0,04291104	0,06336074	7,400534769	6	1,52006984	19,02	21
0,02990402	0,02071047	0,02071047	0,02990402	0,04291104	0,02990402	0,04291104	0,04291104	0,04291104	0,02990402	0,05544686	6,746034779	5	1,38563554	19,15	20
0,45737721	0,45737721	0,38966768	0,45737721	0,38966768	0,1449452	0,45737721	0,20262897	0,45737721	0,45737721	0,64519547	91,05858667	1	18,7034337	1,84	16
0,45737721	0,20262897	0,28173849	0,33155369	0,28173849	0,03584945	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,57006586	80,45529474	1	16,5255175	4,01	16
1,000000000	0,45737721	0,45737721	0,5361681	0,62774074	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,89425822	126,2096434	1	25,9234608	-5,38	16
0,45737721	0,45737721	0,23909165	0,33155369	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,45737721	0,33155369	0,33155369	0,66300267	87,11855027	3	17,8941502	2,65	18

dasacel10@gmail.com

Cel. 72526565



MINISTERIO DE DESARROLLO
PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-811/2023
La Paz, 5 de Abril del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **29 de Marzo del 2023**, por **DANIEL SAUL CELIS LAGUNA** con C.I. N° 4901942 LP, con número de trámite **DA 387/2023**, señala la pretensión de inscripción de la Tesis de Post-Grado titulada: **"DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO APLICADO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 505,
entre Edo. Uruguay y
C. Batallas Miramir.
Telf.: 2195700 - 2195726
2195751 Fax: 2195700

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bientevanoso.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4411403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
10da. Piso 2, Of. 58,
zona 16 de Julio.
Telfs.: 7241001 - 72042029

Oficina - Choquevaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
c/aci esq. Urriolagotia,
zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 24.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
N° 5837, entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14 (Ex Banco Fie).
Telf.: 67202188

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Albo y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.

www.senapi.gob.bo

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ..."*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, la Tesis de Post-Grado titulada: **"DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO APLICADO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**, a favor del autor y titular: **DANIEL SAUL CELIS LAGUNA** con C.I. Nº 4901942 LP, bajo el seudónimo **DANCEL**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



Adg. Carlos Alberto Soruco Arroyo
**DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
 Y DERECHOS CONEXOS**
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL

CASA/mnct
 c.c. Arch.



Oficina Central - La Paz
 Av. Montes, Nº 515,
 entre Esp. Uruguay y
 C. Batallón Illimani.
 Telf.: 2195700 - 2195276
 219525 Fax. 2195700

Oficina - Santa Cruz
 Av. Uruguay, Calle
 prolongación Quijarro,
 Nº 29, Edif. Bicentenario.
 Telf.: 3121751 - 72042936

Oficina - Cochabamba
 Calle Bolívar, Nº 737,
 entre 16 de Julio y Antezana.
 Telf.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
 Av. Juan Pablo II, Nº 2560
 Edif. Multicentro El Cebo
 Ltda. Piso 2, Of. 58,
 zona 16 de Julio.
 Telf.: 2141001 - 72043029

Oficina - Oruro
 Calle Kilómetro 7, Nº 366
 casi esq. Urmilagoitia,
 zona Parque Bolívar.
 Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
 Av. La Paz, entre
 Calles Ciro Trigo y Avama
 Edif. Santa Clara, Nº 263.
 Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
 Calle 6 de Octubre,
 Nº 5873, entre Ayacucho
 y Junin, Galería Central,
 Of. 14 (Ex Banco Fie).
 Telf.: 62202288

Oficina - Potosí
 Av. Villazón entre calles
 Wenceslao Alba y San Alberto,
 Edif. AM. Salinas Nº 262,
 Primer Piso, Of. 17.