

**SERVICIO INTEGRAL DE  
MANTENIMIENTO PARA LAS  
SUBESTACIONES Y  
TRANSFORMADORES DE CORPICO  
PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA (PFI)**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PAMPA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**AUTOR: MARCO AZZARO**

**TUTOR ACADÉMICO: LUIS CUELLO.**

**COTUTOR ACADÉMICO: FEDERICO DE CELIS.**

**CARRERA: INGENIERÍA INDUSTRIAL (PLAN 2017).**

*GENERAL PICO, LA PAMPA*

*2024*

- Nombre y apellido del tesista: Marco AZZARO.
- Título de la Tesis: Servicio Integral de Mantenimiento para las Subestaciones y Transformadores de CORPICO.
- Grado académico alcanzado: Ingeniero Industrial.
- Unidad Académica a la cual pertenece: Facultad de Ingeniería, UNLPam.
- Fecha de aprobación: 13/06/2024.
- Nombre y apellido del director: Luis Félix CUELLO.
- Cátedra del director: Organización Industrial III (Mantenimiento).
- Nombre y apellido y co-director: Federico DE CELIS.
- Cátedra del co-director: Organización Industrial I y II.
- Nombres, apellidos del Jurado: Clarisa Mariel EL HAGE, Gustavo Marcelo PEYRONNET, Ariel Matías CASTELLINO.
- Filiación institucional del Jurado: Facultad de Ingeniería, UNLPam.

## ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>RESUMEN.....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>ABSTRACT .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
4.1	NOCIONES SOBRE MANTENIMIENTO.....	7
4.2	CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE TRANSFORMADORES .....	12
4.3	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	17
4.4	PLAN DE CONTINGENCIA.....	19
4.5	PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....	20
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS DE SITUACIÓN ACTUAL.....</b>	<b>21</b>
5.1	PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO ACTUAL .....	21
5.2	TRATAMIENTO DE FALLAS.....	23
5.3	TRATAMIENTO DE EQUIPOS AVERIADOS.....	23
5.4	GESTIÓN DE RESIDUOS .....	26
5.5	PLAN DE CONTINGENCIA.....	26
5.6	NECESIDADES DETECTADAS .....	26
<b>6.</b>	<b>PLAN DE MANTENIMIENTO .....</b>	<b>28</b>
6.1	RELEVAMIENTO.....	28
6.2	ANÁLISIS DE CRITICIDAD .....	43
6.3	TAREAS DE MANTENIMIENTO .....	49
6.4	MANTENIMIENTO TEÓRICO.....	50
6.5	PLAN DE MANTENIMIENTO ADAPTADO .....	63
6.6	ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PLAN.....	71
6.7	PLANILLAS PARA REALIZAR LAS INSPECCIONES VISUALES .....	82
6.8	SEGURIDAD.....	83
6.9	PROCEDIMIENTOS DE CORTES PROGRAMADOS.....	88

6.10	AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO EN MS PROJECT .....	90
6.11	CONCLUSIONES.....	100
<b>7.</b>	<b>PLAN DE CONTINGENCIA .....</b>	<b>102</b>
7.1	ANÁLISIS DE RIESGOS.....	102
7.2	DESARROLLO DEL PLAN .....	103
<b>8.</b>	<b>GESTIÓN DE RESIDUOS .....</b>	<b>105</b>
8.1	TRANSPORTE CERTIFICADO.....	105
<b>9.</b>	<b>RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....</b>	<b>107</b>
<b>10.</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>108</b>
10.1	ÍNDICE DE TABLAS.....	108
10.2	ÍNDICE DE GRÁFICOS, FIGURAS E ILUSTRACIONES.....	110
<b>11.</b>	<b>Referencias.....</b>	<b>113</b>
<b>12.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>114</b>
<b>13.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>115</b>

## 1. RESUMEN

El presente proyecto se realizó en la Cooperativa Regional de Electricidad, Obras y Otros Servicios de General Pico Limitada “CORPICO” ubicada en la Calle 11 N°341, General Pico, La Pampa. Menciona institución ofrece diversos servicios, tales como energía eléctrica, agua, comunicaciones, transporte, entre otros. Este proyecto está enfocado en el servicio eléctrico, haciendo foco en **las subestaciones y transformadores**.

Con el tiempo, estos equipos sufren desgaste, lo que hace necesario un plan de **mantenimiento** para garantizar su funcionamiento óptimo. El **objetivo de este Proyecto Final de Ingeniería es desarrollar un plan estratégico y eficiente de mantenimiento para mejorar la confiabilidad y vida útil de estos activos críticos**.

El estudio se centró en analizar el estado actual de las subestaciones y transformadores de CORPICO, identificar problemas y deficiencias, y proponer soluciones de **mantenimiento predictivo y preventivo**. Además, se desarrolló un software en **Microsoft Project** para el seguimiento del plan y un **plan de contingencia** para responder a eventualidades. También se diseñó un **plan de gestión de residuos**.

A su vez, se realizó un **análisis de inversión** que consideró los costos del mantenimiento y los generados por posibles fallas, como la pérdida de ingresos y el impacto en la percepción del servicio.

**Palabras claves:** *Mantenimiento, Subestaciones, Transformadores, Correctivo, Preventivo, Predictivo.*

## 2. ABSTRACT

The present project was carried out at the Regional Cooperative of Electricity, Works and Other Services of General Pico Limited 'CORPICO' located at General Pico, La Pampa. This institution offers various services such as electricity, water, communications, transportation, among others. **This project focuses on the electrical service, with emphasis on substations and transformers.**

Over time, these components wear out, requiring a **complete maintenance plan** to ensure their optimal functioning. **The objective of this Final Engineering Project is to develop a strategic and efficient maintenance plan to enhance the reliability and lifespan of these critical assets.**

The study focused on analyzing the current state of CORPICO's substations and transformers, identifying problems and deficiencies, and proposing **predictive and preventive maintenance** solutions. Additionally, software was developed in **Microsoft Project** to monitor the plan, and a **contingency plan** was created to respond to unforeseen events. A **waste management plan** was also designed.

Furthermore, an **investment analysis** was conducted, considering maintenance costs and those generated by potential failures, such as loss of income and the impact on the perception of service quality.

***Keywords: Maintenance, Substations, Transformers, Corrective, Preventive, Predictive.***

### 3. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto final de ingeniería se enfoca en desarrollar un plan de mantenimiento integral que optimice el funcionamiento y prolongue la vida útil de las subestaciones y transformadores de CORPICO. Este proyecto no solo implica el análisis detallado de los activos, sino también la identificación de problemas, la definición de criticidad y la propuesta de soluciones y actividades de mantenimiento predictivo y preventivo.

A lo largo de este proceso, también se tiene como objetivo la realización de un plan de gestión de residuos, un plan de contingencia y un análisis de inversión, que considere tanto los costos asociados al mantenimiento de los activos como los costos generados por posibles fallas y averías.

Este proyecto busca tanto garantizar la **continuidad del servicio eléctrico de CORPICO como proteger y mejorar su imagen corporativa**, además de satisfacer las necesidades de una comunidad en continuo crecimiento.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 NOCIONES SOBRE MANTENIMIENTO

El mantenimiento es considerado un sistema integrado que puede ofrecer una ventaja considerable en la capacidad de una organización para ser competitiva y para poder proporcionar productos o servicios de calidad, en tiempo y forma. Existen distintos modelos de mantenimiento que se detallarán a continuación.

#### 4.1.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO (MC)

Este modelo implica **reparar o corregir una falla o avería en un activo después de que ocurra**. El objetivo es restaurar el funcionamiento normal del equipo lo más rápido posible.

#### 4.1.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO (MP)

El mantenimiento preventivo se basa en realizar tareas de mantenimiento periódicas y **planificadas en los activos antes de que ocurra una falla**. El objetivo es prevenir averías y minimizar los riesgos asociados con el funcionamiento prolongado de los equipos sin intervención. Las tareas preventivas programadas son técnicamente factibles si:

- Existe una edad identificable en la cual el bien muestra un rápido incremento de la probabilidad condicional de falla.
- La mayoría de los bienes sobreviven a esa edad.
- La reparación vuelve al equipo a la condición inicial.

#### 4.1.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (MPD)

El mantenimiento predictivo se basa en el monitoreo y análisis continuo del estado de los activos para identificar signos tempranos de desgaste o posibles fallas. Se utilizan técnicas de monitoreo y diagnóstico, como análisis de vibraciones, termografía, análisis de aceite, entre otras, para **predecir el momento óptimo para llevar a cabo tareas de mantenimiento**.

Dentro del ámbito de este tipo de mantenimiento, se disponen de diversas técnicas, cuya aplicabilidad varía según la situación. Entre ellas se encuentran:

##### 4.1.3.1 ANÁLISIS DE ULTRASONIDO

El análisis de ultrasonido en el mantenimiento de un servicio eléctrico es una técnica de monitoreo no destructiva utilizada para evaluar y detectar posibles problemas o anomalías en **equipos eléctricos, como interruptores, transformadores, conexiones eléctricas y**



**aisladores.** Esta técnica se basa en el principio de que los equipos eléctricos defectuosos emiten ondas de ultrasonido características cuando ocurren ciertos fenómenos, como arcos eléctricos, descargas parciales, corrientes de fuga o problemas en los aislamientos. Durante el análisis de ultrasonido, un técnico capacitado utiliza un dispositivo especial llamado detector de ultrasonido o equipo de detección de descargas parciales. Este dispositivo se utiliza para escanear el equipo eléctrico en busca de emisiones de ultrasonido anormales o no deseadas. Las emisiones detectadas se pueden interpretar y analizar para determinar si hay problemas en el equipo que requieran intervención o mantenimiento.

#### 4.1.3.2 TERMOGRAFÍA

Las termografías en el mantenimiento del servicio eléctrico son una técnica de monitoreo predictivo ampliamente utilizada para evaluar y detectar posibles problemas en equipos y componentes eléctricos. Esta herramienta se basa en la captura de imágenes infrarrojas mediante cámaras termográficas, que permiten visualizar las variaciones de temperatura en el sistema eléctrico.

Uno de los principales usos de esta técnica es la **detección de puntos calientes** en componentes como **conexiones, interruptores, transformadores y otros elementos**. Por ejemplo, si los contactos eléctricos están flojos o mal conectados, se genera un incremento de la resistencia, lo que produce un aumento de temperatura y emisión de calor. Estos puntos calientes pueden ser, por lo tanto, identificados mediante la termografía.

#### 4.1.3.3 ANÁLISIS DE ACEITE

Esta técnica se enfoca en evaluar la calidad y el estado del aceite lubricante/dieléctrico, así como en detectar y cuantificar la presencia de partículas de desgaste o contaminantes en el aceite.

#### 4.1.4 MANTENIMIENTO PROACTIVO

Este modelo se enfoca en abordar las causas subyacentes de las fallas y mejorar la confiabilidad y el rendimiento a largo plazo de los activos. Implica la implementación de acciones para eliminar o mitigar las causas de las fallas y mejorar continuamente los procesos y equipos.

#### 4.1.5 MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN (MBC)

El mantenimiento basado en condición se centra en el estado actual del equipo, y las intervenciones se planifican en función de la condición real de los activos en lugar de en

intervalos de tiempo fijos. Se utiliza en conjunto con técnicas de monitoreo y diagnóstico para tomar decisiones informadas sobre el mantenimiento.

#### **4.1.6 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)**

El RCM es un tipo de mantenimiento que se centra en identificar las funciones críticas de los activos y desarrollar planes de mantenimiento proactivos para evitar o mitigar las fallas.

#### **4.1.7 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL (TPM)**

El TPM es un modelo de gestión integral que involucra a todos los empleados de la organización en la mejora continua de los equipos y procesos para eliminar pérdidas y aumentar la productividad.

#### **4.1.8 MANTENIMIENTO EN USO**

Es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tan solo un entrenamiento breve.

#### **4.1.9 ETAPAS DEL MANTENIMIENTO**

El mantenimiento cuenta de dos etapas fundamentales, las cuales son la **planificación y la programación**. La planificación consta de la **identificación y documentación de las tareas**, experiencias, recursos, criterios de aceptación y secuencia necesarias. Esto permite realizar actividades esenciales de mantenimiento en forma consistente, en el menor plazo, en el modo más seguro y al menor costo. La planificación se centra en responder las siguientes preguntas: **¿Qué?, ¿dónde?, ¿cómo?, ¿por qué?**

La programación, por su parte, es la **asignación de trabajos propuestos y no propuestos en base a un programa calendario**. Esta programación debe hacerse en forma semanal. La programación se centra en responder: **¿Quién?; ¿Cuándo?**

#### 4.1.10 LAS BUENAS PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO

La implementación de buenas prácticas de mantenimiento requiere la elaboración de instructivos de trabajo, la participación de personal altamente comprometido e individuos competentes capaces de manejar las tareas.

- **Elaboración de Instructivos de Trabajo:** Es necesario elaborar manuales de mantenimiento que detallen las tareas específicas, procedimientos y precauciones de seguridad necesarias para cada actividad de mantenimiento.
- **Personal Altamente Comprometido:** Se debe establecer una cultura de compromiso con la excelencia en el mantenimiento entre los empleados involucrados en el proceso. El trabajo en equipo y la comunicación son fundamentales para lograr un sentido de propiedad y responsabilidad.
- **Personal Competente:** El personal debe estar capacitado y bien entrenado para las tareas de mantenimiento. Se debe certificar al personal con las calificaciones y licencias apropiadas, validando su competencia para manejar tareas de mantenimiento complejas de manera segura y eficiente.
- **Inspecciones Rutinarias y Mantenimiento Preventivo:** Se debe contar con un programa de inspecciones rutinarias y de mantenimiento preventivo. La realización de inspecciones visuales regulares, termografía y pruebas de diagnóstico para identificar problemas potenciales antes de que se conviertan en problemas críticos es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema.
- **Plan de Respuesta a Emergencias:** Se debe tener un plan de respuesta a emergencias correctamente definido para situaciones críticas, como fallas de equipos o incidentes imprevistos.

#### 4.1.11 MODELO ACTUAL DE MANTENIMIENTO

El proceso de mantenimiento que se tendrá en cuenta para el presente trabajo es el siguiente:

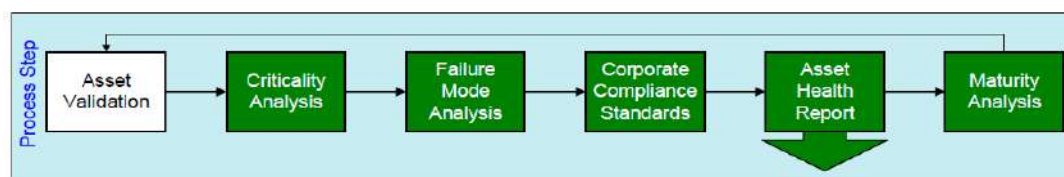


Figura N° 1: Procedimiento de mantenimiento. Fuente: Cuello, L. F, Comunicación Personal, 2022.

#### 4.1.11.1 ASSET VALIDATION (VALIDACIÓN DE ACTIVOS)

Este proceso tiene como finalidad reunir toda la información de los activos para ser usado en los procesos que siguen.

#### 4.1.11.2 CRITICALITY ANALYSIS (ANÁLISIS DE CRITICIDAD)

El análisis de criticidad busca identificar y priorizar los activos o componentes más críticos dentro de un sistema o equipo. Su objetivo principal es determinar qué elementos tienen un mayor impacto en la operación y productividad de una empresa u organización, de modo que los recursos de mantenimiento puedan enfocarse adecuadamente en mantenerlos en óptimas condiciones. Durante este análisis, se evalúan factores clave como la **importancia funcional del activo en el proceso productivo, su impacto en la seguridad operacional y ambiental, la disponibilidad de repuestos y su costo, así como el tiempo y costo de reparación en caso de falla.**

Los resultados del análisis de criticidad permiten priorizar los esfuerzos de mantenimiento y asignar recursos de manera más eficiente. Los activos clasificados como críticos recibirán mayor atención y seguimiento, lo que ayuda a prevenir posibles fallas o tiempos de inactividad prolongados. Cada ítem tendrá su propia importancia, siendo algunos más importantes que otros. Los activos luego quedarán clasificados en 3 grupos, siendo los **negros los de criticidad alta, los grises los de criticidad media y por último los blancos los de criticidad baja.**

#### 4.1.11.3 FAILURE MODE ANALYSIS (ANÁLISIS DEL MODO DE FALLA)

Es un proceso sistemático que se emplea para identificar y analizar potenciales modos de fallo en un sistema, equipo o maquinaria. Su propósito principal es comprender cómo y por qué ocurren las fallas, con el fin de **tomar medidas preventivas o correctivas y evitar futuros inconvenientes.** Aquí es donde se definen las estrategias y actividades de mantenimiento que formarán parte del plan. Las mismas son:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Actividades de los operadores de operación.
- Rediseños.
- Estrategia de redundancias.

#### 4.1.11.4 CORPORATE COMPLIANCE STANDARDS (NORMAS DE CUMPLIMIENTO CORPORATIVO):

Las normas de cumplimiento corporativo se refieren a las políticas y procedimientos que una empresa establece para garantizar que sus operaciones de mantenimiento cumplan con las **regulaciones, normativas internas y estándares de la industria pertinentes**. Estas normas aseguran que el mantenimiento se realice de manera segura, eficiente y confiable, minimizando los riesgos de fallas y accidentes, y cumpliendo con los requisitos legales y regulatorios aplicables.

#### 4.1.11.5 ASSET HEALTH REPORT (REPORTE DE SALUD DE ACTIVOS)

Es un reporte de salud de equipos en forma mensual.

#### 4.1.11.6 MATURITY ANALYSIS (ANÁLISIS DE FEEDBACK)

Se basa en el seguimiento del costo de mantenimiento, las horas trabajadas, y la salud de los activos.

## 4.2 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE TRANSFORMADORES

Un transformador es un dispositivo que permite modificar los niveles de tensión alterna de un circuito, manteniendo la potencia eléctrica constante mediante la acción de un campo magnético. Se dividen en **tres grandes grupos** que dependen del número de fases que manipulan: monofásicos, bifásicos y trifásicos. Además, teniendo en cuenta otras características, se pueden obtener más clasificaciones (Montecelos, 2015):

- **Según su función**, pueden ser reductores o elevadores, o de aislamiento, entre otros.
- **Según su ubicación**, pueden ser de potencia, de distribución, rurales, y demás ejemplos.



*Imagen N° 1: Transformador de potencia. Reproducido de "Vasile", 2024 (<http://vasile.com.ar>). Todos los derechos reservados 2024 por Licenciatario. Reproducido con permiso de la empresa (ANEXO N°17).*

Los **transformadores monofásicos** trabajan con una única fase de corriente alterna y se utilizan en aplicaciones más pequeñas o donde se requiere un suministro eléctrico limitado, como electrodomésticos y pequeñas máquinas industriales.

En contraste, **los transformadores trifásicos** son esenciales en aplicaciones de mayor escala, como la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en ciudades y grandes industrias. Estos transformadores funcionan con tres fases de corriente alterna, lo que les proporciona ventajas significativas en términos de eficiencia y potencia.

Dentro de los transformadores trifásicos, existen varios tipos, pero el proyecto se centrará en **los de distribución**, los cuales son los más comunes en entornos urbanos. Estos transformadores tienen la tarea de suministrar electricidad a los hogares, comercios e industrias cercanas, reduciendo el voltaje desde los niveles de transmisión (media tensión o MT) a niveles seguros y utilizables por los usuarios (baja tensión o BT).



Imagen N° 2: Transformador de distribución. Reproducido de "Vasile", 2024 (<http://vasile.com.ar>). Todos los derechos reservados 2024 por Licenciatario. Reproducido con permiso de la empresa (ANEXO N°17).

Los transformadores de distribución se dividen a su vez en **transformadores sumergidos en aceite y transformadores secos**. Los primeros utilizan aceite aislante para enfriar y aislar las bobinas, mientras que los segundos emplean materiales secos y compuestos para lograr el mismo propósito, lo que los hace más seguros y adecuados para aplicaciones en lugares donde el uso de aceite podría representar un riesgo.

Los transformadores de distribución trifásicos tienen diversos componentes, los cuales se evidencian en la siguiente imagen: (Arévalo Hernández & Guidos Espinoza, 2020) (Montecelos, 2015)

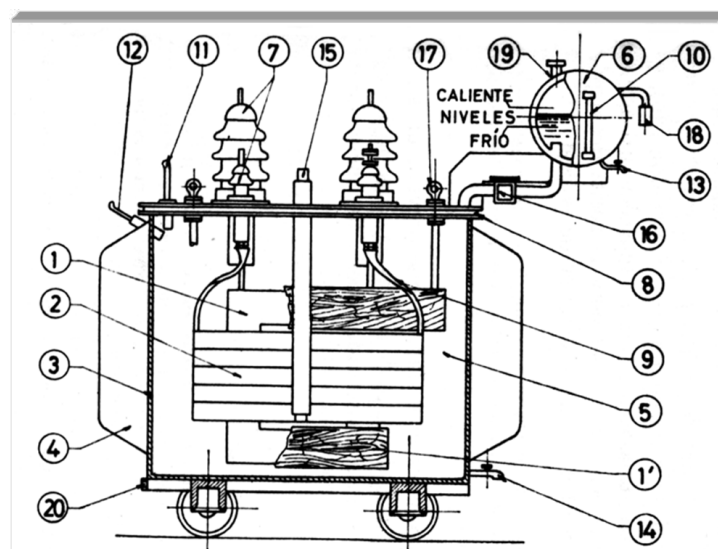


Imagen N° 3: Componentes de un transformador de distribución genérico. Fuente: (Vizhñay, 2016)

**1. Núcleo magnético:** Es la parte central del transformador y está fabricado de material ferromagnético laminado, como acero al silicio, para reducir las pérdidas de energía por corrientes parásitas.

**2. Bobinados primario y secundario:** Los transformadores de distribución trifásicos tienen tres bobinados primarios y tres bobinados secundarios, correspondientes a cada fase. Los bobinados primarios están conectados al sistema de alimentación de mayor tensión (normalmente líneas de transmisión) y los bobinados secundarios están conectados a la red de distribución de baja tensión (normalmente líneas de distribución y cargas de consumidores).

**3 y 5. Tanque y sistema de enfriamiento:** El transformador está contenido en un tanque sellado y relleno de aceite dieléctrico para enfriar y aislar los componentes internos. El aceite ayuda a disipar el calor generado durante la operación del transformador.

**4. Aletas de refrigeración:** Extensiones externas en el tanque del transformador que mejoran el enfriamiento mediante convección natural.

**6. Depósito de expansión:** Contenedor conectado al transformador que permite la expansión y contracción del aceite a medida que varía su temperatura.

**7. Aisladores:** Elementos dieléctricos que mantienen aislados eléctricamente los conductores del transformador de su estructura y su entorno.

**8. Junta:** Conexión hermética entre componentes del transformador para evitar fugas de aceite.

**9. Conexiones:** Enlaces eléctricos que conectan los bobinados y las partes del transformador para permitir la transferencia de energía.

**10. Medidor de nivel de aceite:** Dispositivo que indica el nivel de aceite dieléctrico en el transformador para su monitoreo y mantenimiento.

**11 y 12. Termómetro:** Instrumento que mide la temperatura del aceite y/o del devanado del transformador para protección y control.

**13 y 14. Llaves de vaciado de aceite:** Válvulas utilizadas para drenar el aceite del transformador durante el mantenimiento o reparaciones.



**15. Conmutador:** Configuración en el bobinado para variar la relación de transformación y ajustar la tensión de salida.

**16. Relé Buchholz:** El relé de Buchholz, también llamado relé a gas o relé de presión repentina es un dispositivo de seguridad montado sobre algunos transformadores que tengan una refrigeración mediante aceite. El relé de Buchholz es usado como un dispositivo de protección sensible al efecto de fallas dieléctricas o térmicas dentro del equipo.

**18. Desecador de aire:** Utilizado para eliminar la humedad y mantener el aceite del transformador seco y en buen estado.

**19. Tapón de llenado:** Punto de acceso para agregar o quitar aceite del transformador durante el mantenimiento o fabricación.

**20. Puesta a tierra:** Conexión eléctrica directa a tierra para proporcionar seguridad y protección contra descargas eléctricas.

Es importante tener en cuenta que se ha tomado como modelo base a un transformador genérico, y que, dependiendo del modelo específico de cada dispositivo, sus características constructivas pueden llegar a variar en pequeñas cantidades.

#### 4.2.1 NORMAS EN LOS TRANSFORMADORES

Las normas del Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM) que establecen los diversos criterios de fabricación, técnicos, de seguridad, entre otros, para los distintos tipos de transformadores son: (Asociación Electrotécnica Argentina, 2006)

- IRAM 2250: Aplica a los transformadores de distribución y detalla las características y accesorios normalizados: Se han actualizado muchos aspectos como incorporación de transformadores de llenado integral, límites de potencia y pérdidas.
- IRAM 2276: Aborda los transformadores secos, definiendo las especificaciones técnicas y pruebas necesarias para asegurar su rendimiento en sistemas eléctricos.
- IRAM 2269: Transformadores de distribución para instalación monoposte. Características y accesorios normalizados. *Reemplaza a las antiguas normas IRAM 2247 y 2279, e incluye las actualizaciones de tensiones y potencias utilizadas en la actualidad por las empresas de distribución de energía eléctrica.*
- IRAM 2476: Transformadores de subtransmisión. Tipificación de características y accesorios.

### 4.3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Se denomina subestación eléctrica al conjunto de elementos y componentes eléctricos necesarios para realizar una transformación de la tensión, frecuencia o número de fases. Las subestaciones pueden ser de distintos tipos según las características que se analice. Este proyecto se centrará en las **subestaciones de transformación**, la cual es la destinada a realizar la transformación de energía eléctrica mediante uno o más transformadores. En el caso de CORPICO, todas las subestaciones cuentan con un solo transformador, y se utilizan para la **transformación de la tensión**. A su vez, las subestaciones se clasifican según:

- **Emplazamiento:** Pueden ser de intemperie o de interior. También se las puede clasificar en aéreas, a nivel o subterráneas. Se tiene:
  - **SETNI:** Subestación a nivel interior.
  - **SETNE:** Subestación a nivel exterior.
  - **SETS:** Subestación subterránea.
  - **SETA:** Subestación aérea.
    - **SETAM:** Subestación aérea monoposte.
- **Ubicación:** Urbanas, rurales, industriales, residenciales, específicas.
- **Nivel de tensión:** muy alta tensión, alta tensión, o media tensión.
- **Transformación:** reductoras o elevadoras.

Todas las subestaciones las cuales abarcará este proyecto serán urbanas o rurales del tipo reductoras, de media tensión, pudiendo ser de intemperie, de interior, aéreas o a nivel. Los componentes más importantes a tener en cuenta son:

- **Estructura y cimentaciones.**
- **Transformador de Distribución.**
- **Tableros de Distribución.**
- **Elementos de maniobra y protección:**
  - Interruptor automático: Elementos para abrir o cerrar circuitos eléctricos y controlar el flujo de energía en la subestación.
  - Seccionador: Son interruptores que permiten aislar equipos o secciones de la subestación para tareas de mantenimiento o en caso de fallas. Se utilizan del tipo XS (extraíbles en carga) o APR (Alto poder de ruptura).
  - Descargadores de sobretensión.

- Equipos de medición: Instrumentos para medir la corriente, tensión, potencia y otras variables eléctricas en la subestación.
- Fusibles.
- Pararrayos (si posee).
- Puesta a tierra: Garantiza una conexión segura a tierra para proteger a las personas y equipos de descargas eléctricas.
- Reconectores.
- Aisladores.
- Bancos de Capacitores: Ayudan a corregir el factor de potencia y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.
- Tablero SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition - Control Supervisor y Adquisición de Datos*): permite el seguimiento de variables como tensión, corriente y potencia de la subestación, como así una continua revisión de sensores críticos como pueden ser los de humo o de temperatura.

#### 4.3.1 NORMAS DE LAS SUBESTACIONES

En el caso de las subestaciones, los diversos criterios de construcción a tener en consideración se encuentran detallados en la **Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) 95401: “Reglamentación Sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión”**. Dentro de esta reglamentación, se hacen referencia a múltiples normas, como, por ejemplo:

- IRAM 2001: Se definen las tensiones y frecuencia eléctrica normales.
- IRAM 2211: Coordinación de la aislación.
- Normas IRAM relacionada a Transformadores mencionadas anteriormente.
- IRAM 2358: Corrientes de cortocircuito. Métodos para el cálculo de sus efectos.
- IRAM 2359-1 y 2359-2: Tableros eléctricos. Barras de cobre para corriente permanente. Diseño.
- IRAM 2377 y 2377-1: Coordinación de la aislación en los sistemas de baja tensión.
- IRAM 2437: Transformadores y reactores. Determinación de los niveles de ruido.
- IRAM 3900: Fuego e incendio. Definiciones fundamentales.

- IRAM 4062: Ruidos molestos al vecindario. Método de medición y clasificación.
- IRAM 10005: Colores y señales de seguridad. Colores y señales fundamentales.
- IRAM 11950: Resistencia al fuego de los elementos de la construcción. Método de ensayo.

#### 4.4 PLAN DE CONTINGENCIA

Un Plan de Contingencia es una herramienta esencial de gestión que permite establecer estrategias para guiar las actividades de una organización en momentos críticos generados por la falla de algún equipo esencial. Su objetivo principal es **prevenir o reducir los riesgos** y manejar situaciones de emergencia, incluso frente a desastres naturales o tecnológicos inesperados. Mediante este plan, **se busca minimizar los daños, proteger a las personas y limitar las pérdidas** que podrían surgir a raíz de eventos imprevistos.

El Plan de Contingencias comprende tres sub-planes:

1. **Plan de Respaldo:** Este subplan se centra en tomar medidas preventivas antes de que la amenaza se haga realidad. Su objetivo principal es evitar que la amenaza o problema se haga efectivo.
2. **Plan de Emergencia:** En el caso de que la amenaza se materialice, el Plan de Emergencia entra en acción. Este subplan se concentra en tomar las medidas necesarias para atenuar los efectos adversos del problema y proteger a las personas y los activos de la organización.
3. **Plan de Recuperación:** Una vez que la amenaza ha sido controlada, sigue el plan de Recuperación. Su objetivo es restaurar la situación a cómo se encontraba antes de que la amenaza se materializara. Este subplan se enfoca en recuperar y restablecer las operaciones y activos de la organización.

En conjunto, estos tres sub-planes del Plan de Contingencias aseguran que la organización esté preparada para enfrentar cualquier amenaza potencial, tomando medidas preventivas, de emergencia y de recuperación según sea necesario. De esta manera, se busca minimizar los impactos y asegurar la continuidad y la resiliencia de la organización frente a situaciones imprevistas. La formulación del plan de contingencia está compuesta por las siguientes etapas: (International Business Machines [IBM], s.f.) (Prosegur, 2024)

1. Identificación de recursos.
2. Identificación de riesgos.
3. Clasificación de riesgos según prioridad.
4. Elaboración del plan de acción (comprende a los tres sub-planes) para los riesgos más críticos.
5. Difusión del plan.

## 4.5 PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS

La gestión de residuos industriales o de servicio se refiere al conjunto de acciones planificadas y coordinadas para manejar de manera eficiente y segura los residuos generados por las actividades industriales. Esto incluye la **recolección, clasificación, transporte, tratamiento y disposición final** de los residuos, con el objetivo de minimizar impactos negativos en la salud humana y el medio ambiente, fomentando la reutilización y el reciclaje. **La legislación vigente es la Ley N°24.051, reglamentada por el decreto 831/93. La mencionada ley abarca los siguientes puntos:**

- **Gestión de Residuos:** La ley regula la generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de los residuos. Establece medidas para evitar la contaminación y promueve la minimización de residuos, la reutilización y el reciclaje. Además, se establecen criterios para la gestión de residuos peligrosos, incluyendo su identificación y manejo seguro.
- **Prevención y Control de la Contaminación:** La ley establece medidas para prevenir y controlar la contaminación del aire, agua y suelo. Establece estándares de calidad ambiental y promueve la adopción de tecnologías limpias y prácticas sostenibles en actividades industriales y comerciales.
- **Conservación de la Biodiversidad:** La ley enfatiza la importancia de la conservación de la diversidad biológica y establece disposiciones para la protección de áreas naturales y especies en peligro. También promueve la investigación y educación ambiental.

## 5. ANÁLISIS DE SITUACIÓN ACTUAL

El estado actual de CORPICO en cuanto al **mantenimiento de subestaciones y transformadores** refleja una situación que requiere atención y una reforma en sus prácticas operativas. El análisis de situación actual se enfocará en cuatro aspectos clave:

- Prácticas de mantenimiento actuales que se aplican a los activos de la organización.
- Retiro, transporte, almacenado y reparación de los equipos averiados.
- Plan de gestión de residuos aplicado.
- Plan de contingencia actual.

### 5.1 PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO ACTUAL

En la actualidad, CORPICO carece de un enfoque sistemático para el **mantenimiento preventivo** de sus subestaciones y transformadores. La empresa cuenta con un calendario de mantenimiento anual estimado, pero no tiene definidas las tareas específicas programadas para estos equipos críticos.

Las tareas que sí se realizan son el monitoreo del estado actual de alguna las subestaciones transformadoras (*entendiéndose estado actual como estado de funcionamiento en el momento*), mediante los sistemas SCADA. Dichos sistemas permiten una supervisión en tiempo real de diversos parámetros críticos, como tensiones, corrientes y potencia consumida, entre otros.



Imagen N° 4: Captura de pantalla del monitoreo de subestaciones. Fuente: Sitio Web del Centro de Información, Automatización y Tecnología (CIAT), CORPICO.

Además, CORPICO tiene definidos procedimientos de mantenimientos **genéricos** para los equipos, que se detallan a continuación:

- **Inspección visual** de las subestaciones transformadoras y de sus componentes: seccionadores, descargadores, APR, salidas, tableros de alumbrado público asociado, entre otros.
- Para el caso de subestaciones transformadoras interiores en donde existen celdas de Media Tensión, se les realizarán actividades de **limpieza, lubricación, accionamiento e inspección visual**.
- **Inspección de puesta a tierra (PAT)** de servicio y de protección.

Dichos procedimientos son los únicos que se tienen en consideración, y la última fecha de registro que se tiene de actividad es el 25/02/2021. Dada la limitación en la cantidad de procedimientos existentes y la antigüedad de esta fecha, es de suma importancia la formulación y desarrollo de un plan de mantenimiento completo.

Cabe destacar también que se han realizado termografías en el pasado, siendo la última del año 2021. La **aplicación de medidas correctivas sí fueron aplicadas**.

Por último, CORPICO lleva un registro actualizado de los movimientos de los transformadores (aumento de potencia de una subestación, por ejemplo) y también un historial de reparación de cada transformador. Esta práctica es de vital importancia, ya que la recopilación de esta información es fundamental para la formulación de **estadísticas** y la toma de decisiones informadas en la gestión y mantenimiento de los transformadores. Una imagen del software que se utiliza para registrar esta información se puede observar a continuación:

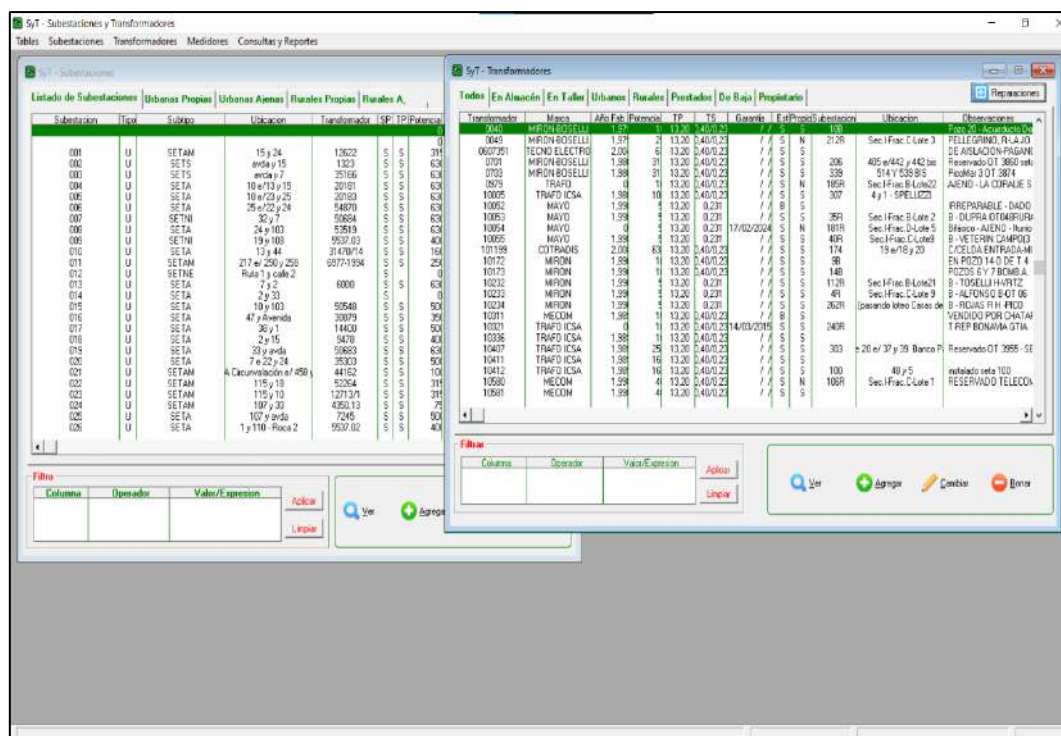


Imagen N° 5: Captura de pantalla del software de subestaciones utilizado por CORPICO. Fuente: Captura de pantalla propia, CORPICO.

## 5.2 TRATAMIENTO DE FALLAS

El enfoque predominante en CORPICO es reactivo. Esto significa que la empresa tiende a abordar las fallas en los transformadores y subestaciones una vez que estas ya han ocurrido, en lugar de prevenirlas.

## 5.3 TRATAMIENTO DE EQUIPOS AVERIADOS

La cooperativa posee un diagrama de procedimientos del tratamiento de los equipos averiados realizado mediante escritura a mano. Dicho diagrama fue digitalizado, y se presenta a continuación, sin ningún tipo de modificación:



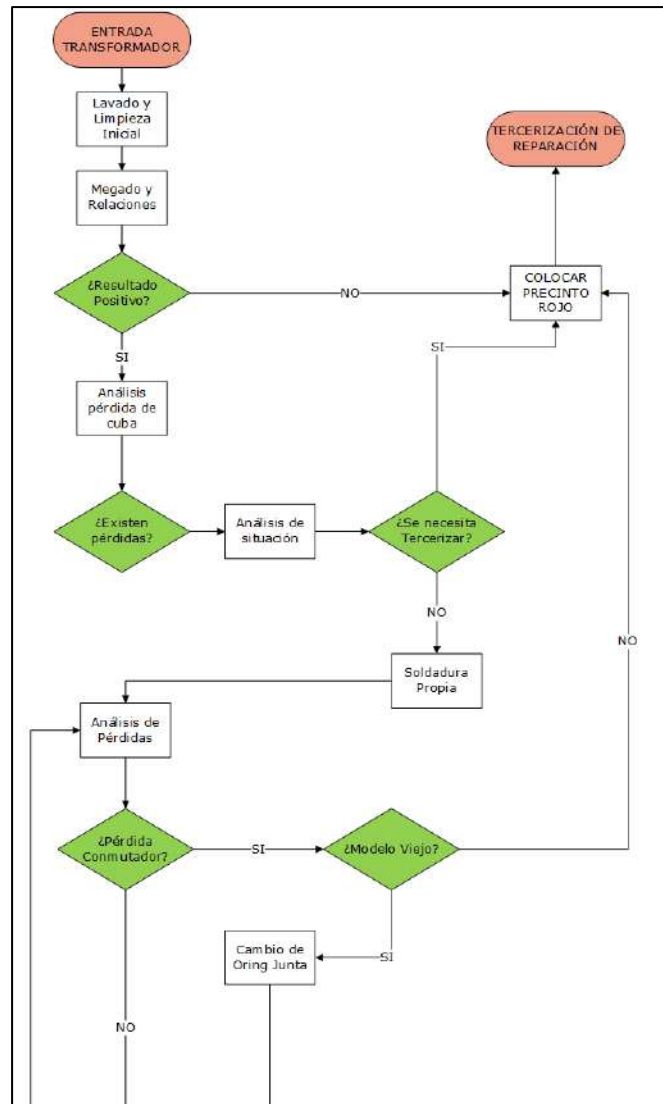


Figura N° 2: Diagrama de tratamiento de equipos averiados digitalizado. Parte 1. Fuente: Sector de mantenimiento de CORPICO.

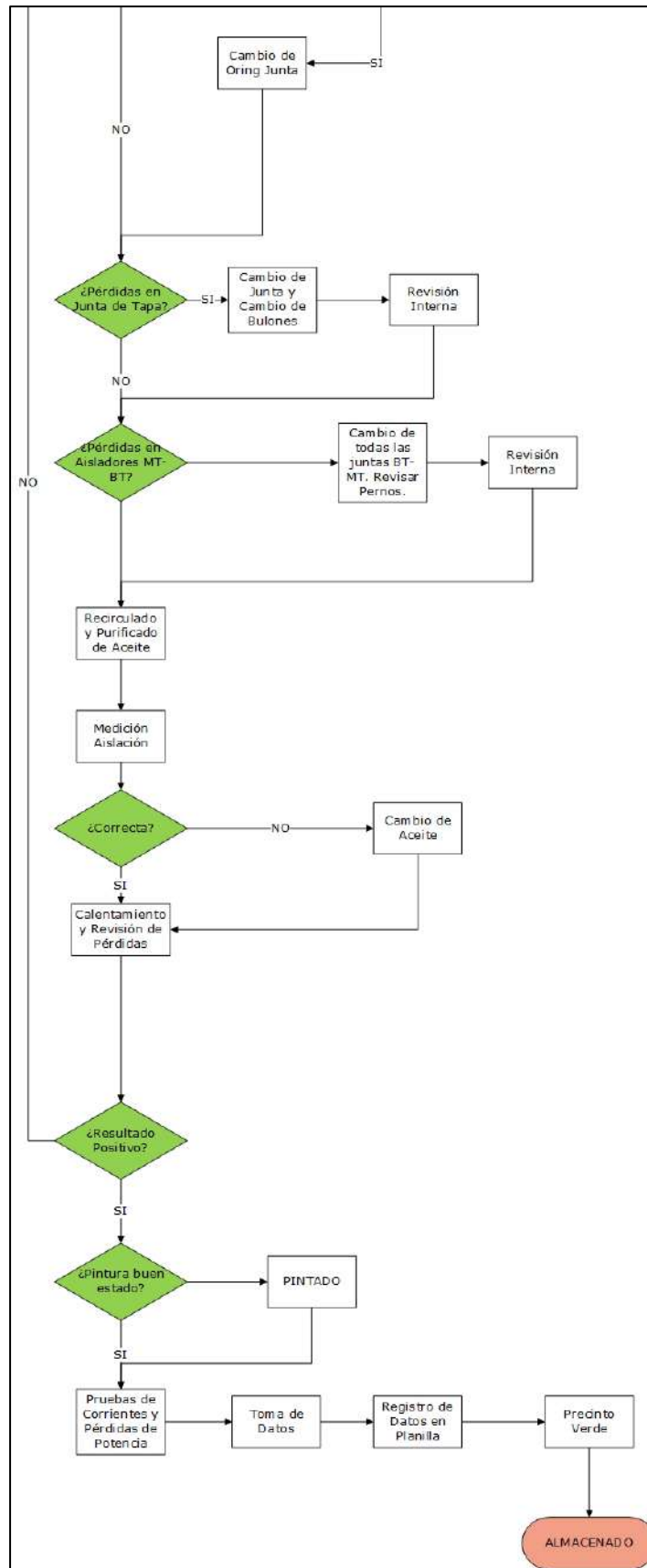


Figura N° 3: Diagrama de tratamiento de equipos averiados digitalizado. Parte 1. Fuente: Sector de mantenimiento de CORPICO.

## 5.4 GESTIÓN DE RESIDUOS

La organización no tiene información sobre la gestión de residuos asociados con el mantenimiento y tratamiento de subestaciones y transformadores. Este es punto importante, ya que la manipulación inadecuada de residuos puede tener un impacto ambiental significativo.

## 5.5 PLAN DE CONTINGENCIA

En cuanto al plan de contingencia, CORPICO se encuentra en una posición reactiva, respondiendo a las emergencias sobre la marcha y desarrollando soluciones en el momento. Se tienen definidos los procedimientos de recepción de la emergencia, pero no de actuación. Esto puede generar demoras en el actuar y aumentar los riesgos operativos.

## 5.6 NECESIDADES DETECTADAS

Luego del análisis de las condiciones actuales de mantenimiento de la organización, como también de otras situaciones operativas, **las principales necesidades detectadas** para lograr una mejora significativa en el sistema de mantenimiento, como así también en otras áreas son:

- **Calendario de mantenimiento:** La empresa posee algunos procedimientos de mantenimiento definidos, de forma genérica para todas las subestaciones (y transformadores) por igual. Esto es, el calendario anual, que es una buena forma de obtener un panorama amplio de las tareas a realizar en el año. Sin embargo, **se debe realizar un calendario específico**, es decir, se debe indicar qué subestaciones tratar en el año, y qué tareas realizarles. Esta acción impactaría directamente en la metodología operativa de la organización, transitando de una predominancia de **mantenimiento reactivo a una predominancia de mantenimiento predictivo**.
- **Sistema de seguimiento automatizado:** Una vez que se tiene un calendario específico, con las subestaciones definidas y las tareas a realizar, se debe contar con un sistema automatizado que permita definir y observar el desarrollo de las actividades de manera sencilla, para así lograr hacer un correcto seguimiento. Actualmente, **dicho sistema no existe, por lo que la creación de este es fundamental** para que el plan de mantenimiento tenga éxito.
- **Reparación de transformadores:** Los procedimientos de reparación de transformadores **están definidos de manera manual en una hoja manuscrita**.

Si bien esto representa una ventaja en el sentido de que existe un procedimiento base para analizar, se destaca la oportunidad de obtener mejores resultados **mediante un análisis profundo de los procedimientos y la propuesta de mejoras sustanciales.**

- **Gestión de residuos:** La **elaboración de un plan de gestión de residuos** es crucial para minimizar el impacto ambiental y garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes.
- **Un plan de contingencia** bien estructurado, con procedimientos a seguir en caso de una emergencia.

En resumen, CORPICO se enfrenta a **cambios significativos en su enfoque actual de mantenimiento de subestaciones y transformadores.** La falta de un sistema de programación de las tareas; el mantenimiento reactivo; la ausencia de plan de gestión de residuos y un plan de contingencia moderadamente estructurado son áreas críticas que requieren desarrollo.

## 6. PLAN DE MANTENIMIENTO

### 6.1 RELEVAMIENTO

El relevamiento de los equipos representa una fase crítica en el mantenimiento de subestaciones eléctricas, ya que proporciona la base fundamental para la toma de decisiones y la gestión eficiente de los activos eléctricos. En este apartado, se presenta en detalle la metodología empleada para llevar a cabo el relevamiento de los equipos de la organización.

#### 6.1.1 RELEVAMIENTO DE TRANSFORMADORES

El relevamiento de los transformadores se desarrolló en diversas etapas, que se detallan a continuación.

##### 6.1.1.1 ANÁLISIS DE BASE DE DATOS DE TRANSFORMADORES

La actividad comenzó con un análisis de la información existente en la base de datos de CORPICO, utilizando una aplicación existente en la cooperativa. Luego de obtener toda la información disponible, se **detectó la ausencia** de ciertos datos correspondientes a algunos transformadores, por lo que se prosiguió a la siguiente etapa.

##### 6.1.1.2 UTILIZACIÓN DE FOTOS PREEXISTENTES

Con el fin de lograr la mayor completitud posible de la base de datos, se analizaron todas las fotos existentes almacenadas de las placas identificativas de los transformadores.

Cada imagen de placa de los equipos se **registró sistemáticamente en una tabla** de Microsoft Excel, que sirvió como una herramienta central para la gestión de datos. Finalmente, la tabla finalizada, que **contiene información de más de 200 placas**, se puede observar en el [ANEXO N°1](#). A su vez, finalizada la confección de dicha tabla, se actualizó la base de datos de CORPICO acerca de estos transformadores, añadiendo información para los que así lo requerían.

#### 6.1.2 IDENTIFICACIÓN DE NECESIDADES ADICIONALES

Paso siguiente, se procedió a determinar con exactitud cuáles eran los transformadores que requerían una revisión más detallada y la captura de nuevas imágenes, es decir, todos aquellos equipos de los cuales aún no se poseían fotos de sus placas identificadoras, o bien, las fotos que se tenían no eran legibles.

### 6.1.3 CREACIÓN DE LA TABLA GENERAL DE TRANSFORMADORES

Una vez completado el proceso de relevamiento de las placas de los transformadores, y con la información actualizada en el sistema de CORPICO, se consolidaron todos los datos recopilados en una **tabla general de transformadores**, que se puede observar en el [ANEXO N°2](#). Es importante mencionar que, aunque ya se tenía toda la información básica de todos los equipos, lo cual permitía avanzar con el proyecto, a medida que se avanzó en el mismo, se amplió el relevamiento de placas identificadoras, incluyendo fotos y especificaciones más detalladas de todos los transformadores.

Esta tabla brindó una visión general de todos los equipos en la red y **se convirtió en la base principal para administrar los activos eléctricos**. Entre los datos más relevantes se incluyen el año de fabricación, la marca, la potencia nominal, los voltajes de operación, los amperajes, entre otros.

### 6.1.4 RELEVAMIENTO DE FALLAS HISTÓRICAS DE LOS TRANSFORMADORES

Utilizando una vez más la información del sistema de CORPICO, se llevó a cabo una evaluación de las fallas experimentadas por los transformadores a lo largo del tiempo. Cada incidencia fue documentada en la tabla N°1 del [ANEXO N°3](#), lo que permitirá un análisis detallado de las fallas más frecuentes que enfrentan estos componentes críticos del sistema eléctrico.

### 6.1.5 VINCULACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES A LAS SUBESTACIONES

Una vez completado el relevamiento de todos los transformadores, se vinculó a cada uno de ellos con su respectiva subestación. Este proceso permitió determinar con precisión la **ubicación actual** de cada transformador además de la posibilidad de obtención de **información crucial sobre usuarios** de alta demanda, la cantidad de asociados afectados por cada subestación y la capacidad potencial para desviar energía de otras fuentes con el fin de sustituir el suministro proporcionado por un transformador específico. Dicha información fue registrada y documentada en la misma tabla general de transformadores, generando así una **nueva tabla, la tabla principal, presente en el [ANEXO N°4](#)**.

Es importante aclarar que, con el paso del tiempo, una subestación eléctrica puede experimentar la instalación, reemplazo o retirada de numerosos transformadores debido a

diversas circunstancias. Estas modificaciones pueden ser necesarias como respuesta a fallas, mejoras en la infraestructura o cambios en las necesidades del sistema eléctrico.

### 6.1.6 CANTIDAD DE USUARIOS

Para obtener la cantidad de usuarios en cada subestación, se utilizó una **consulta realizada en lenguaje de consulta estructura (Structured Query Language o SQL)** conectado a la base de datos de CORPICO. Así, se obtuvo a qué subestación pertenecía cada asociado. De esta manera, se obtuvo la cantidad de usuarios de cada tipo (residencial, comercial, industrial, entre otros).

Es importante mencionar que puede presentarse un pequeño porcentaje de error en la información, debido a errores humanos en la carga de datos. Sin embargo, se estima que este porcentaje de error es menor al 5% por lo que no afecta al desarrollo del proyecto.

La cantidad de usuarios agrupados por tipo y por subestación se encuentran visibles en la misma tabla de subestaciones y transformadores.

### 6.1.7 ESTADÍSTICAS GENERALES

Utilizando como base a la información recopilada previamente, se han generado estadísticas que se observan a continuación que servirán como raíz para la formulación del plan de mantenimiento integral. Estas estadísticas desempeñan un papel central especialmente en la próxima etapa de confección del plan de mantenimiento: **el análisis de criticidad.**

Para todos los gráficos y estadísticas que se presentan a continuación, se utilizaron como fuente de información:

- Tabla principal: [ANEXO N°4.](#)
- Tablas de reparaciones históricas de transformadores y subestaciones: [ANEXO N°3.](#)

### 6.1.7.1 DISTRIBUCIÓN DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES

Una parte fundamental del análisis es identificar correctamente la cantidad de transformadores urbanos y rurales, categorizados según su potencia y estructura.

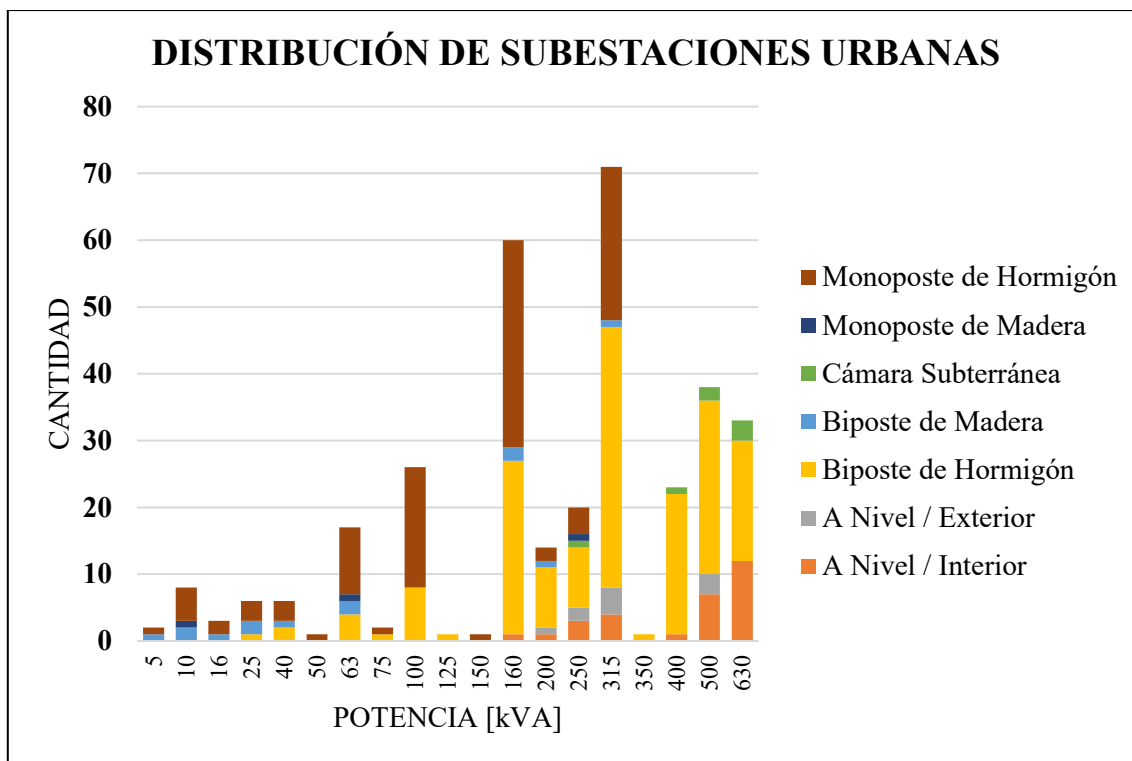


Figura N° 5: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones urbanas de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.

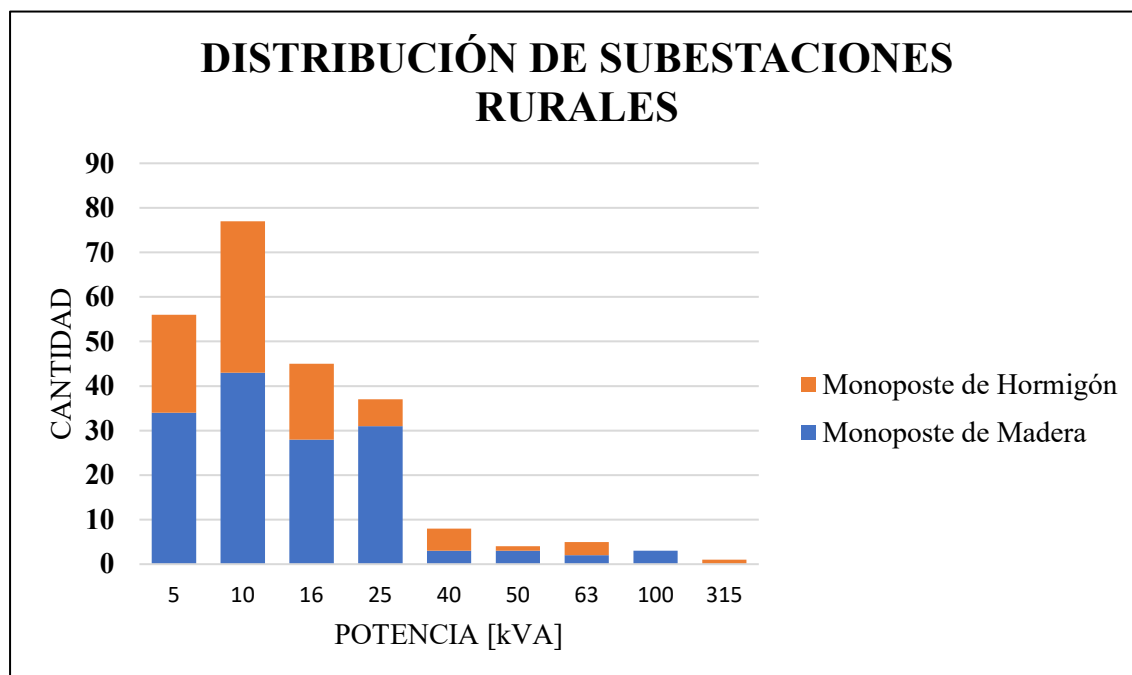


Figura N° 4: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones rurales de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.



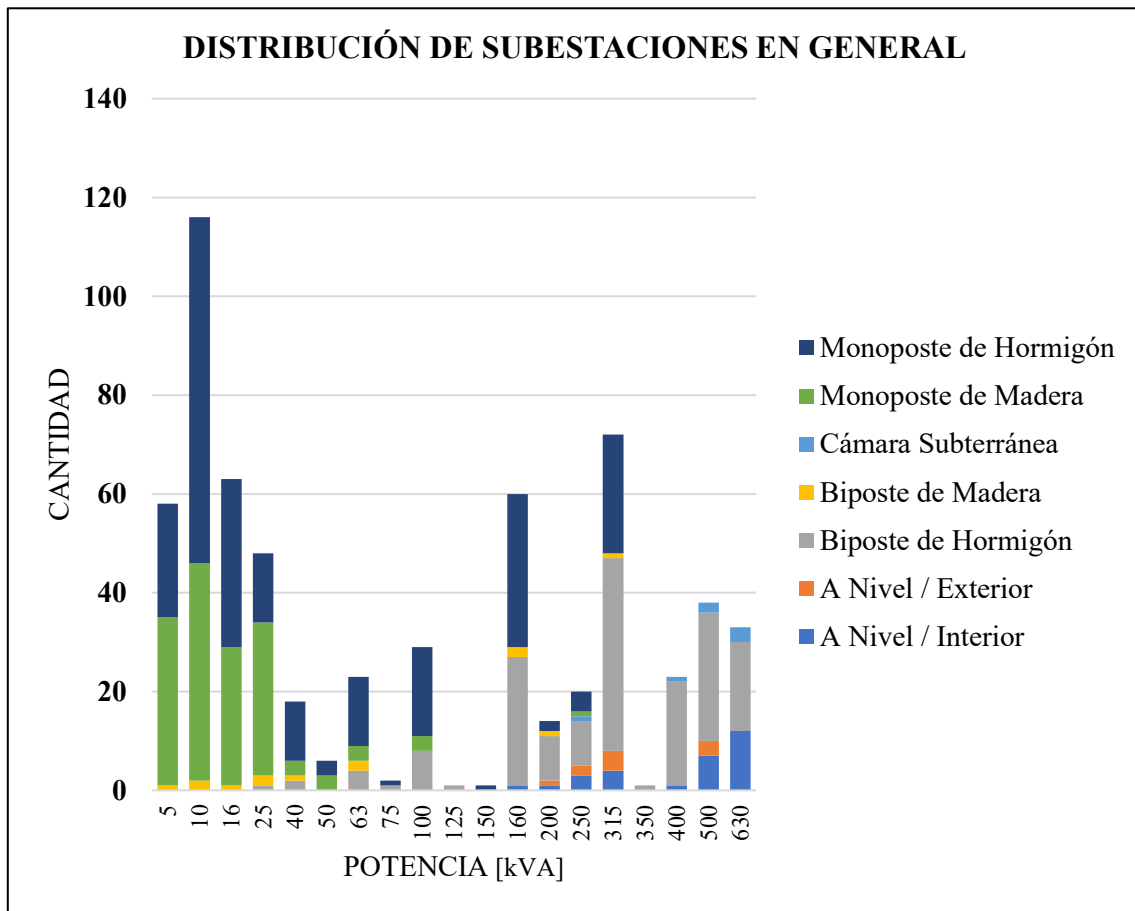


Figura N° 6: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones en general. Fuente: Elaboración propia.

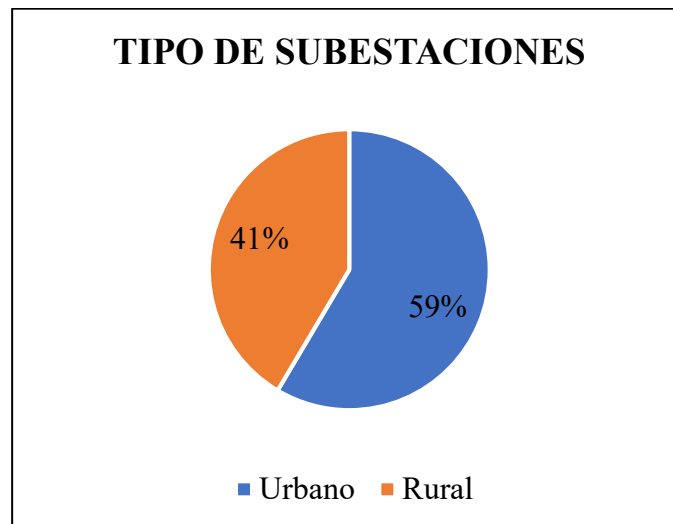


Figura N° 7: Gráfico de los distintos tipos de subestaciones de CORPICO en general. Fuente: Elaboración propia.

Tras el análisis a la distribución de las subestaciones y transformadores, se obtienen las siguientes conclusiones:

- En primer lugar, al observar la **distribución de las subestaciones urbanas**, se ha destacado que las de 315 kVA son las más numerosas, seguidas por las de 160 kVA. Este predominio de subestaciones de mayor capacidad en áreas urbanas es un indicador de la necesidad de satisfacer la demanda energética en zonas densamente pobladas. Además, es destacable que las subestaciones urbanas tienden a ser de **tipo monoposte y biposte (también llamada “H”) de hormigón**.
- Por otro lado, al enfocarse en la distribución de las **subestaciones rurales**, se ha identificado una menor variedad en comparación con las urbanas. En este caso, las subestaciones de monoposte de madera son las más comunes.
- La estadística general revela que las subestaciones de 10 kVA son las más numerosas, debido a la gran cantidad de las subestaciones rurales de esta potencia. Además, la mayoría de las subestaciones (59%) están ubicadas en entornos urbanos, donde la demanda de energía es más alta, mientras que el 41% restante se encuentra en áreas rurales.

#### 6.1.7.2 ANTIGÜEDAD GENERAL DE LAS SUBESTACIONES

Otro aspecto importante se refiere a la categorización de las subestaciones en función de la fecha de fabricación del transformador que poseen, clasificadas por potencia y divididos entre zonas urbanas y rurales. Este análisis histórico permite identificar la antigüedad de la infraestructura general de CORPICO.

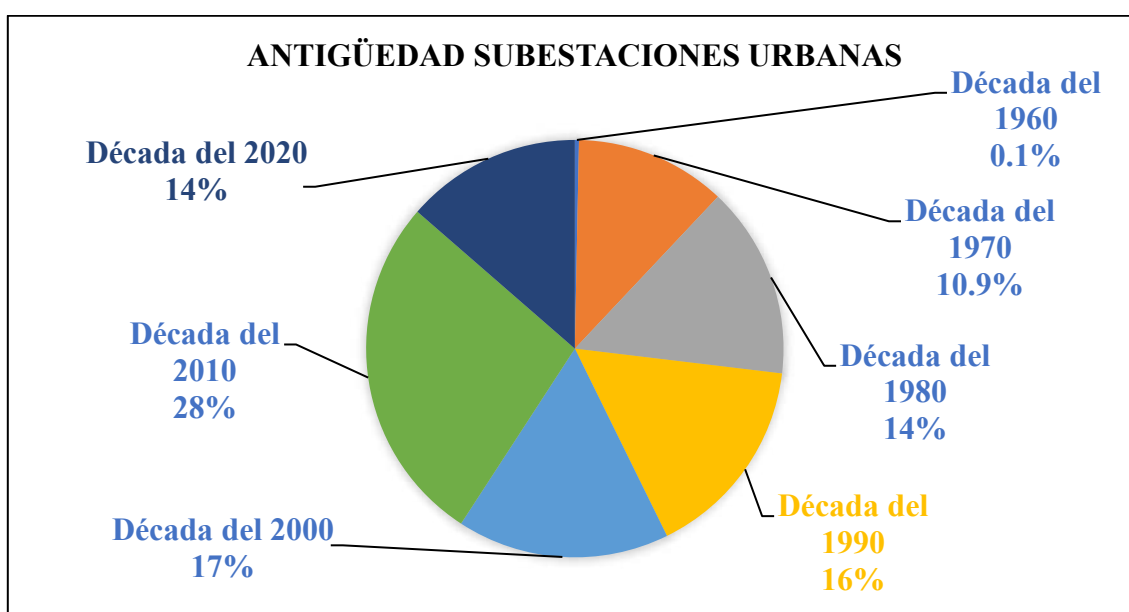


Figura N° 8: Gráfico de la antigüedad de las subestaciones urbanas de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.

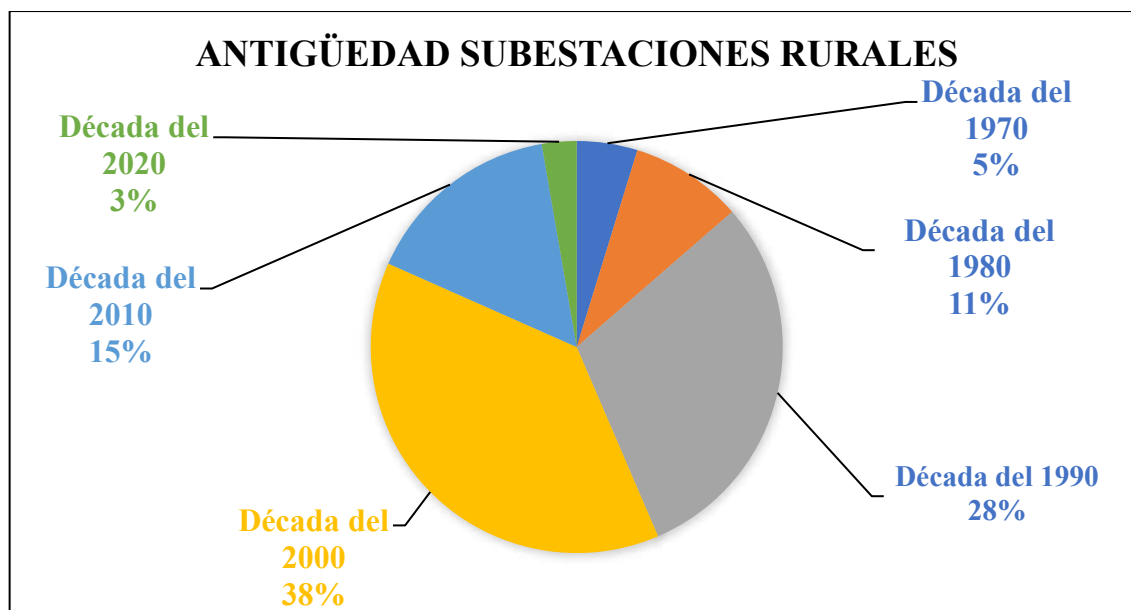


Figura N° 9: Gráfico de la antigüedad de las subestaciones rurales de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.

Las conclusiones que se obtienen son las siguientes:

- En el primer gráfico, enfocado en las subestaciones urbanas, se ha observado que la década del 2010 muestra un leve predominio, lo que indica una **actividad significativa en la construcción de subestaciones en ese período**. Este aumento es atribuible al crecimiento urbano, al incremento de la demanda de energía. y a las remodelaciones y modernización de subestaciones durante esa década. Además, el hecho de que las subestaciones más antiguas se remonten a la década del 1960, con una representación mínima, sugiere que ha habido una **renovación constante de la infraestructura eléctrica** en áreas urbanas.
- Por otro lado, en el segundo gráfico, que se centra en las subestaciones rurales, se ha observado un panorama ligeramente diferente. Las décadas del 2000 y del 1990 sobresalen como las más prominentes en términos de construcción de subestaciones en áreas rurales. Esto podría sugerir que las áreas rurales han experimentado un desarrollo de infraestructura eléctrica más lento en comparación con las áreas urbanas.

En resumen, los datos revelan que la construcción de subestaciones urbanas ha sido más activa en la última década, mientras que las subestaciones rurales tienden a ser más antiguas en general.

### 6.1.7.3 SUBESTACIONES Y USUARIOS

El siguiente gráfico se obtuvo utilizando la función de Microsoft Excel de “top 10%”, cuyo resultado es equivalente al cálculo del percentil 90%. Luego, se utilizó este dato como filtro para poder observar el gráfico de una forma clara, dado que, de otra manera, al tener una elevada cantidad de subestaciones, este carecería de sentido debido a la dificultad de visualización. *Este mismo razonamiento se aplicó para diversos gráficos que se observarán a lo largo del análisis de datos.*

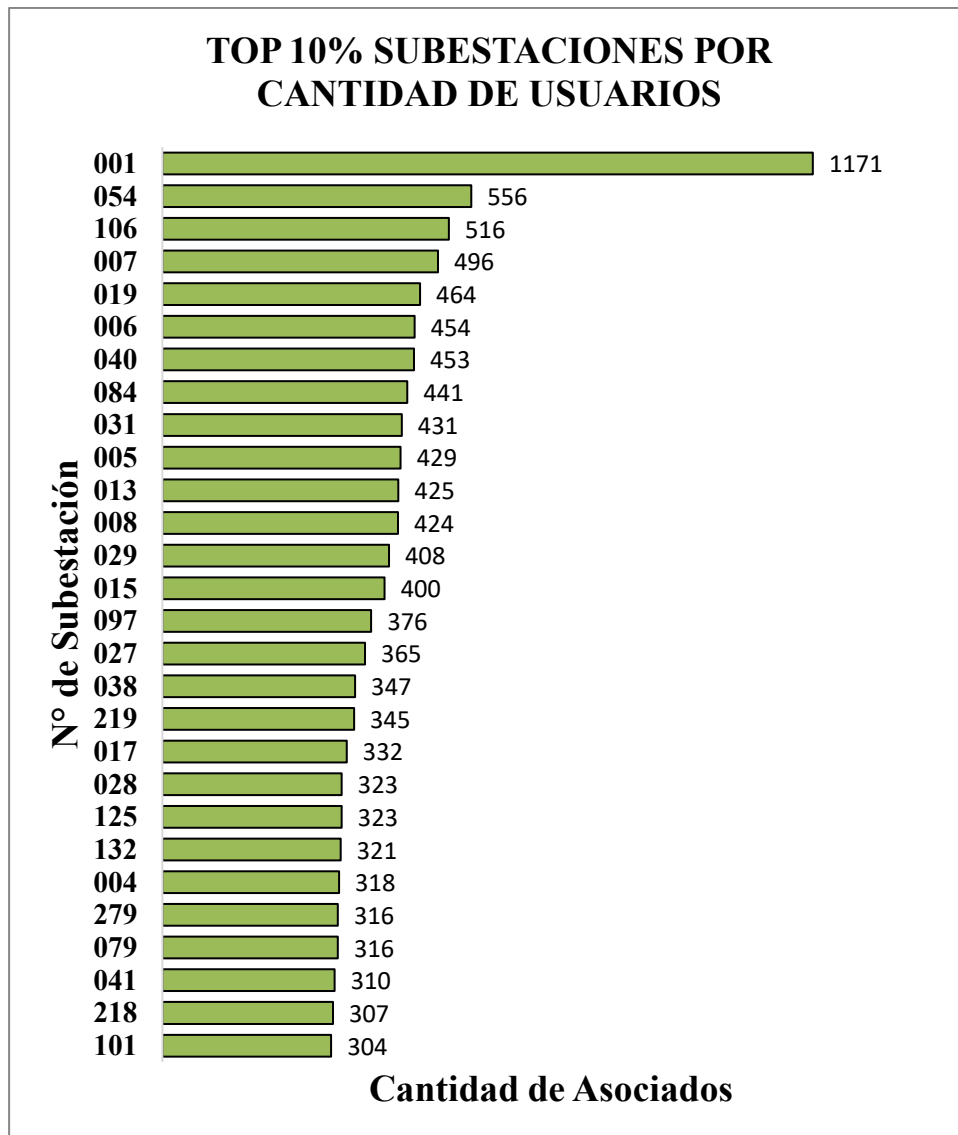


Figura Nº 10: Top 10% Cantidad de asociados por subestación. Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.7.4 TIPOS DE USUARIOS POR SUBESTACIÓN

El análisis incluye también la distribución de cada tipo de usuario, por subestación. Los tipos de usuarios que se han definido son:

- Asociaciones Civiles.
- Comercial.
- Grandes Usuarios Baja Tensión
- Grandes Usuarios Media Tensión
- Grandes Usuarios Alta Tensión
- Industrial
- Oficiales
- Residencial.
- USUARIOS RESIDENCIALES

Se obtiene:

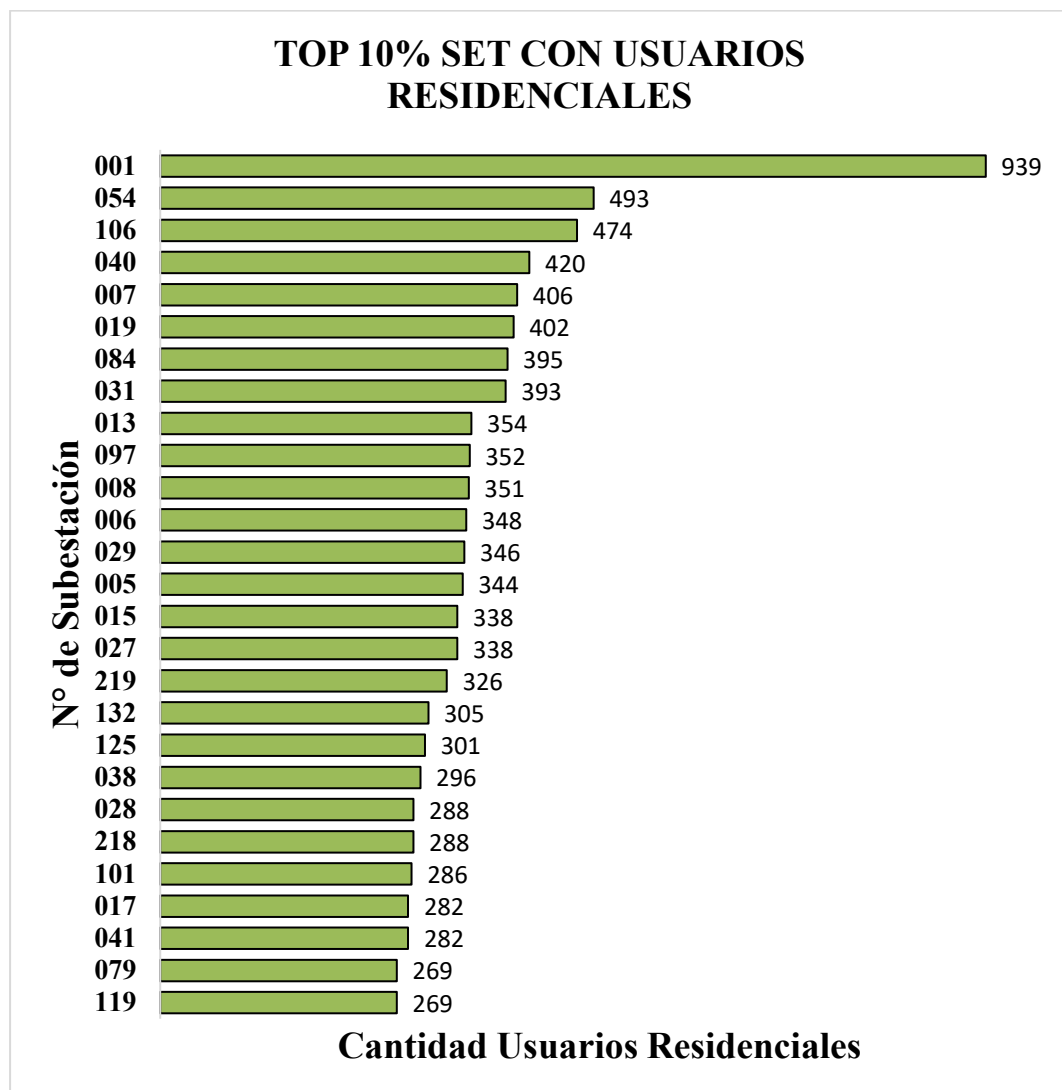


Figura N° 11: Top 10% de subestaciones con usuarios residenciales. Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.7.4.1 COMERCIALES

Con los usuarios de tipo comercial, como, por ejemplo, los distintos bancos que se encuentran en General Pico (Galicia, Nación, Pampa, entre otros), se realizó el mismo análisis que para los usuarios residenciales. Se tiene:

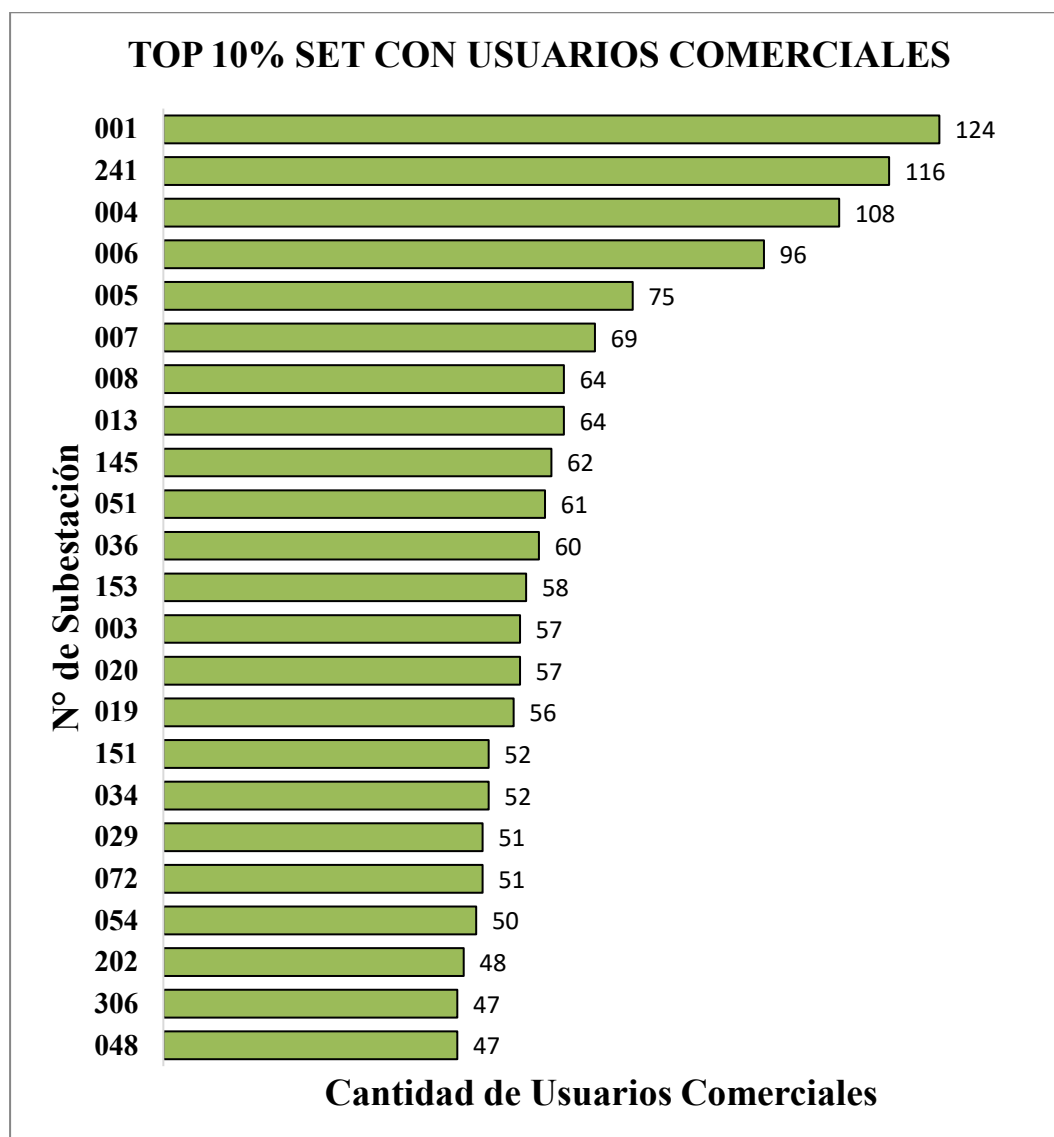


Figura N° 12: Top 10% de subestaciones con usuarios comerciales. Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.7.4.2 OFICIALES

En el caso de usuarios tipo “Oficiales”, como, por ejemplo, la Municipalidad de General Pico, se obtiene:

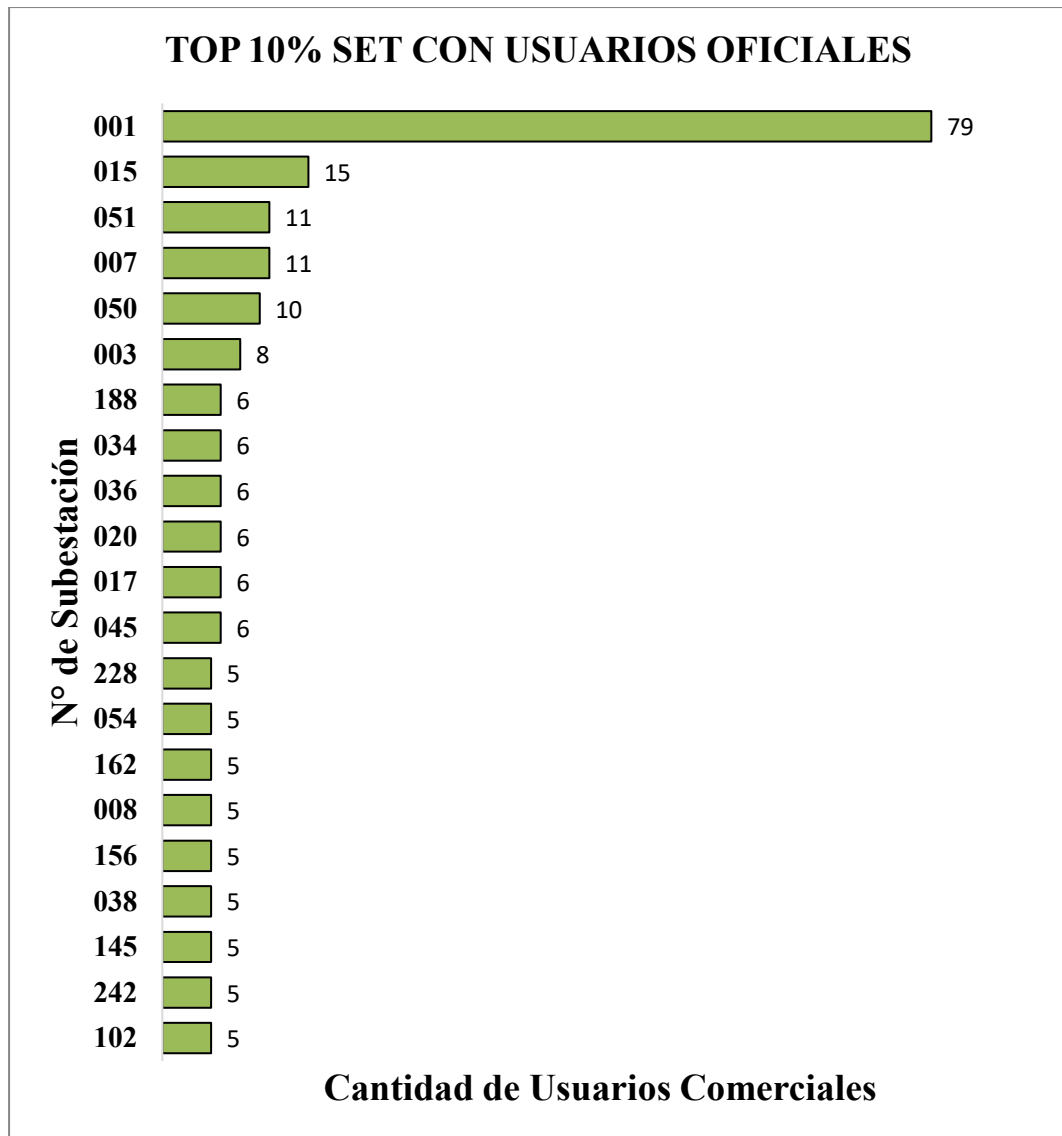


Figura N° 13: Top 10% de subestaciones con usuarios comerciales. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.7.4.3 ASOCIACIONES CIVILES

En el caso de las asociaciones civiles, tales como los clubes de fútbol de la ciudad, o las iglesias:



Figura N° 14: Top 10% de subestaciones con asociaciones civiles. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.7.4.4 INDUSTRIAL

En el caso de los usuarios de tipo Industriales, se encuentran empresas reconocidas como: ANTAR SRL, AMUYEN RECTIFICACIONES S.A, INARCO S.A, entre muchas otras.

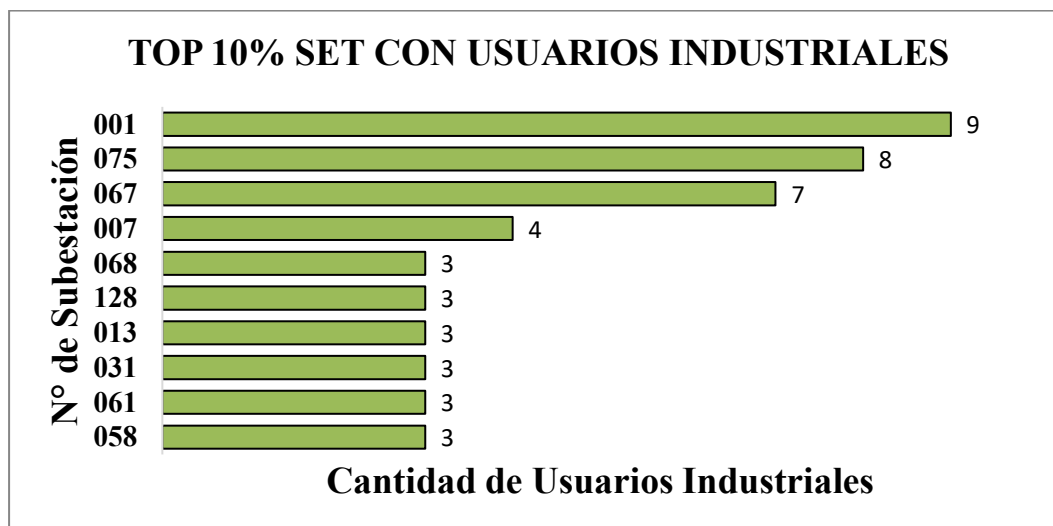


Figura N° 15: Top 10% de subestaciones con usuarios industriales. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.7.4.5 GRANDES USUARIOS BAJA TENSIÓN (B.T)

Por otra parte, analizando las subestaciones con más de 1 gran usuario de baja tensión (G.U B.T), se puede observar la siguiente distribución:



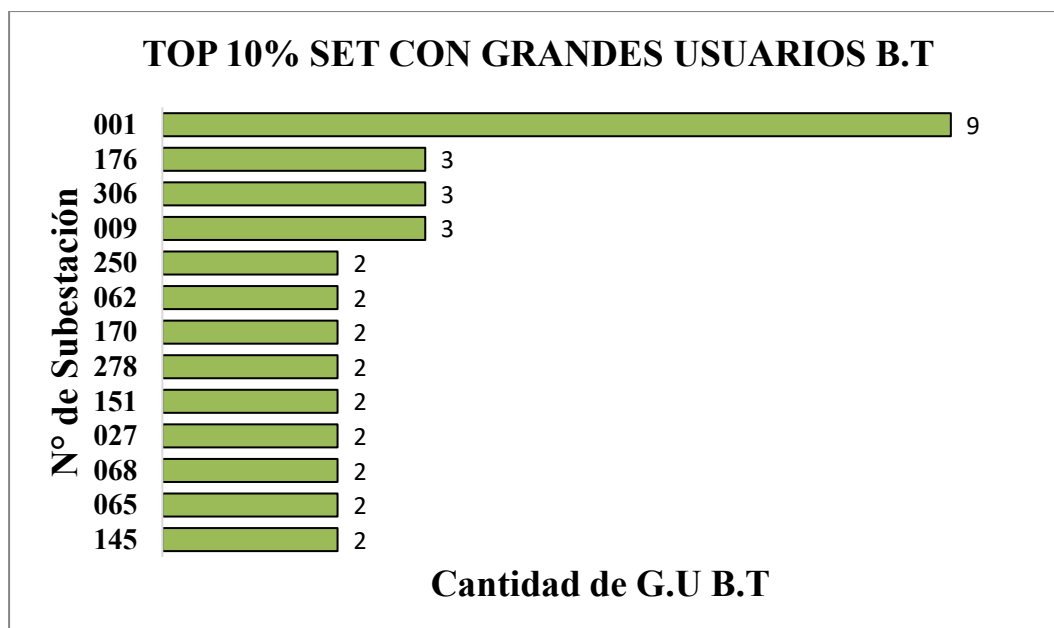


Figura N° 16: Top 10% de subestaciones con grandes usuarios B.T. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.7.4.6 GRANDES USUARIOS MEDIA TENSIÓN (M.T)

Analizando la distribución de los grandes usuarios de media tensión, se tiene la siguiente distribución:

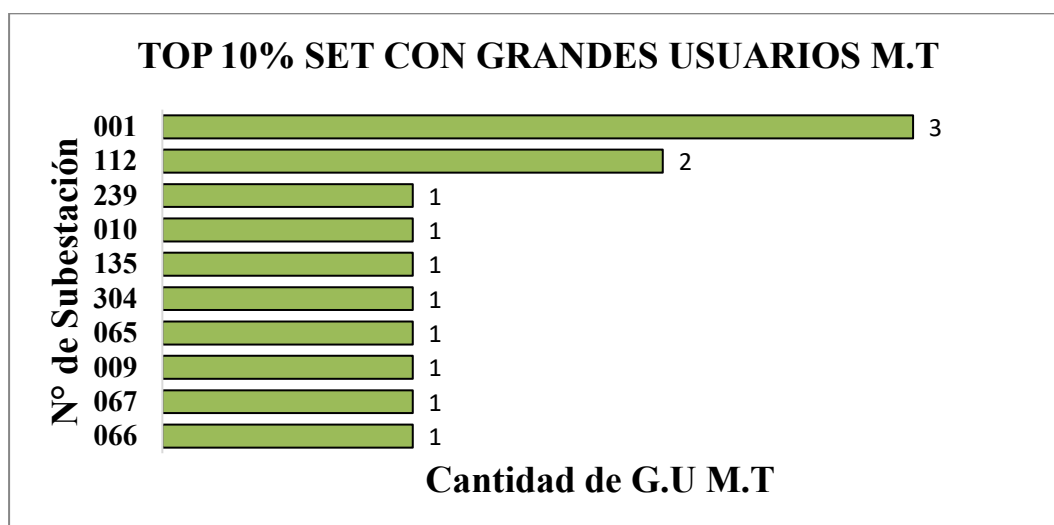


Figura N° 17: Top 10% de subestaciones con grandes usuarios de MT. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.7.4.7 GRANDES USUARIOS AT

En cuanto a los grandes usuarios de alta tensión, se tiene solamente a la subestación N° 324 con 1 usuario.

### 6.1.7.4.8 USUARIOS ELECTRODEPENDIENTES

En total, CORPICO posee 56 asociados de carácter **residencial electrodependiente**. Las subestaciones a las cuales estos usuarios están conectados se pueden observar en el [ANEXO N°5](#).

### 6.1.7.5 REGISTRO HISTÓRICO DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

El registro de tareas de mantenimiento históricas realizadas en cada transformador permite evaluar la frecuencia y el tipo de intervenciones realizadas en general a todos los transformadores, brindando información relevante sobre qué actividades son las más habituales.

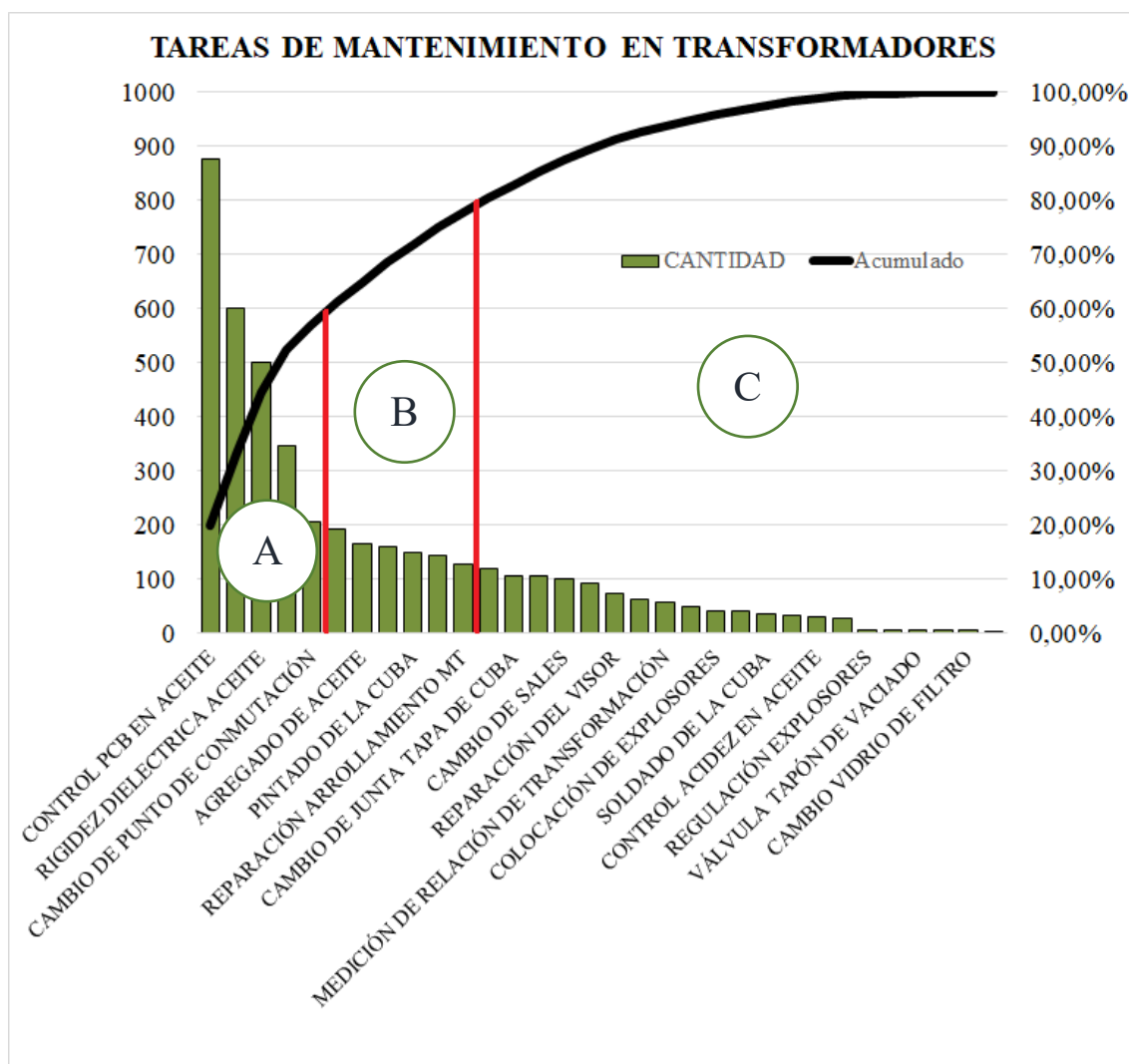


Figura N° 18: Gráfico tipo ABC de las tareas de mantenimiento históricas realizadas en los transformadores. Fuente: Elaboración propia.

Para este análisis, se realizó un gráfico tipo Pareto el cual indica cuáles son las tareas más frecuentes de mantenimiento actuales. Dicho análisis revela que aproximadamente el 60% de los arreglos de mantenimiento se concentran en un grupo pequeño de actividades.

El grupo A, que abarca del 0% al 60% de los arreglos, contiene a las tareas de control de PCB en aceite, ensayos, rigidez dieléctrica del aceite, purificado de aceite y cambio de punto de conmutación.

En el Grupo B (que comprende del 60% al 80% de los arreglos), se encuentran tareas adicionales, como limpieza del exterior, agregado de aceite, cambio de juntas de aisladores de baja tensión, pintado de la cuba y reparación de arrollamientos de baja y media tensión.

Finalmente, en el Grupo C (que comprende del 80% al 100% de las actividades), se incluyen las tareas restantes que figuran en la tabla N°1 del [ANEXO N°3](#).

### 6.1.7.6 REGISTRO HISTÓRICO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

De manera similar, se han documentado las tareas de mantenimiento históricas realizadas en las subestaciones. Este análisis permite identificar las tareas más frecuentes realizadas a las subestaciones en términos generales.

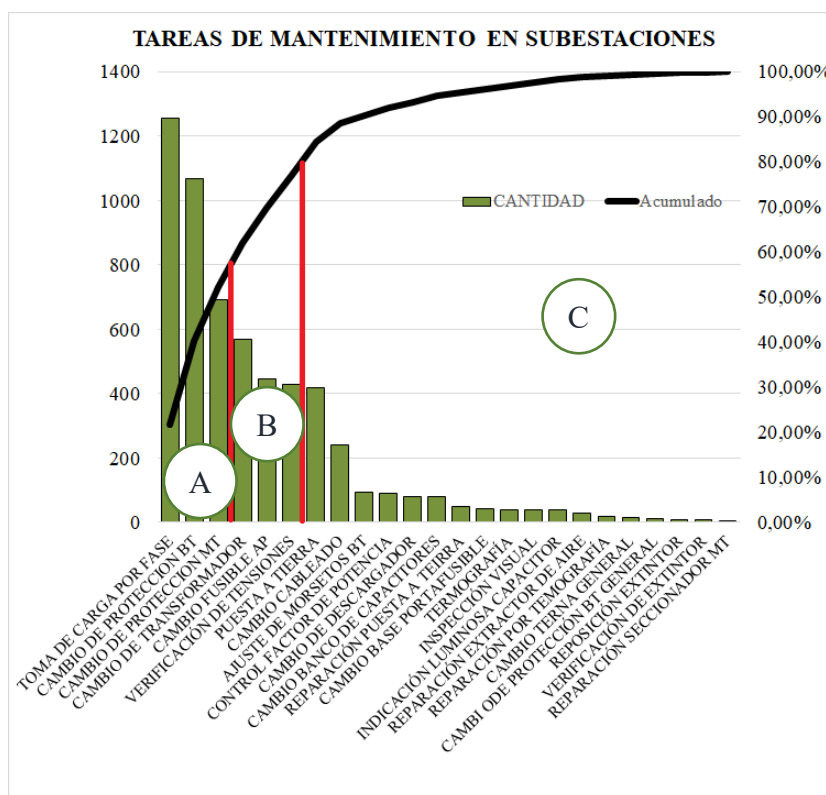


Figura N° 19: Grafico tipo ABC de las tareas de mantenimiento históricas realizadas en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia.

El Grupo A, que comprende el rango del 0% al 60% de las tareas de mantenimiento incluye la toma de carga por fase, el cambio de protección de baja tensión y el cambio de protección de media tensión.

En el Grupo B, que comprende del 60% al 80% de las tareas de mantenimiento, encontramos actividades el cambio de transformador, el reemplazo de fusibles de alumbrado público y la verificación de tensiones.

Por último, en el Grupo C (que comprende del 80% al 100% de las tareas de mantenimiento), se encuentran las tareas restantes, que se pueden observar en la tabla N°2 del [ANEXO N°3](#).

### 6.1.7.7 SUBESTACIONES MÁS REPARADAS

Finalmente, se ha obtenido un gráfico con las 10 subestaciones que más intervenciones han necesitado de manera histórica.

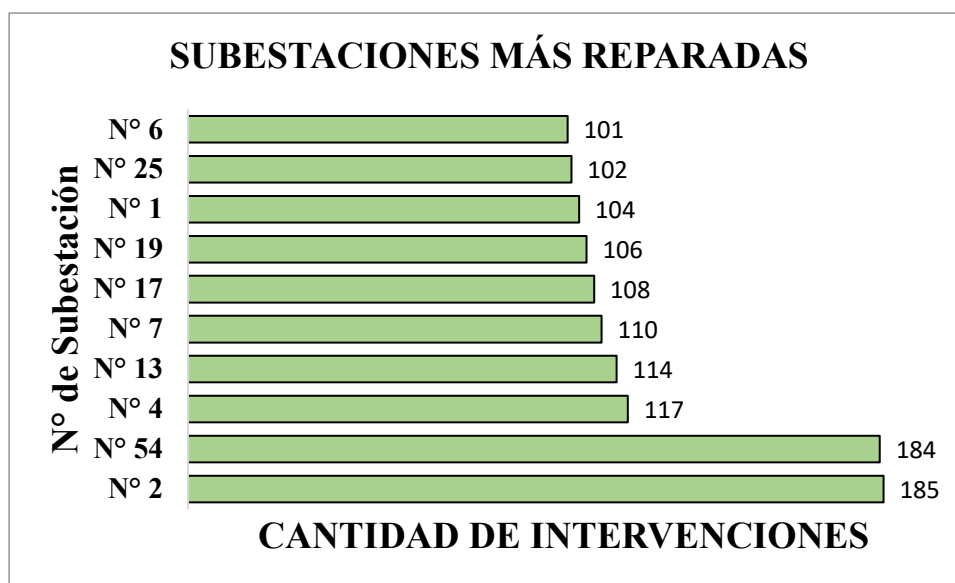


Figura N° 20: Las 10 subestaciones más reparadas. Fuente: Elaboración propia.

## 6.2 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

La **etapa de evaluación de la criticidad** es una etapa fundamental para garantizar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos, dirigiendo correctamente los recursos disponibles a los activos más críticos. Para ello, se ha llevado a cabo un análisis que ha abarcado tanto la revisión de información como también de los gráficos realizados anteriormente, incluyendo la **cantidad de usuarios según su clasificación, la antigüedad de las subestaciones, la potencia suministrada, el tipo de subestación, entre otros.**

## 6.2.1 CRITERIOS DE CRITICIDAD

En el proceso de análisis de criticidad, se implementará un enfoque que se basa en la aplicación sucesiva de criterios de evaluación a la lista de subestaciones. Los niveles de criticidad se clasificarán en tres grupos distintos: **Blanco, Gris y Negro**, y serán asignados en función de la cantidad de requisitos cumplidos por cada subestación.

Es fundamental destacar que en este proceso existen niveles de criterios que, en caso de ser satisfechos, **otorgarán una criticidad mínima, sin requerir la satisfacción de otros requisitos adicionales**. Esto significa que algunas subestaciones alcanzarán automáticamente un nivel de criticidad en función de su cumplimiento de criterios predefinidos.

Los principales grupos de criterios son los siguientes

- Características Constructivas.
- Impacto Ambiental.
- Impacto a la Seguridad.
- Impacto a Calidad del Servicio.

## 6.2.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

El análisis de criticidad en el ámbito de las **Características Constructivas** se enfoca en la evaluación de dos factores fundamentales: **la potencia de la subestación** y el **tipo de instalación** de la misma.

La **potencia de una subestación** incide directamente en su capacidad para satisfacer la demanda energética de la zona que abastece. Subestaciones de mayor potencia son fundamentales en áreas con alta demanda de energía, y su fallo puede acarrear consecuencias significativas en el suministro eléctrico. La potencia de la subestación está estrechamente relacionada con el **costo de adquisición del transformador**, que suele variar en función de su tamaño y capacidad. Transformadores de mayor costo están asociados a equipos de mayor capacidad, lo que incide directamente en la importancia de la subestación en el sistema eléctrico. Además, el aumento en la potencia del transformador no es directamente proporcional al costo de este (hecho que se puede observar en la puntuación otorgada a cada subcriterio). Por lo tanto, se incluye el costo del transformador como un subcriterio que influye en la puntuación total, ya que su avería o reemplazo pueden representar un impacto significativo en los recursos financieros de la organización. Es importante señalar que no se ha considerado el factor económico en relación con los repuestos, como un criterio independiente.

Según la investigación realizada, se ha observado que, en términos generales, los costos de los repuestos son similares entre las diferentes subestaciones del mismo tipo, ya que muchos repuestos son compartidos. Estas leves diferencias de precio en los repuestos están **implícitamente contempladas en los dos factores mencionados anteriormente.**

Por otro lado, se tiene al **tipo de instalación** de una subestación, que puede variar según la ubicación de esta. Los distintos tipos de instalaciones presentes en la **sección urbana** de CORPICO ya han sido nombrados, y son los siguientes: a nivel interior, a nivel exterior, cámaras subterráneas, biposte de hormigón, biposte de madera, monoposte de hormigón y monoposte de madera. Cada tipo de instalación conlleva características y consideraciones particulares que pueden influir en su relevancia y prioridad. Los aspectos tomados en consideración para determinar la puntuación para cada grupo de instalación son: la **accesibilidad para el mantenimiento, la resistencia contra los riesgos climáticos y la ubicación en relación con las áreas urbanas.**

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS		
SEGÚN POTENCIA		
Criterio	Potencia [kVA]	Valor
Menor o igual a	100	2
Mayor al anterior y menor o igual a	315	4
Mayor a	315	7
SEGÚN INSTALACIÓN		
Tipo de instalación	Valor	
Aérea	1	
A nivel	2	
Subterránea	2	

Tabla N° 1: Puntuación según características constructivas (potencia e instalación). Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.3 IMPACTO AMBIENTAL

Dentro del proceso de evaluación de la criticidad, el impacto ambiental se considera como un aspecto de suma importancia. En esta área, el principal criterio tomado en consideración es la **cantidad de aceite** contenida en los transformadores, con un enfoque especial en la prevención de posibles derrames.

El aceite dieléctrico utilizado en los transformadores es un componente esencial que cumple la función de enfriar y aislar los componentes eléctricos. Sin embargo, su manejo y almacenamiento incorrectos pueden dar lugar a riesgos medioambientales significativos. En este sentido, los transformadores de **mayor potencia** tienden a contener volúmenes de aceite

mayores que los de menor potencia, debido al incremento en el tamaño del transformador. Estos equipos, si no son gestionados adecuadamente, representan un gran peligro de derrames de aceite, lo que podría tener impactos negativos en el entorno natural y en la salud de la comunidad. Por lo tanto, la puntuación respecto a este criterio es de la siguiente manera:

IMPACTO AMBIENTAL		
SEGÚN ACEITE		
Criterio	Litros [l]	Valor
Igual a	0	0
Menor o igual a	325	1
Mayor al anterior y menor o igual a	465	2
Mayor a	465	3

Tabla N° 2: Puntuación sobre el impacto ambiental, enfocado en la cantidad de aceite. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.2.4 IMPACTO A LA SEGURIDAD

El impacto en la seguridad está estrechamente relacionado con la seguridad de las personas, y este aspecto varía según el tipo de subestación. Las subestaciones consideradas más críticas respecto a este factor son aquellas a nivel del suelo y subterráneas, principalmente debido a su proximidad a la población y a su mayor presencia en entornos urbanos. Algunas, incluso, como pueden ser las a nivel interior, están ubicadas dentro de edificios urbanos. Cualquier anomalía o fallo en estas subestaciones tiene mayores posibilidades de afectar a los ciudadanos en comparación con las subestaciones aéreas, por lo que recibirán un alto puntaje en términos de seguridad.

IMPACTO A LA SEGURIDAD	
SEGÚN INSTALACIÓN	
Tipo de instalación	Valor
Aérea	1
A nivel	3
Subterránea	3

Tabla N° 3: Puntuación sobre el impacto a la seguridad. Fuente: Elaboración propia.

Debido a lo anteriormente mencionado, si la subestación es subterránea o a nivel, automáticamente será considerada de **críticidad negra**.

## 6.2.5 IMPACTO A CALIDAD DEL SERVICIO

La evaluación de la criticidad en términos de impacto a la calidad de servicio se enfoca en diversos aspectos que tienen un impacto directo en la continuidad y confiabilidad de la entrega de energía eléctrica, considerando no solo la **cantidad de asociados sino también el tipo de asociado** que se abastece en cada subestación.

El primer subcriterio fundamental en esta evaluación es **la cantidad de asociados en cada subestación**, ya que subestaciones que abastecen a una mayor cantidad de asociados tendrán un impacto más significativo en caso de fallos o interrupciones en el suministro.

Además, se presta especial atención al **tipo de asociado conectado a cada subestación**, destacando dos grupos de asociados considerados de alta criticidad:

- **Grandes Usuarios:** Los grandes usuarios representan un sector que demanda un suministro eléctrico constante y de alta calidad. Interrupciones en el servicio a grandes usuarios pueden generar pérdidas económicas significativas y afectar negativamente la operación de industrias, empresas y organizaciones de gran envergadura.
- **Electrodependientes:** Los electrodependientes son asociados que, por razones médicas, dependen de equipos eléctricos para mantener su salud y vida. Para este grupo, la continuidad del suministro eléctrico es esencial. Sin embargo, para definir la puntuación, se tendrá en consideración que todos los usuarios electrodependientes tienen un grupo electrógeno instalado en su casa, producto de la gestión de CORPICO.

La evaluación de la calidad de servicio se puede observar en la siguiente tabla:

<b>IMPACTO A LA CALIDAD DEL SERVICIO</b>		
<b>SEGÚN CANTIDAD DE ASOCIADOS</b>		
<b>Criterio</b>	<b>Cant. Asociados</b>	<b>Valor</b>
Menor o igual a	80	1
Mayor al anterior y menor o igual a	250	2
Mayor a	250	3
<b>SEGÚN TIPO DE ASOCIADOS</b>		
<b>Tipo de asociado</b>	<b>Valor</b>	
Residencial	1	
Comercial	1	
Oficiales	2	



Asociaciones Civiles	2
Industrial	2
Electrodependientes	3
Grandes Usuarios Alta Tensión	3
Grandes Usuarios Baja Tensión	3
Grandes Usuarios Media Tensión	3

Tabla N° 4: Puntuación según el impacto a la calidad del servicio. Fuente: Elaboración propia.

## 6.2.6 PONDERACIÓN

La evaluación de los criterios mencionados anteriormente se llevó a cabo mediante una colaboración con el personal de la cooperativa. El objetivo era determinar la importancia relativa de cada factor. En este proceso, se destacaron los **criterios de potencia y seguridad hacia las personas como los más relevantes**, seguidos por los aspectos ambientales, la cantidad y tipo de usuarios, y finalmente, el tipo de instalación y el valor del equipo.

La **ponderación refleja la incidencia específica de cada criterio en el cálculo final de la criticidad**. Cabe destacar que esta ponderación es flexible, permitiendo ajustes según las necesidades cambiantes o la evolución de las prioridades de la empresa.

Finalmente, la ponderación resultante es:

POTENCIA	AMBIENTAL	SEGURIDAD
20%	15%	20%

INSTALACION	TIPO USUARIOS	CANTIDAD USUARIOS	VALOR EQUIPO
10%	15%	15%	5%

Tabla N° 5: Ponderación de los distintos criterios. Fuente: Elaboración propia.

## 6.2.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Después de llevar a cabo un análisis completo de todos los criterios considerados y de revisar detalladamente la información recopilada sobre las subestaciones y transformadores en la red de CORPICO, se ha procedido finalmente con el análisis de criticidad para cada una de estas infraestructuras eléctricas. El resultado de este análisis se ha documentado en una tabla que proporciona una visión de la criticidad de cada subestación en la red de CORPICO. Dicha información se puede observar en la tabla principal, en el [ANEXO N°4](#).

Para la formulación de esta tabla, además de considerar los criterios previamente analizados, se estableció que el 20% de los equipos debían ser clasificados como **negros**, resultando en que todas las subestaciones con una **puntuación superior a 320** serán categorizadas como de criticidad negra. También se debe recordar que todas las subestaciones a **nivel o subterráneas** también fueron asignadas a la categoría de criticidad máxima.

Finalmente, a modo de resumen, la clasificación de las subestaciones resultó de la siguiente manera:

CLASIFICACIÓN	PUNTUACIÓN POR SUPERAR	CANTIDAD	%
NEGRO	320	64	19%
GRIS	200	108	32%
BLANCO	-	164	49%

Tabla N° 6: Resumen de los resultados del análisis de criticidad. Fuente: Elaboración propia.

Es destacable mencionar que los resultados del análisis de criticidad **coinciden con los gráficos expuestos anteriormente**. Las subestaciones con mayor cantidad de asociados (residenciales, comerciales, industrial, entre otros) o las que sufrieron más reparaciones son de **criticidad negra o gris de alto nivel**. Esto es una señal que los criterios tomados en consideración son efectivos y reflejan correctamente la importancia de los activos de la empresa.

### 6.3 TAREAS DE MANTENIMIENTO

Siguiendo los lineamientos establecidos en el marco teórico, a continuación, se exhibe el desarrollo de un plan de mantenimiento para las subestaciones y transformadores, teniendo en cuenta lo trabajado anteriormente. En virtud de optimizar la eficiencia operativa y garantizar la vida útil de los equipos, se abordará la implementación de **tareas tanto preventivas como predictivas**.

**Inicialmente, se procederá con el cálculo de un plan teórico, fundamentado en la revisión de la bibliografía. Este plan teórico servirá como punto de partida, definiendo las acciones recomendadas según las mejores prácticas y estándares reconocidos.**

Es crucial subrayar que la adaptación de este plan a la realidad operativa tendrá en consideración tanto los **recursos disponibles** como las **particularidades propias de la infraestructura eléctrica** gestionada por la empresa. Cabe destacar que, si bien este plan de

mantenimiento se enfoca exclusivamente en subestaciones y transformadores, CORPICO lleva a cabo tareas que van más allá de la gestión de estos elementos, como el mantenimiento de líneas de MT y BT, podas de árboles y otras actividades inherentes al ámbito eléctrico, por lo que no es posible utilizar la totalidad de los recursos disponibles exclusivamente para las actividades que se mostrarán en este plan.

## 6.4 MANTENIMIENTO TEÓRICO

### 6.4.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

A continuación, se expondrán de manera detallada las tareas preventivas definidas, considerando los elementos relevantes de los equipos eléctricos, presentados en el marco teórico. Adicionalmente se han calculado frecuencias de mantenimiento específicas para cada actividad. Dichas frecuencias se establecen con bases teóricas, y luego podrán sufrir modificaciones.

#### 6.4.1.1 SUBESTACIONES

##### 6.4.1.1.1 INSPECCIÓN VISUAL

Dentro del ámbito de las subestaciones, se engloban una variedad de componentes críticos. La tarea preventiva principal se concentra en la realización de una **inspección visual detallada y, cuando sea posible, una limpieza exhaustiva** de cada uno los siguientes elementos:

- Seccionadores.
- Descargadores.
- Gabinetes.
- Cables.
- Estructura.
- Transformador.

La **inspección visual** consiste en analizar en detalle el estado general de cada componente, y la detección de cualquier tipo de anomalía. Entre los síntomas comunes que se buscan durante esta inspección se encuentran la presencia de corrosión en estructuras metálicas, fugas de aceite en transformadores, deterioro visible del aislamiento en aisladores y conectores, conexiones eléctricas flojas y daños en equipos y estructuras, como deformaciones o fracturas.

Para llevar a cabo esta actividad, se requiere una variedad de herramientas y equipos. Entre estos se incluyen:

- Métodos de elevación (en caso de que la subestación lo requiera): Vehículo con grúa o escalera.
- Equipos de protección personal: cascos y guantes.
- Herramientas manuales básicas: destornilladores, llaves, entre otras.
- Instrumentos de medición varios: multímetro, cámara termográfica.

Además, serán necesarios dispositivos de documentación, para registrar y evidenciar los hallazgos durante la inspección. La selección precisa de herramientas dependerá de la inspección específica en cada subestación.

En el caso de la inspección visual *in situ* del transformador, la misma estará centrada principalmente en la **detección temprana de posibles pérdidas de aceite**, además de incluir lo siguiente:

- Evaluación del nivel de aceite.
- *Extracción de una muestra de aceite para su posterior evaluación. (Este procedimiento se desarrollará dentro de la sección “MANTENIMIENTO PREDICTIVO”).*
- Revisión del filtro: verificar la limpieza y el estado para prevenir la acumulación de partículas que podrían afectar la calidad del aceite.
- Inspección de los explosores: verificar estado e integridad. Estos dispositivos son cruciales para prevenir daños en el transformador en caso de acumulación de presión interna.
- Inspección del silica gel.
- Verificación de las secciones de los cables de salida: examinar visualmente las conexiones y el estado general de los cables.
- Revisión del punto de conmutación: asegurar que el punto esté donde se requiera.

### 6.4.1.1.2 EVALUACIÓN DE SENSORES

Se efectuará una evaluación de los sensores de humo, agua y temperatura en las subestaciones subterráneas y de interior, **garantizando su correcto funcionamiento** y capacidad de detección anticipada de posibles anomalías. El procedimiento general es el siguiente para cada tipo de sensor:

- **Sensores de Humo:**
  - Se generan condiciones controladas de humo para simular posibles situaciones de incendio y se verifica la capacidad del sensor para detectar la presencia de humo mediante la observación de su respuesta y activación.
- **Sensores de Agua:**
  - Se realiza una prueba de funcionalidad utilizando una cantidad controlada de agua y se verifica la capacidad del sensor para detectar la presencia de agua.
- **Sensores de Temperatura:**
  - Se compara la lectura del sensor con mediciones de referencia para asegurar su precisión.

Para realizar esta evaluación, se necesitan las siguientes herramientas:

- Métodos de elevación (en caso de que la subestación lo requiera): Vehículo con grúa o escalera.
- Equipos de protección personal: cascos y guantes.
- Herramientas manuales básicas: destornilladores, llaves, entre otras.
- Generador de humo.
- Equipos de medición de temperatura: termómetro, cámara termográfica.

#### 6.4.1.1.3 EVALUACIÓN PUESTAS A TIERRA

Por último, se revisará la correcta **conexión de las puestas a tierra de protección y servicio**. Además, se llevará a cabo la **medición de las puestas a tierra**, validando su adecuada conexión y funcionalidad.

La medición de las puestas a tierra se realiza de la siguiente manera:

1. Desconexión de la subestación de la red.
2. Instalación de electrodos.
3. Conexión del telurímetro con los electrodos y el sistema de puesta a tierra a evaluar.
4. Medir la resistencia.
5. Guardar los valores y comparar con los límites de referencia.
6. Desconexión del equipo de medición, y conexión de la subestación a la red.

La evaluación de las puestas a tierra requiere de las siguientes herramientas:

- Telurímetro con accesorios: electrodos y cables.

- Equipo de protección personal: casco y guantes.

#### 6.4.1.1.4 FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO TEÓRICAS

Para todas las tareas mencionadas anteriormente, se han establecido distintas **frecuencias de aplicación**. Dichas frecuencias han sido determinadas considerando factores críticos, estándares industriales y las características específicas de los componentes evaluados.

<b>INSPECCIÓN VISUAL Y LIMPIEZA GENERAL DE LA SUBESTACIÓN</b>	
<b>Tarea</b>	<b>Frecuencia</b>
Seccionadores	Trimestral
Descargadores	
Gabinetes	
Cables	
Transformador	
Batería de Capacitores	
Estructura	Semestral
Extractor de Aire*	Trimestral
Celdas*	

Tabla N° 7: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en la subestación. Fuente: Elaboración propia.

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES HÚMEDOS <i>IN SITU</i></b>	
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia</b>
Pérdida de aceite	Trimestral
Nivel de aceite	Semanal
Muestra de aceite	Anual
Revisión del filtro	Trimestral
Explosores	
Silica Gel	
Secciones de cable de salida	
Punto de conmutación	
Relé de Bucholz	
Tanque de expansión	
Válvula de sobrepresión	
Radiador y ventilador	

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES HÚMEDOS <i>IN SITU</i></b>	
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia</b>
Válvula / Tapón de vaciado	Trimestral
Pintura de la estructura	
Oxidación de la estructura	
Limpieza general	

Tabla N° 8: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en los transformadores húmedos colocados en la subestación. Fuente: Elaboración propia.

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES SECOS <i>IN SITU</i></b>	
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia</b>
Sistema de ventilación	Trimestral
Termocuplas del núcleo y arrollamientos	

Tabla N° 9: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en los transformadores secos colocados en la subestación. Fuente: Elaboración propia.

<b>COMPROBACIÓN DE SENSORES</b>	
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia</b>
Sensor de Agua*	Trimestral
Sensor de Humo*	
Sensor de Temperatura*	

Tabla N° 10: Tareas y frecuencias TEÓRICAS de comprobación de sensores a realizar en subestaciones subterráneas o de interior. Fuente: Elaboración propia.

\*aplicable únicamente a Subestaciones Subterráneas o de Interior.

<b>COMPROBACIÓN DE PUESTAS A TIERRA</b>	
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia</b>
Verificación de estado de conexión de PAT de Protección y Servicio	Trimestral
Medición de Puestas a Tierra	Anual

Tabla N° 11: Tareas y frecuencias TEÓRICAS de comprobación de puestas a tierra. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.4.1.2 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES HÚMEDOS EN TALLER

En cuanto a los transformadores, se han definido tareas de mantenimiento preventivo teóricas que requieren ser ejecutadas en el taller de mantenimiento, lo cual implica retirar el equipo de la subestación para llevar a cabo estas acciones con el cuidado y la precisión

necesarios. Estas tareas, orientadas a preservar la integridad y el rendimiento óptimo de los transformadores, abordan diversos componentes críticos y se han establecido de la misma manera que las tareas definidas para las subestaciones, considerando las mejores prácticas de la industria.

### 6.4.1.2.1 PROCESO DE REGENERACIÓN Y SECADO DE ACEITE

El proceso de regeneración y secado de aceite es un procedimiento dedicado a restablecer las propiedades y eliminar la humedad del aceite dieléctrico para así asemejarlo lo más posible a un aceite nuevo. En este proceso, se obtienen los siguientes resultados:

- Reducción de la humedad presente en el aceite.
- Restauración de la rigidez dieléctrica.
- Limpieza de impurezas.
- Restauración de las propiedades químicas.

Teniendo en cuenta que CORPICO ya posee una máquina de regeneración de aceite, se la utilizará cada vez que un transformador ingrese al taller. La duración depende de la cantidad de aceite a regenerar, pero en general, se estima una duración de 4-5 horas por transformador. Parte de esta duración (dependiendo del uso de mano de obra) se considerará en los cálculos de horas dentro de la reparación del transformador en el taller.

### 6.4.1.2.2 REVISIÓN DE COMPONENTES CRÍTICOS

Paralelamente, se debe llevar a cabo un análisis del estado y funcionamiento de diversos componentes clave del transformador. Entre ellos se encuentran el relé de Buchholz, el termostato, el tanque de expansión, el filtro, los explosores, el radiador, el ventilador, los aisladores, las bobinas, el conmutador, entre otros elementos fundamentales. La inspección de estos componentes tiene como objetivo detectar cualquier anomalía, desgaste o mal funcionamiento que pueda comprometer la operación correcta del transformador.

Adicionalmente, se verificará el correcto funcionamiento de los medidores de presión, temperatura y vacío, elementos cruciales para monitorear las condiciones operativas del transformador. En caso necesario, se **procederá a la calibración de estos medidores** para garantizar lecturas precisas y confiables.

Al igual que para las subestaciones, se ha establecido una frecuencia para la ejecución de estas actividades. Dada la naturaleza de las tareas de mantenimiento preventivo para estos equipos, las cuales **requieren el retiro del transformador de la subestación**, se ha establecido



una **frecuencia unificada** para la realización de estas actividades con el objetivo de optimizar la eficiencia del proceso y minimizar el tiempo de inactividad de la subestación. **La frecuencia estipulada es anual.**

1) **Análisis del aceite dieléctrico:**

- a) Prueba de rigidez dieléctrica.
- b) Número de neutralización.
- c) Gravedad Específica.
- d) Cromatografía de gases.
- e) Tensión interfacial.
- f) Color.
- g) Contenido de agua.
- h) Densidad relativa.
- i) Inspección visual.

2) **Comprobación de estado y funcionamiento de diversos componentes:**

- a) Termostato.
- b) Relé de Bucholz.
- c) Tanque de expansión.
- d) Explosores.
- e) Medidores.
- f) Válvula de sobrepresión.
- g) Ventilador.
- h) Bombas de circulación.
- i) Silica Gel.

3) **Aisladores de BT y MT**

- a) Prueba de resistencia de aislamiento.
- b) Verificación de O'Rings.
- c) Prueba de factor de potencia de aislamiento.

4) **Bobinas de BT y MT**

- a) Prueba de resistencia.
- b) Relación de transformación.
- c) Megado.
- d) Resistencia de aislamiento.
- e) Factor de potencia del aislamiento.

### 6.4.1.3 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES SECOS EN TALLER

Para los transformadores secos, cuya característica principal es la ausencia de aceite, se ha diseñado un programa de mantenimiento enfocado en tareas específicas que aseguren su funcionamiento óptimo. Dado que estos transformadores presentan particularidades distintas a los convencionales con aceite, las tareas se centran en aspectos clave del sistema, **minimizando las intervenciones** al no requerir mantenimiento de fluidos aislantes.

Además de las mencionadas tareas de inspección visual que se pueden observar en las tareas de mantenimiento de subestaciones, se añaden pruebas de funcionamiento del sistema de ventilación y de las termocuplas del núcleo y arrollamientos. Estas pruebas se realizarán, al igual que para los transformadores húmedos, **anualmente**.

## 6.4.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

### 6.4.2.1 SUBESTACIONES

En el caso de las subestaciones, el mantenimiento predictivo a aplicar se basará principalmente en el análisis de muestras de aceite, como también en realizar termografías.

#### 6.4.2.1.1 PROCEDIMIENTOS PARA EXTRACCIÓN DE ACEITE

Siempre que sea posible, en el caso de los transformadores, se debe realizar la recolección de muestras poco tiempo después de detener el equipo. A su vez, errores en el procedimiento de extracción de muestras que se mostrará a continuación, o el uso de recipientes inapropiados o contaminados pueden llevar a conclusiones incorrectas sobre la calidad del aceite.

Es por ello que, para la realización de estos análisis, se deben seguir protocolos específicos establecidos en la norma **IRAM 2400**, que proporciona un marco integral para evaluar y mantener el aceite dieléctrico en condiciones óptimas de funcionamiento. A modo de síntesis, se destacan los siguientes puntos:

- La muestra, dependiendo de la cantidad y tipos de ensayos a realizarse, será de **uno o dos litros de aceite**.
- Se aconseja realizar la extracción por personal capacitado, evitando condiciones climáticas adversas.
- Se deben utilizar recipientes limpios, y se debe descartar el aceite inicial para prevenir contaminación.

- Las muestras se deben etiquetar con información esencial (identificación del equipo, tensión nominal, fecha de extracción, temperatura de la muestra, y categoría del equipo). En el caso de CORPICO, debido a que la tensión nominal de todos sus transformadores es menor a 66 kV, todos los transformadores son de categoría C. *Esto se puede observar en la tabla N°12.*
- Se debe almacenar en condiciones controladas.

Categoría del equipo	Equipo	Tensión nominal (KV)	Observaciones
O	Transformadores de potencia y reactores	$U > 400$	–
A	Transformadores de potencia y reactores	$150 < U \leq 400$	También se incluyen en esta categoría los transformadores industriales o estratégicos (ver 3.2)
B	Transformadores de potencia y reactores	$66 \leq U \leq 150$	–
C	Transformador de potencia y reactores	$U < 66$	–
D	Transformadores de medición y protección	$U \geq 150$	–
E	Transformadores de medición y protección	$U < 150$	–
F	Recipiente de los contactos de ruptura del conmutador de tomas bajo carga	–	También se incluyen en esta categoría los recipientes de los conmutadores de tomas bajo carga que contienen juntos en la misma unidad a los contactos selectores y de ruptura
G	Interruptores y aparatos de maniobra	$U < 66$	–

Tabla N° 12: Tabla de categorías del equipo. Fuente: IRAM 2400:2011. Página 17. Tabla N°2.

#### 6.4.2.1.2 EVALUACIÓN DE LA SALUD DEL ACEITE

Este análisis se llevará a cabo siguiendo las directrices establecidas también por la norma IRAM 2400.

Conforme a dicha norma, se establecen diversas evaluaciones y pruebas específicas, cada una con sus procedimientos y normativas respectivas. Estas evaluaciones incluyen, entre otras, la **prueba de rigidez dieléctrica, la medición del contenido de agua, la determinación de la densidad relativa del aceite y la evaluación de sedimentos y lodos.**

La lista completa de **ensayos de rutina (grupo N°1) y de ensayos complementarios (grupo N°2)** para determinar la salud del aceite se puede observar a continuación, en conjunto con las normas que rigen los procedimientos y requisitos de cada actividad:

Propiedad	Grupo <sup>a)</sup>	Apartado	Método
Aspecto y color	1	6.1	ASTM D 1500
Rigidez dieléctrica	1	6.2	IRAM 2341
Contenido de agua	1	6.3	IEC 60814
Acidez	1	6.4	IEC 62021-1
Factor de disipación dieléctrica (tg δ)	1	6.5.1	IRAM 2340
Contenido de aditivo antioxidante (para aceites inhibidos)	1	6.6	ASTM D 4768
Tensión interfasial	1	6.7	ASTM D 971
Resistividad volumétrica	2	6.5.2	IRAM 2340
Sedimentos y lodos	2	6.8	Anexo A (de esta norma)
Partículas (recuento de partículas)	2	6.9	IEC 60970

Tabla N° 13: Lista de ensayos de rutina y complementarios. Fuente: IRAM 2400:2011. Capítulo 6. Página 8. Tabla N°1.

Este análisis se realizará a partir de la extracción de una muestra de aceite, siguiendo los procedimientos anteriormente mencionados. La realización del análisis en sí será realizada por un laboratorio tercerizado, a elección de CORPICO.

Dependiendo del laboratorio, se podrán obtener resultados completos o bien se deberán analizar los valores obtenidos. Para esto último, se puede utilizar la tabla N°4, página 22 y 23, de la presente norma, que indica valores de referencia para así obtener la calificación de la propiedad: buena, regular o mala.

Por último, se posee la tabla N°5 de la página 24, con los procedimientos a seguir en caso de que se obtengan resultados negativos en alguna de las evaluaciones. Dependiendo del resultado de los análisis, se podrán llevar a cabo acciones de mantenimiento específicas.

#### 6.4.2.2 TERMOGRAFÍAS

Teniendo en cuenta lo mencionado en el marco teórico, las termografías aportan información relevante sobre el estado de salud actual de muchos elementos de las subestaciones. Es por ello que se incluye a este tipo de mantenimiento predictivo en el cronograma, como una acción adicional luego de realizar una inspección visual, con una frecuencia anual.

#### 6.4.3 TRANSFORMADORES HÚMEDOS EN EL TALLER

Para aquellos transformadores que estén en el taller, se realizará un análisis de aceite, siguiendo lo anteriormente descrito para la toma de análisis de los transformadores presentes en las subestaciones. En resumen, se evaluarán los siguientes aspectos:

##### 1) Análisis del aceite dieléctrico:

- a) Prueba de rigidez dieléctrica.
- b) Número de neutralización.
- c) Gravedad Específica.
- d) Cromatografía de gases.
- e) Tensión interfacial.
- f) Color.
- g) Contenido de agua.
- h) Densidad relativa.
- i) Inspección visual.

#### 6.4.4 FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO

En base a la norma IRAM 2400 y al contenido teórico, se determinaron las siguientes frecuencias de mantenimiento:

MANTENIMIENTO PREDICTIVO	
Tarea	Frecuencia
Análisis de Aceite	Anual
Termografías	

Tabla N° 14: Frecuencias de mantenimiento TEÓRICO del mantenimiento predictivo. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.4.5 CÁLCULO DE HORAS TEÓRICAS

Considerando las diversas tareas detalladas tanto para las subestaciones como para los transformadores, así como las frecuencias teóricas establecidas y los tiempos que se presentarán a continuación, se ha llevado a cabo el **cálculo del total de horas necesarias anualmente** por parte del personal de CORPICO para llevar a cabo el plan previamente descrito. Este análisis proporciona una estimación de la carga de trabajo que implica la ejecución de estas actividades de mantenimiento, permitiendo no solo la planificación eficiente de los recursos, sino también la **evaluación de la viabilidad del plan**.

##### 6.4.5.1 TIEMPOS ESTIMADOS POR TAREA

La realización de los cálculos de tiempo teóricos se hará de forma general, considerando únicamente que el **trabajo de mantenimiento proviene de las actividades de mantenimiento previstas**. En el momento de la adaptación del plan, se realizará un análisis más profundo y detallado. Además, para el presente cálculo, se tendrán en cuenta, en una instancia inicial, solamente las actividades de mantenimiento preventivo. En caso de obtener resultados positivos en el análisis teórico, se continuará con el mantenimiento predictivo.

Considerando que en un principio se le hará únicamente mantenimiento a las subestaciones negras y grises, y teniendo a su vez un **historial de tiempos** asociados a cada tarea, así como respuestas proporcionadas por el **personal de mantenimiento**, se han establecido los siguientes tiempos aproximados para cada actividad:

<b>ANÁLISIS TEÓRICO HORAS</b>	
<b>INSPECCIÓN VISUAL GENERAL SET</b>	
Cantidad de subestaciones (negras y grises)	172
Duración actividades por subestación [hora/hombre]	4,5
Cantidad de inspecciones teóricas por año	688
Cantidad de horas por año a cubrir [h]	3096
<b>INSPECCIÓN NIVEL DE ACEITE DE TRANSFORMADOR</b>	
Cantidad de transformadores (negros y grises)	172
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	0,75
Cantidad de inspecciones teóricas por año	7568
Cantidad de horas por año a cubrir [h]	5676
<b>MONTADO/DESMONTADO DE TRANSFORMADOR DE SET</b>	
Cantidad de transformadores (negros y grises)	172
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	3
Cantidad de inspecciones teóricas por año	172
Cantidad de horas por año a cubrir [h]	516
<b>INSPECCIÓN TRANSFORMADOR EN TALLER</b>	
Cantidad de transformadores (negros y grises)	172
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	30
Cantidad de inspecciones teóricas por año	172
Cantidad de horas por año a cubrir [h]	5160
<b>INSPECCIÓN DE SENSORES</b>	
Cantidad de subestaciones (subterráneas y a nivel)	46
Duración actividades por subestación [hora/hombre]	1,5
Cantidad de inspecciones teóricas por año (4 por año)	184
<b>INSPECCIÓN DE SENSORES</b>	
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	276

Tabla N° 15: Cálculo de tiempos TEÓRICOS del mantenimiento preventivo. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente:

<b>HORAS TOTALES REQUERIDAS [hora/hombre]</b>	<b>14.724</b>
---	---------------

Se ha determinado que se requieren 11.112 [horas/hombre] anuales para abordar las exigencias de mantenimiento. Ahora bien, teniendo en cuenta:

INFORMACIÓN	
Cantidad de personal en Mantenimiento de Subestaciones	6
Jornada diaria por persona [h/hombre]	6
Días hábiles por año (2024) [días]	248
Factor de asistencia	0,85
Factor por condiciones climáticas	0,95
Horas disponibles Mantenimiento 2024 [h]	7.209

Tabla N° 16: Datos tomados en consideración para el cálculo de horas disponibles anuales del sector de mantenimiento.  
Fuente: Elaboración propia.

*El factor de asistencia y el factor por condiciones climáticas se obtuvo mediante análisis de información aportada por el sector de personal.*

Finalmente, considerando el requerimiento de horas de mantenimiento, la jornada diaria, los días hábiles por año y el factor de asistencia, se obtiene:

Cantidad de personal necesario para cumplir el plan teórico	<b>13</b>
---	-----------

Si se cuenta con una dedicación exclusiva del personal de mantenimiento, esto es, los 6 colaboradores, tanto para subestaciones como para transformadores, se observa que indicando la necesidad de **incorporar 7 personas adicionales** para cumplir con los objetivos propuestos. No obstante, esta disparidad se amplía al considerar que el personal de mantenimiento también realiza tareas generales de media y baja tensión, como podas, que demandan un tiempo significativo.

Por ende, se buscará que todo el personal solamente dedique el **50% de su tiempo a las tareas de subestaciones y transformadores**, lo que implicaría poder dedicar la mitad de fuerza laboral disponible (3 personas) al mantenimiento de subestaciones y transformadores. Debido a estas limitaciones, **las tareas y frecuencias propuestas se ajustarán a los recursos disponibles y a los estándares de calidad de servicio de CORPICO.**

## 6.5 PLAN DE MANTENIMIENTO ADAPTADO

Para la realización del plan de mantenimiento adaptado se tendrán en cuenta los siguientes factores:

- Se tomarán en cuenta los **recursos disponibles**, tales como el personal, equipos de medición, vehículos de transporte, laboratorios y sistemas de filtrado de aceite, entre otros elementos esenciales para la ejecución efectiva del plan.
- Se analizará el **flujo de trabajo**, que incluye todos los sectores que pueden generar tareas de mantenimiento. Sin este flujo, no sería posible determinar la viabilidad real del plan en términos de horas.
- Por otro lado, se destaca la importancia de los estándares de calidad de servicio de CORPICO. Dentro de los objetivos de la empresa, uno de ellos es ofrecer a sus clientes un servicio de electricidad que sea lo más ininterrumpido posible, minimizando los cortes de energía. Es por ello que, para lograr este objetivo, el mantenimiento es crucial. No obstante, se debe encontrar un equilibrio entre el mantenimiento, y la continuidad del servicio. Un mantenimiento exhaustivo de las subestaciones, como se propone teóricamente, tiene asociado 172 retiros de transformadores por subestación, es decir, como mínimo al año, se tendrían 172 cortes programados (sin contar el resto de los cortes de suministro realizado por mantenimiento de línea, y por cortes no programados como eventualidades). La realidad operativa demuestra que tener esa cifra llevaría a una cantidad insostenible de cortes programados anuales, además de afectar a la calidad percibida por el usuario. Por lo tanto, es necesario encontrar un **equilibrio entre el mantenimiento requerido para asegurar la integridad de las instalaciones y la continuidad del servicio**.

### 6.5.1 FLUJO DE TRABAJO RESULTANTE

Previo a la realización del cálculo de las horas efectivas requeridas para llevar a cabo el plan de mantenimiento, es necesario establecer el flujo de trabajo. Este flujo servirá como guía, delineando tanto las entradas como las salidas del sistema. Las entradas, que constituyen las órdenes de trabajo, se originarán desde diversos sectores de la empresa. Las mismas son:

- 1) Resultados de **inspecciones visuales de las subestaciones** negras y grises.
- 2) Resultados de **inspecciones visuales de los transformadores** almacenados.
- 3) Resultados de las **muestras de aceite** de las subestaciones negras.
- 4) **Reclamos** por parte de usuarios.



5) Anomalías detectadas en los **SCADA por parte del CIAT**.

En cuanto a las salidas, variarán en función de cada caso específico:

1) **Para los resultados de inspecciones visuales de subestaciones:**

- a) Formulación de tareas para el transformador in situ.
- b) Retiro del transformador para trabajarlo en el taller.
- c) Desarrollo de tareas específicas para la subestación.

2) **Para los resultados de inspecciones visuales de transformadores almacenados:**

- a) Formulación de tareas destinadas a su trabajo en el taller.

3) **Para los resultados de las muestras de aceite:**

- a) En el peor escenario, retiro inmediato del transformador.
- b) Programación de retiro en un plazo determinado, si la gravedad del resultado no amerita un retiro urgente.
- c) En el caso de resultados favorables, programación de una nueva muestra dentro de 1 o 2 años.

4) Los **reclamos de los usuarios pueden derivar de diversas causas**, pero solamente cuando sean numerosos y provengan de una misma subestación o, en casos masivos, del mismo alimentador, serán considerados como entradas válidas para el sistema. Los reclamos individuales no serán tomados en cuenta, ya que en la mayoría de los casos no están relacionados con problemas en la subestación, transformador o alimentador.

5) Los dispositivos SCADA desempeñan un papel crucial al monitorear variables clave de los transformadores, como voltaje, corriente e incluso, en algunos casos, temperatura, cuando están instalados. El CIAT **realiza un monitoreo continuo de estos parámetros**. Si alguno de ellos se desvía de las referencias establecidas, se generará una tarea específica para la subestación correspondiente. Dependiendo de la gravedad de la anomalía detectada:

- Si la situación no requiere de urgencia, se notificará al **sector de mantenimiento** para programar la tarea correspondiente.
- En el caso de situaciones urgentes, se activará el **Plan de Contingencia**, el cual será detallado más adelante.

## FLUJO DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO

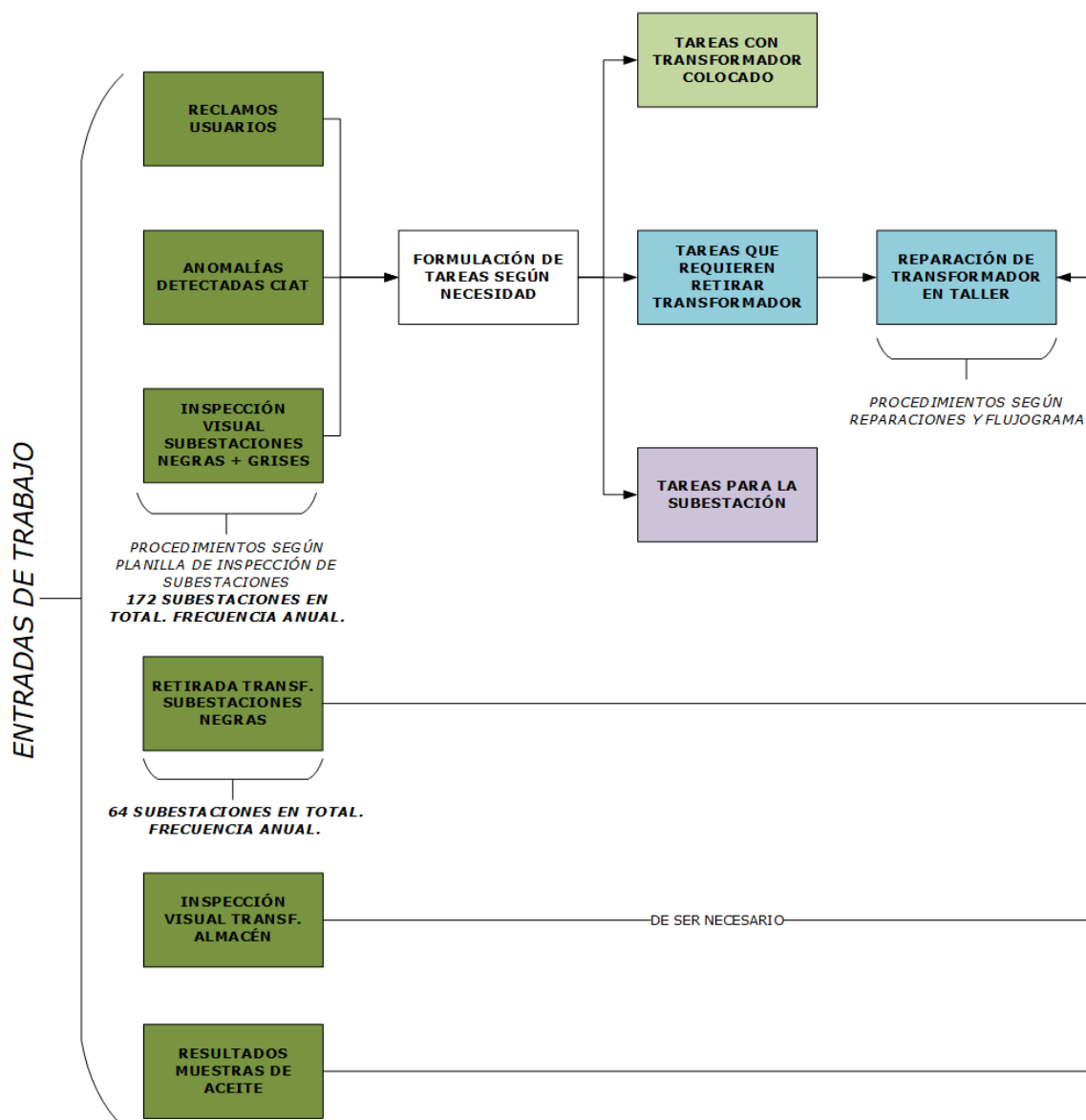


Figura N° 21: Diagrama de flujo de trabajo de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

### 6.5.1.1 CÁLCULO DE HORAS DE LAS TAREAS SELECCIONADAS

Una vez que se estableció el flujo de trabajo, se avanza a la siguiente fase, la cual implica llevar a cabo el **cálculo de las horas reales estimadas** que el plan de mantenimiento consumirá. Para ello, se utiliza la misma información que para el plan de mantenimiento teórico, modificando las frecuencias establecidas anteriormente. En resumen, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones para los cálculos:

- Se modifica la frecuencia de realización de las inspecciones visuales de las subestaciones de criticidad negra y grises, de 4 a 1 por año.

- La frecuencia de inspección de nivel de aceite de transformador pasó de ser semanal (48 por año) a ser semestral (2 por año). Una de estas inspecciones coincidirá con la inspección visual completa, por lo que, en definitiva, para los cálculos de tiempo, esta tarea será considerada como que se realiza solamente 1 vez por año.
- La **revisión de los sensores** para las subestaciones subterráneas y de interior se realizará de forma anual.
- Se realizarán análisis de muestras de aceite, en un principio, únicamente para los transformadores de criticidad negra. Esta muestra se tomará al mismo tiempo que se realiza la inspección visual de la correspondiente subestación. El tiempo que se adiciona a la tarea de inspección visual, debido a la toma de la muestra, será de 30 minutos.
- El retiro y colocación de transformadores, será únicamente para aquellos que hayan obtenido resultados negativos en las inspecciones visuales y/o análisis de las muestras de aceite y así lo requieran. Para tener una estimación, se utilizará como base un promedio de las retiradas de los últimos 3 años. El mismo fue obtenido desde la base de datos de CORPICO, siendo el **promedio igual a 15 retiradas por año**.
- El tiempo necesario para inspeccionar un transformador en el taller es variable, y depende de la gravedad de las fallas. Teniendo en cuenta información aportada por el sector de mantenimiento, se considerará que un transformador que ingresa al taller requiere 10 horas de dedicación por persona (una jornada y media de trabajo). Esta duración considerada incluye un desarme completo del transformador.
- Las actividades que se generen a partir de los reclamos de los usuarios, o bien, del continuo monitoreo del CIAT, **en general**, son actividades de mantenimiento correctivo *común*. Se tomará en cuenta un promedio de cortes de los últimos años, y un tiempo promedio de reparación.

### 6.5.2 TAREAS SELECCIONADAS Y FRECUENCIAS

Las tareas se dividirán de la misma forma que las tareas presentadas anteriormente, es decir, para las subestaciones y para los transformadores. Se tiene:

#### 6.5.2.1 SUBESTACIONES

##### 6.5.2.1.1 INSPECCIÓN VISUAL

De todas las posibles revisiones que se mencionaron anteriormente, los siguientes componentes serán parte de la inspección visual. A su vez, se indica la frecuencia de mantenimiento:

<b>INSPECCIÓN VISUAL Y LIMPIEZA GENERAL</b>		
<b>Componente</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Seccionadores	Trimestral	Anual
Descargadores		
Gabinetes		
Cables		
Transformador		
Batería de Capacitores		
Estructura	Semestral	
<b>Termografía</b>	Anual	
Extractor de Aire*	Trimestral	
Celdas*		

Tabla N° 17: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia.

\*aplicable únicamente a Subestaciones Subterráneas y de Interior.

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES HÚMEDOS <i>IN SITU</i></b>		
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Pérdida de aceite	Trimestral	Anual
Nivel de aceite	Semanal	
<b>Muestra de aceite</b>	Anual	
Revisión del filtro	Trimestral	
Explosores		
Silica Gel		
Secciones de cable de salida		
Punto de conmutación		
Relé de Bucholz		
Tanque de expansión		
Válvula de sobrepresión		
Radiador y ventilador		
Válvula / Tapón de vaciado		
Pintura de la estructura		
Oxidación de la estructura		

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES HÚMEDOS <i>IN SITU</i></b>		
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Limpieza general	Trimestral	Anual

Tabla N° 18: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en los transformadores húmedos colocados en las subestaciones.  
Fuente: Elaboración propia.

<b>INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADORES SECOS <i>IN SITU</i></b>		
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Sistema de ventilación	Trimestralmente	Anual
Termocuplas del núcleo y arrollamientos		

Tabla N° 19: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en los transformadores secos colocados en las subestaciones.  
Fuente: Elaboración propia.

<b>COMPROBACIÓN DE SENSORES</b>		
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Sensor de Agua*	Trimestralmente	Anual
Sensor de Humo*		
Sensor de Temperatura*		

Tabla N° 20: Comprobación de sensores con frecuencia ADAPTADA a realizar. Fuente: Elaboración propia.

<b>COMPROBACIÓN DE PUESTAS A TIERRA</b>		
<b>Componentes / Revisión</b>	<b>Frecuencia teórica</b>	<b>Frecuencia adaptada</b>
Verificación de estado de conexión de PAT de Protección y Servicio	Trimestralmente	Anual
Medición de Puestas a Tierra	Anualmente	Cada 3 años

Tabla N° 21: Comprobación de puestas a tierra con frecuencia ADAPTADA. Fuente: Elaboración propia.

### 6.5.2.2 TRANSFORMADORES EN TALLER

La adaptación en esta área implica que únicamente los transformadores que ingresen al taller serán aquellos que **presenten algún problema identificado** durante una inspección visual o debido a la detección de alguna anomalía en el transformador por algún otro medio. Esto marca un cambio significativo respecto al mantenimiento teórico, eliminando la realización de desmontajes sin un propósito específico.

En consecuencia, las actividades para estos transformadores al momento de llegar al taller serán las siguientes:

- 1) **Análisis del aceite dieléctrico según norma IRAM 2400** en los casos que los transformadores provengan de subestaciones negras o sean considerados de alta importancia. Este **análisis será realizado por el CEQUIMAP** (Centro de Química Aplicada) de la Universidad Nacional de Córdoba.
- 2) **Proceso de regeneración de aceite.**
- 3) **Comprobación de estado y funcionamiento de diversos componentes:**
  - a) Termostato.
  - b) Visor de nivel de aceite.
  - c) Junta de tapa.
  - d) Bulones de tapa.
  - e) Conmutador.
  - f) Filtro.
  - g) Relé de Bucholz.
  - h) Tanque de expansión.
  - i) Explosores.
  - j) Conectores de MT/BT.
  - k) Silica Gel.
  - l) **Aisladores de BT y MT**
    - i) Prueba de resistencia de aislamiento.
    - ii) Verificación de O'Rings.
    - iii) Prueba de factor de potencia de aislamiento.
  - m) **Bobinas de BT y MT**
    - i) Prueba de resistencia.
    - ii) Relación de transformación.
    - iii) Megado.

### 6.5.3 CÁLCULO DE HORAS

Es importante destacar que la presencia de diversos componentes en un transformador depende del modelo específico de este. El listado previamente expuesto es de carácter general y puede variar según las especificaciones de cada transformador.

Finalmente, se obtiene:

<b>ANÁLISIS ADAPTADO HORAS</b>	
<b>INSPECCIÓN VISUAL GENERAL SET</b>	
Cantidad de subestaciones (negras y grises)	172
Duración actividades por subestación [hora/hombre]	4,5
Cantidad de inspecciones por año	172
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	774
<b>TOMA DE MUESTRA DE ACEITE</b>	
Cantidad de subestaciones NEGRAS	50
Duración actividades por subestación [hora/hombre]	0,5
Cantidad de inspecciones por año	50
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	25
<b>INSPECCIÓN NIVEL DE ACEITE DE TRANSFORMADOR</b>	
Cantidad de transformadores (negros y grises)	172
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	0,75
Cantidad de inspecciones por año	344
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	258
<b>MONTADO/RETIRO DE TRANSFORMADOR DE SET</b>	
Promedio de desmontes por año	15
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	6
Cantidad de inspecciones por año	15
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	90
<b>INSPECCIÓN Y TRABAJO TRANSFORMADOR EN TALLER</b>	
Transformadores implicados	15
Duración actividades por transformador [hora/hombre]	30
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	450
<b>INSPECCIÓN SUBESTACIÓN RECLAMO y CIAT</b>	
Promedio de cortes por año	15
Promedio de duración de actividades por corte [h/hombre]	3
Cantidad de horas por año a cubrir	45

<b>INSPECCIÓN DE SENSORES</b>	
Cantidad de subestaciones (subterráneas y a nivel)	46
Duración actividades por subestación [hora/hombre]	3
Cantidad de inspecciones por año	46
Cantidad de horas por año a cubrir [hora/hombre]	138

TERMOGRAFÍAS	
Cantidad de subestaciones negras	172
Duración actividades en conjunto [hora/hombre]	2
Cantidad de inspecciones teóricas por año	172
Cantidad de horas por año a cubrir	344

Tabla N° 22: Análisis de horas necesarias para las actividades de mantenimiento preventivas y predictivas con frecuencias ADAPTADAS. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se obtiene:

Horas totales de Mantenimiento Adaptado [hora/hombre]	2.124
---	-------

Teniendo en cuenta la misma información que para los cálculos del mantenimiento teórico:

Cantidad de personal mínimo necesario para cumplir con el mantenimiento adaptado	2
--	---

## 6.6 ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PLAN

### 6.6.1 ANÁLISIS DE LAS HORAS NECESARIAS

La **adaptación** del plan ha demostrado ser exitosa al lograr una significativa reducción en las horas anuales necesarias, **sin comprometer la calidad del mantenimiento**. Este ajuste ha permitido conseguir que la cantidad de personal mínimo necesario para cumplir el plan sea de 2, obteniendo así un pequeño excedente de personal, que es especialmente beneficioso para hacer frente a imprevistos que puedan surgir a lo largo del año.

Con el análisis detallado anteriormente, se confirma que el plan de mantenimiento, **en términos de horas, es viable y puede llevarse a cabo con el personal actual de CORPICO**. A continuación, se presenta la **evaluación de costos de ejecución del plan**, junto con un análisis de propuestas de mejora que incluyen la **adquisición de una cámara termográfica** y la implementación de **análisis de aceite** en transformadores de criticidad negra.

### 6.6.2 ANÁLISIS DE COSTOS

#### 6.6.2.1 PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se observa que el plan de mantenimiento es viable en cuanto a cantidad de horas de personal, por lo que se prosigue a analizar si es viable en el tema de costos. Es importante destacar que las horas que se requieren para realizar el plan, **obtenidas en la sección 5.5.3**, no



serán traducidas en costos, ya que estas horas implican una redistribución de la fuerza laboral actual de CORPICO, y no requiere una inversión. Por otro lado, para poder analizar la conveniencia de la ejecución de este plan de mantenimiento, en términos de costos, primeramente, se deben analizar diversos ahorros que podrá lograr el plan de mantenimiento si se aplica efectivamente:

#### 6.6.2.1.1 AHORRO EN CUANTO A LA DISMINUCIÓN DE HORAS EXTRAS (HE) POR PARTE DEL PERSONAL DE MANTENIMIENTO

Uno de los objetivos del plan es que las actividades de mantenimiento, en su mayoría, **se realicen en horarios laborales**, lo que significa una disminución del costo de mano de obra para la cooperativa. Para obtener este tipo de ahorro, se analizarán las horas extras de los últimos años en cuanto a tareas de mantenimiento relacionadas a las subestaciones. Este análisis **no incluirá las horas extras debido a tareas de reparación producto de condiciones climatológicas adversas**, solamente incluirá las horas extras que podrían haberse evitado si se hubiese realizado un plan de mantenimiento adecuado. Aunque probablemente también disminuyan las horas extras debido a tormentas, se tomará el peor caso para el análisis de inversión.

Luego del análisis de los partes diarios de los últimos años, se obtuvo como resultado el total de horas extras promedio por año, para solventar problemas que podrían solucionarse en horas normales si se aplicase el plan de mantenimiento.

Cantidad HE* [h/año]	Costo Ponderado HE* [UM/h]	Total Ahorro* [UM/año]
10	255,00	2.550

Tabla N° 23: Cálculo del total de ahorro obtenido por disminución de horas extras.

*\* Por motivos de confidencialidad de la cooperativa, no se pueden detallar la **cantidad de horas extras reales utilizadas, como tampoco el costo unitario de estas**. Por lo tanto, se ha aplicado un coeficiente a ambos datos para así preservar la información. Sin embargo, esto no representa un problema para analizar la viabilidad del plan. En los siguientes ahorros, y en los costos de implementación, se tendrá en cuenta el mismo coeficiente, por lo que la rentabilidad del plan será igualmente observable. Por ejemplo, si se obtiene un ahorro total de 1000 unidades monetarias (UM), contra costos totales de 500 UM, el plan será rentable.*

#### 6.6.2.1.2 DISMINUCIÓN EN HORAS DE CORTE

Una disminución de horas de corte proporciona una **disminución de pérdidas por energía no vendida y un aumento en la calidad percibida por los asociados**.

#### 6.6.2.1.2.1 DISMINUCIÓN EN PÉRDIDAS POR ENERGÍA NO VENDIDA

Parte de la tarifa de CORPICO que cobra a sus asociados está destinada exclusivamente al mantenimiento de la infraestructura y la inversión constante sobre la red. Del costo de la energía se desprende:

- **Tasa capitalización:** Es el 10% de la suma del subtotal del costo de energía y del costo de enfermería y sepelio (si el asociado lo tiene).
- **Valor agregado de distribución:** Varía según el tipo de asociado (residencial, comercial, oficial, entre otros) y también según el consumo promedio mensual que tenga este (menor a 100kWh, entre 100kWh y menor a 200kWh, entre otros).

Al producirse un corte de energía, y, por lo tanto, dejar de vender energía, se pierden ingresos minutos a minuto. Disminuir los tiempos de cortes, o, llevarlos lo más próximos a 0, disminuiría la cantidad de dinero perdido. Para este análisis, se utilizarán las horas cortes de energía producto de fallas de mantenimiento, nuevamente sin contar las condiciones climáticas adversas.

No es sencillo obtener un número del ahorro de la energía no vendida, ya que dependiendo de qué subestación tenga incidentes, será la cantidad de ahorro. Además, tampoco es sencillo encontrar una relación directa de cuántas horas se disminuirán los cortes gracias a la aplicación del plan de mantenimiento. Es por ello que, el siguiente cálculo tendrá en cuenta los siguientes factores:

- Para obtener el **consumo por hora**, se considerará una subestación de referencia que tenga una variedad adecuada de distintos tipos de usuarios. De aquí, se obtendrá **un consumo promedio por hora de la subestación**, teniendo en cuenta que la mayor cantidad de horas de mantenimiento reactivas (y, por lo tanto, las que se buscan reducir) se dan en verano.
- Para obtener la **cantidad de horas** que se reducirán de forma anual los cortes de energía, se debe tener en cuenta que el plan de mantenimiento preventivo no se traduce inmediatamente en una eliminación de cortes de energía, pero sí se traduce en cortes más efectivos, con acciones que perduran en el tiempo. Por ejemplo, *las 10 horas extras*<sup>1</sup> de mantenimiento reactivo que se tuvieron en promedio en los años anteriores, según información aportada por el sector de mantenimiento, generaron

---

<sup>1</sup> Horas extras obtenidas luego de aplicar coeficiente.

aproximadamente 5 horas extras adicionales de reparaciones para completar la actividad de mantenimiento. Por lo tanto, para tomar el peor escenario, y teniendo en cuenta que, al iniciar el plan, se estima se observarán numerosos arreglos por realizar, únicamente se tendrá en cuenta una reducción de 5 horas de cortes anuales.

- Para obtener el **precio de cada kWh de energía no vendida**, se ponderará el precio entre los distintos tipos de asociados y sus cantidades respectivas en la subestación de referencia del área residencial y del área comercial.

Finalmente, considerando una disminución de 100 horas de corte, en una subestación de referencia, se tiene:

AHORRO EN DISMINUCIÓN DE HORAS DE CORTE			
Cantidad de horas de corte evitadas [h/año]	Consumo por hora promedio [kWh]	Costo kWh no vendido [UM/kWh]	Total Ahorro [UM/año]
5	330	0.33	1.100

Tabla N° 24: Cálculo del ahorro total obtenido por la disminución de horas de corte.

Se debe tener en cuenta que este ahorro es aproximado ya que la demanda que sufre una subestación es muy variable, dependiendo de la hora del corte, como también qué día de la semana se produce.

#### 6.6.2.1.2.2 AUMENTO EN LA CALIDAD PERCIBIDA POR LOS ASOCIADOS

La disminución de horas de corte anuales, no sólo incide en lo económico, sino también en la calidad percibida por los asociados. Una baja en la cantidad de horas de corte anuales es equivalente a una mejor calidad de servicio, que el asociado percibirá, y a sí mismo, mejorará la **imagen corporativa** de la cooperativa.

Cuantificar un estimado del aumento de calidad percibida no es tarea sencilla, pero puede ser determinante para la toma de decisiones. Por lo tanto, se utilizarán los **balances sociales** anteriormente realizados por CORPICO, los cuales sirven como guía para saber la calificación actual que otorgan los asociados al servicio eléctrico. Además, conociendo este puntaje, se podrá definir un **puntaje objetivo a obtener**.

Estos balances sociales son realizados seleccionando 300 asociados al azar. *Los resultados estadísticamente tienen un margen de error máximo del 5.63% con un nivel de confianza del 95%. (CORPICO, 2023).* Teniendo en cuenta los resultados de los últimos 6 años, y con una puntuación del 1 al 10, siendo 1 lo peor y 10 lo mejor, se observa:



Figura N° 22: Evolución de la calidad percibida por los asociados a lo largo de los años. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que, en los últimos años, ha aumentado la valoración de los asociados hacia el servicio eléctrico, con una pequeña disminución en el último período. Teniendo en cuenta que la última puntuación es de 8.98, teniendo un máximo de 9.08, se estima que, de aplicarse el plan de mantenimiento, y efectivamente, disminuir las horas de cortes anuales, la puntuación debería alcanzar, y hasta superar, el máximo histórico. Es por ello que, a fines de **definir un objetivo realista y alcanzable aplicando el plan de mantenimiento**, se espera un aumento de la **calificación hasta alcanzar los 9.1 puntos** luego de 1 año de aplicación del plan.

### 6.6.2.1.3 AHORRO EN REPUESTOS

El mantenimiento preventivo y predictivo permite observar situaciones adversas de manera anticipada, logrando así una reparación del activo con un costo determinado. Este costo, la mayoría de las veces, es menor que el costo que hubiese tenido la reparación si no se hubiese aplicado el mantenimiento (y en el “peor” de los casos, será igual). La diferencia radica en que, al realizar mantenimiento preventivo, se reemplazan menor cantidad de repuestos que si se deja el problema para mantenimiento reactivo. Un claro ejemplo, es la observación mediante una inspección visual de un transformador con pérdidas de aceite. De no repararse a tiempo, las pérdidas económicas podrían ser muy grandes, llegando, en el peor de los casos, al costo de un transformador nuevo (aunque el precio varía mucho dependiendo del tamaño del transformador, siempre estará por encima de los miles de dólares). Otro ejemplo, podría ser en la inspección visual de una subestación, si se observa un explosor en mal estado, y se repara, se puede evitar una avería importante en el transformador.

Ahora bien, cuantificar este ahorro en repuestos no es una tarea sencilla, ya que no se cuenta con información de **la cantidad de repuestos utilizados producto de no realizar mantenimiento predictivo y realizar reactivo.**

No obstante, sí se tiene un estimado de los transformadores trabajados en el taller, aunque esto no indica una relación directa con el mantenimiento reactivo. Considerar que todos los transformadores que se trabajaron en el taller en el año fueron debido a falta de mantenimiento predictivo, y que todo se ocasionó por roturas imprevistas, sería considerar un ahorro mayor al que realmente se obtiene aplicando el plan. **El mantenimiento predictivo también puede generar una necesidad de trabajar el transformador en el taller.**

Por lo tanto, adoptando una posición conservadora, en un principio se considerará que, al inicio del plan, y que como con las inspecciones visuales por realizarse, se utilizarán gran cantidad de repuestos, no se observará una disminución considerable en la cantidad utilizada en el año. En definitiva, al realizar el plan de mantenimiento preventivo, se utilizarán menos repuestos por subestación (ya que el mantenimiento reactivo disminuirá) pero, como se realizarán numerosas inspecciones visuales, y en un principio, se estima se encontrarán diversos defectos, la cantidad de repuestos en total será equivalente al nivel actual.

A futuro, una vez que la situación de las inspecciones visuales sea visible, y el plan de mantenimiento se desarrolle, alimentando la base de datos, se podrá analizar en profundidad estos detalles.

#### **6.6.2.1.4 INVERSIÓN NECESARIA**

Para lograr conseguir los beneficios anteriormente detallados, se debe hacer principalmente un cambio en la organización del personal de mantenimiento, y, además, una inversión en repuestos adicionales principalmente para los transformadores.

Ahora bien, teniendo en cuenta el flujo de trabajo analizado anteriormente, podemos observar que los transformadores se bajarán a taller cuando así se lo requiera, producto principalmente de las inspecciones visuales, control de SCADA y, también, por reclamo de los asociados. Este trabajo en taller del transformador ha sido contemplado en cuanto a mano de obra, pero no se han considerado los gastos a realizar en cuanto a repuestos. Es por ello que se ha creado un grupo de repuestos preventivos a utilizar cada vez que un transformador ingresa al almacén. Estos repuestos son los siguientes:

- O'Rings de BT y MT.
- Filtro.
- Aisladores de MT y BT.
- Junta de Tapa.
- Descargadores.
- Terminales.
- Aceite.

Luego de obtener la cantidad necesaria, y consultar precio con proveedores, resulta:

MATERIAL	CANT.	UNIDAD	COSTO UNIDAD [UM/uni]	COSTO TOTAL [UM]
O'Rings BT	9	Unitario	0,53 UM	4,80 UM
O'Rings MT	9	Unitario	0,53 UM	4,80 UM
Filtro	1	Unitario	24,37 UM	24,37 UM
Aislador MT	1	Unitario	6,53 UM	6,53 UM
Aislador BT	1	Unitario	6,00 UM	6,00 UM
Junta de tapa	3	Metros	1,33 UM	4,00 UM
Terminales Al/Cu 35mm	6	Unitario	2,53 UM	15,20 UM
Terminales Cu 35mm	8	Unitario	1,33 UM	10,67 UM
			<b>TOTAL [UM]</b>	<b>76,37 UM</b>

Tabla N° 25: Listado de materiales necesarios para un mantenimiento preventivo para los transformadores que ingresen al taller. Fuente: Elaboración propia.

Esto sería el mantenimiento preventivo propuesto para cada transformador que ingrese al almacén, además de realizarle al aceite, un proceso de regeneración, anteriormente mencionado, contemplado en los tiempos de mano de obra.

Obtener un costo exacto de lo que se invertirá en estos mantenimientos predictivos para los transformadores es una tarea muy difícil, ya que no es posible saber la cantidad de transformadores que ingresarán a taller por año. Por lo tanto, se toma nuevamente un promedio de ingresos al taller por año.

Teniendo en cuenta un ingreso de 15 transformadores por año, y el costo anteriormente detallado, se estima por año invertir:

*Costo repuestos transformadores*

$$= 76,37 \left[ \frac{UM}{transformador} \right] * 15 [transformadores] = 1.145 UM$$

### 6.6.2.2 ANÁLISIS FINAL

Para determinar la viabilidad económica del plan de mantenimiento (con tareas preventivas) se considerará el ahorro y la inversión totales a realizar. Se tiene, por lo tanto:

AHORROS TOTALES	
AHORRO EN HORAS EXTRAS [UM/año]	2.550 UM
AHORRO POR DISMINUCIÓN CORTE [UM/año]	1.100 UM
AHORRO EN REPUESTOS	Existe, pero en una primera instancia, no se considerará.
<b>TOTAL [\$ /año]</b>	<b>3.660 UM</b>

INVERSIÓN TOTAL	
COSTO DE MANTENIMIENTO TRANSFORMADORES [\$ /año]	1.145 UM
<b>TOTAL [\$ /año]</b>	<b>1.145 UM</b>

Teniendo en cuenta que por año se obtendrán ahorros de poco más de 3.660 UM requiriendo un desembolso de 1.145 UM, esto indica una **diferencia a favor** de la cooperativa de alrededor de 2.500 UM anuales. Por lo tanto, **se determina que el plan de mantenimiento preventivo es rentable.**

Cabe recordar que los cálculos se han realizado **tomando el caso más conservador**, esto es, el más desfavorable en cuanto a los ahorros generados por el plan. En la realidad, se estima que los ahorros serán aún mayores, y que, con el paso del tiempo y la aplicación del mantenimiento, la diferencia entre ahorro y costos sea aún más grande.

### 6.6.2.3 EVALUACIÓN DE PROPUESTAS ADICIONALES

Anteriormente se ha realizado el análisis de los ahorros que produciría la implementación del plan de mantenimiento sin contar las propuestas de mejoras. Las mismas son las anteriormente detalladas:

- Termografías con cámara propia.
- Análisis de aceite en los transformadores.

Para analizar estas inversiones, se calculará el ahorro producido por la implementación de estas actividades, como también la inversión necesaria.

### 6.6.2.3.1 TERMOGRAFÍAS

En el caso de las termografías, para calcular el ahorro de esta se considerará el precio que tiene actualmente el servicio de forma tercerizada. Este servicio incluye **2 días de recorrido** (12 horas de trabajo) por diversos puntos de las líneas y subestaciones pertenecientes a la cooperativa y también la **elaboración de un informe**, indicando los resultados de la termografía. El costo total de este servicio, al día de la fecha, es de:

$$\text{Costo termografías (12 horas)} = 510 \text{ UM}$$

Ahora bien, para poder prescindir de la tercerización del servicio, es necesario adquirir una cámara termográfica y capacitar al personal. Luego de una consulta con proveedores, el costo total (cámara y capacitación), al día de la fecha, es de:

$$\text{Costo cámara termográfica y Capacitación de Personal} = 1.667 \text{ UM}$$

Finalmente, para evaluar si es conveniente la inversión, se tomará en cuenta que, al año, se desean realizar aproximadamente **60 horas de trabajos de termografía**. Se tiene entonces:

CONCEPTO	COSTO [UM/hora]	CANTIDAD	COSTO TOTAL [UM]
Hora servicio termografía tercerizado	42,50 UM	60	2.550 UM
Hora servicio termografía propio	8 UM	60	480 UM
Hora servicio informe propio	8 UM	15	120 UM

Teniendo en cuenta los montos exhibidos anteriormente, se obtiene un ahorro anual de:

$$\text{Ahorro anual} \left[ \frac{\text{UM}}{\text{año}} \right] = 2.550 \text{ UM} - 480 \text{ UM} - 120 \text{ UM} = 1950 \text{ UM}$$

En ninguno de los dos casos (termografía tercerizada o termografía propia) se tuvo en cuenta la utilización de los diversos recursos de movilidad y herramientas (vehículos, elevadores, escaleras, etc) ya que el servicio tercerizado utilizaba los recursos de CORPICO para poder realizar las actividades. Por lo tanto, se tiene:



CONCEPTO/PERÍODO	0	1	2	3
INVERSIÓN INICIAL [UM]	-1.667 UM			
INGRESO POR AHORRO DE COSTOS [UM/año]		1.950 UM	1.950 UM	1.950 UM
FLUJO DE FONDOS NETO ANUAL [UM/año]	-1.667	1.950 UM	1.950 UM	1.950 UM

Tabla N° 26: Análisis de inversión de cámara termográfica y capacitación de personal. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la tasa de corte determinada por CORPICO, que es del 80%, y, un plazo de retorno de 3 años, y, sabiendo que:

$$VAN (Valor Actual Neto) = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 (i)$$

Siendo:

$V_t$ : Flujo de caja en el período.

$I_0$ : Inversión inicial.

$n$ : Número de periodos considerado.

$k$ : Tasa de corte.

Y, además, que si:

$$VAN = 0 \rightarrow 0 = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 (ii)$$

Se obtiene, utilizando (i), (ii) y Microsoft Excel:

Tasa de corte	80%
VAN [UM]	352,88 UM
TIR	103,02%

Tabla N° 27: Resultados del análisis de inversión. Fuente: Elaboración propia.

Como el VAN es positivo, y, por lo tanto, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de corte determinada, queda demostrado que la compra de una cámara termográfica y capacitación del personal es una inversión rentable para CORPICO que aportará un importante valor agregado al plan de mantenimiento anteriormente detallado.

### 6.6.2.3.2 ANÁLISIS DE ACEITE

Se debe tener en cuenta que un análisis de aceite efectivo y a tiempo puede prevenir daños totales en un transformador, y puede abaratar en gran medida los costos de reparación. Para los cálculos se seguirá la misma lógica que lo realizado en el análisis de las termografías.

El costo del análisis de aceite en un transformador involucra:

- Mano de obra del personal de mantenimiento (analizado anteriormente).
- Costo de los insumos.
- Costo del análisis de aceite por parte del laboratorio seleccionado.

En este caso no se tendrán en cuenta los costos asociados al transporte y utilización de herramientas por parte del personal, ya que el análisis de aceite es una tarea adicional a la inspección visual, que se hará de igual forma.

Sabiendo que se la hará análisis de aceite a los transformadores de criticidad negra, y que, por información de la base de datos, se tiene un promedio histórico de salida de servicio de transformadores que requieren tercerización de 5 por año, se calcula un estimado del costo y ahorro por año a obtener:

Teniendo en cuenta entonces, en un principio, a los transformadores de criticidad negra, de refrigeración con aceite, se obtienen 50 transformadores a extraer el aceite, y sabiendo que una extracción de aceite conlleva 0.5 [hora-hombre], en total se necesitan por parte del personal:

$$\text{Horas del personal [h - hombre]} = 25 \text{ [h - hombre]}$$

Teniendo en cuenta el costo de mano de obra, se obtiene el costo total del personal

$$\text{Costo del personal [UM]} = 200 \text{ UM}$$

Por parte de los insumos (jeringas, recipientes, paños de limpieza, entre otros):

$$\begin{aligned} \text{Costo total insumos} &= 0,67 \left[ \frac{\text{UM}}{\text{transformador}} \right] * 50 \text{ [transformadores]} \\ &= 33,34 \text{ [UM]} \end{aligned}$$

Por último, el costo informado al día de la fecha por el laboratorio seleccionado, CEQUIMAP, es de:

$$\text{Costo análisis de aceite} \left[ \frac{\text{UM}}{\text{transformador}} \right] = 66,67 \text{ UM}$$

Finalmente, teniendo en cuenta la mano de obra, los insumos y el costo del análisis de aceite, se obtiene:

$$\text{Costo análisis de aceite anualizado } \left[ \frac{UM}{\text{año}} \right] = 3.567 \text{ UM}$$

Por otro lado, se analiza el ahorro obtenido por este análisis, vinculado al ahorro por defectos que requieren tercerización en los transformadores. Tomando un promedio anual del costo de reparaciones tercerizadas, se obtiene:

$$\text{Costo total de tercerizaciones por año } \left[ \frac{UM}{\text{año}} \right] = 9.600 \text{ UM}$$

Finalmente, si se invierten 3.567 UM en análisis de aceite, se pueden llegar a obtener ahorros de 9600 UM o incluso más. Este ahorro es muy variable, y depende de la cantidad de transformadores que presenten fallas. No obstante, **se determina que la inversión es rentable.**

### 6.6.3 CONCLUSIONES

Tras realizar el análisis de inversión del plan de mantenimiento preventivo, como también el análisis de las adiciones predictivas, se observa que los resultados han sido sumamente positivos. Se evidencia un impacto favorable en la **eficiencia operativa** y en la **confiabilidad de los sistemas de subestaciones y transformadores.**

Asimismo, se ha evaluado el **impacto en la calidad percibida** por parte de nuestros clientes, anticipando un aumento en su satisfacción producto de la **mejora en la continuidad del servicio y la reducción de posibles interrupciones.**

Es importante destacar que este análisis es solo el comienzo de un **proceso continuo de mejora y perfeccionamiento.** Conforme avance el tiempo y se implementen nuevas ideas, se espera que la **brecha entre los ahorros obtenidos y los costos agregados** se amplíe aún más.

## 6.7 PLANILLAS PARA REALIZAR LAS INSPECCIONES VISUALES

Para llevar a cabo las inspecciones de transformadores y subestaciones, se han utilizado como punto de partida las planillas preexistentes de CORPICO, las cuales han sido modificadas conforme a la información previamente expuesta. Las planillas ya existentes son:

- Planilla de reparación de transformador en taller.
- Inspección visual de Subestación Aérea.

- Inspección visual de Subestaciones subterráneas y de interior.
- Planilla de recorrida de sensores.

En el caso de las inspecciones de transformadores en taller, se han realizado algunas modificaciones. Las mismas son:

- Se han incorporado elementos para el control, **como el relé de Buchholz, el tanque de expansión y el termostato.**
- Se agregaron referencias para poder analizar de manera más sencilla los resultados del análisis de la rigidez dieléctrica del aceite.
- Se modificaron algunos aspectos visuales, para facilitar el llenado y lectura de la planilla.

Es importante señalar que no todos los elementos presentes en la planilla de inspección aplican de manera uniforme a todos los transformadores. La aplicabilidad de ciertos elementos varía según el tipo de transformador, principalmente, considerando si es de refrigeración con aceite o refrigeración con aire. Con el objetivo de simplificar el proceso, se ha optado por mantener una única planilla para todos los transformadores, indicando simplemente cuando un elemento específico no es aplicable a la inspección en curso. La planilla resultante se puede observar en el [ANEXO N°6](#).

En lo que respecta a las **subestaciones**, originalmente se tenían dos planillas diferentes, una para las Subestaciones de tipo aéreas y otra para las subterráneas o de interior. Esta división se ha eliminado, y se han introducido importantes ajustes en el formato y se han añadido elementos adicionales, como, por ejemplo, la revisión del gabinete de alumbrado público. Además, se ha incorporado la posibilidad de realizar la extracción de muestras de aceite. Las planillas de inspecciones visuales para las subestaciones se pueden observar en el [ANEXO N°7](#).

Por último, la **planilla de recorrida de sensores** no se modificó, y se utilizará como tal. La misma proporciona diversas celdas y casillas para completar permitiendo registrar la información correspondiente.

## 6.8 SEGURIDAD

En el contexto de seguridad durante la **ejecución de todas las operaciones de mantenimiento**, se adherirá a los procedimientos existentes establecidos por CORPICO, los

cuales han sido elaborados por un profesional en Seguridad e Higiene. Estas normativas, detalladas a continuación, ofrecen una descripción integral de los procedimientos a seguir, los elementos de protección personal necesarios y el uso de las 5 reglas de ORO.

1. RH-PRO-0004 Trabajo con grúa y elevadores. ([ANEXO N°8](#))
2. RH-PRO-0005 Trabajo en Espacios Confinados. ([ANEXO N°9](#))
3. RH-PRO-0007 Trabajo con y sin tensión. ([ANEXO N°10](#))

Adicionalmente, estos procedimientos han sido analizados y comparados a los lineamientos establecidos por la **Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión AEA 95401** y por la **Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo**.

Resultado del análisis, la única mejora a proponer es agregar a los procedimientos existentes, información acerca de la **distancia mínima de trabajo para prevenir descargas disruptivas**, establecidas en **Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, Decreto 351/79, Anexo VI, punto 1.1.5**.

En dicho apartado, y teniendo en cuenta los niveles de tensión en los cuales se desempeñarán las tareas de mantenimiento **la distancia mínima de seguridad es de 0.8 metros**, tal cual lo indica la tabla N°24:

Nivel de tensión	Distancia mínima
0 a 50 V	ninguna
más de 50 V. hasta 1 KV.	0,80 m
más de 1 KV. hasta 33 KV.	0,80 m (1)
más de 33 KV. hasta 66 KV.	0,90 m (2)
más de 66 KV. hasta 132 KV.	1,50 m (2)
más de 132 KV. hasta 150 KV.	1,65 m (2)
más de 150 KV. hasta 220 KV.	2,10 m (2)
más de 220 KV. hasta 330 KV.	2,90 m (2)
más de 330 KV. hasta 500 KV.	3,60 m (2)

Tabla N° 28: Distancias mínimas de seguridad según nivel de tensión. Fuente: Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, Decreto 351/79, Anexo VI, punto 1.1.5.

### 6.8.1 EXTRACCIÓN DE ACEITE

Con motivos de incorporar una de las mejoras propuestas a las actividades de mantenimiento, la cual es la toma de muestras de aceite para su posterior análisis, se seguirán

las indicaciones definidas en **Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, Decreto 351/79, Anexo VI, punto 2.4.3, c.**

En esta sección de la ley, se especifica que, en cualquier situación de manipulación del aceite de los transformadores, se deben contar con elementos de acción contra el fuego adecuados. Es por ello que se realizará el cálculo para poder determinar el extintor mínimo necesario para realizar estas actividades.

Para este cálculo, se tendrán en cuenta los peores casos, que sería la manipulación de los **transformadores de mayor capacidad en las subestaciones de interior o subterráneas**. La información con la que se cuenta para realizar los cálculos es la siguiente:

Actividad Predominante	Clasificación de los Materiales Según su Combustión						
	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5	Riesgo 6	Riesgo 7
Residencial Administrativo	NP	NP	R3	R4	—	—	—
Comercial 1 Industrial Depósito	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
Espectáculos Cultura	NP	NP	R3	R4	—	—	—

Tabla N° 29: Clasificación de los materiales según su combustión. Fuente: Decreto 351/79. Anexo VII. Capítulo 18. Tabla 2.1.

Teniendo en cuenta la tabla N°25, y la información de las subestaciones y transformadores, se tiene:

- Clasificación de riesgo: Riesgo 2 – Inflamable.
- Dimensiones de la caseta: 4.93 [m] x 2.6 [m]
- Cantidad de aceite: 700 litros.
- Densidad aceite aislante: 0.85 – 0.9 [kg/l]
- Poder calorífico del aceite aislante: 9500 [kcal/kg]
- Poder calorífico de la madera: 4400 [kcal/kg]

A su vez:

$$CCT \text{ (Carga de Calor Total) [kcal]} =$$

$$= \text{Total elementos combustibles [kg]} \cdot \text{Poder Calorífico} \left[ \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] \quad (3)$$

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Masa [kg]}}{V [l]} \quad (4)$$

$$CF \text{ (Carga de Fuego)} =$$

$$= \frac{CCT [kcal]}{\text{Superficie sector [m}^2\text{]} \cdot \text{Poder Calorífico Madera} \left[ \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right]} \quad (5)$$

Utilizando la ecuación N°3, N°4, se obtiene:

$$CCT [kcal] = 700 [l] * 0.85 \left[ \frac{\text{kg}}{l} \right] * 9500 \left[ \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right] = \mathbf{5.652.500 [kcal]}$$

Asimismo, empleando la fórmula N°5:

$$CF \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] = \frac{5.652.500 [kcal]}{4.93 [m] * 2.6 [m] * 4400 \left[ \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right]} \approx 100 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

Finalmente, utilizando la tabla N°26, se obtiene el potencial extintor mínimo para los matafuegos.

CARGA DE FUEGO	RIESGO				
	Riesgo 1 Explos.	Riesgo 2 Inflam.	Riesgo 3 Muy Comb.	Riesgo 4 Comb.	Riesgo 5 Poco comb.
hasta 15Kg/m <sup>2</sup>	—	6 B	4 B	—	—
16 a 30 Kg/m <sup>2</sup>	—	8 B	6 B	—	—
31 a 60 Kg/m <sup>2</sup>	—	10 B	8 B	—	—
61 a 100 Kg/m <sup>2</sup>	—	20 B	10 B	—	—
> 100 Kg/m <sup>2</sup>	A determinar en cada caso.				

Tabla N° 30: Potencial mínimo extintor. Fuente: Decreto 351/79. Anexo VII. Capítulo 18. Tabla 2.

Teniendo en cuenta el potencial extintor, y la tabla N°27, se obtiene el peso y tipo de extintor necesario.

Tipo	Peso	Valor
Polvo químico ABC	10 KG	6A - 60B - C
Polvo químico ABC	5 KG	6A - 40B - C
Polvo químico ABC	2,5 KG	3A - 20B - C
Polvo químico ABC	1 KG	1A - 3B - C
Anhídrido Carbónico	2 KG	2 BC
Anhídrido Carbónico	3,5 KG	3 BC
Anhídrido Carbónico	5 KG	5 BC
Anhídrido Carbónico	7 KG	5 BC
Anhídrido Carbónico	10 KG	10 BC
Acetato de potasio - Clase K	6 y 10 L	2A - K
HCFC	5 KG	1A - 10B - C
Espuma AB	10 L	2A - 20B

Tabla N° 31: Tipo y capacidad de extintores. Fuente: Apuntes de clase. Seguridad e Higiene. 2022.

Finalmente, se determina que es suficiente, para la situación descrita anteriormente, **extintores de 2.5 [kg] tipo ABC.**

Teniendo en consideración que los móviles de CORPICO ya cuentan con matafuegos ABC de 5 [kg], **la extracción de aceite puede realizarse de manera segura**, contemplando las precauciones generales.



## 6.9 PROCEDIMIENTOS DE CORTES PROGRAMADOS

Dependiendo del tipo de tarea de mantenimiento a realizar, de una obra en particular o del resultado de alguna inspección visual, se puede presentar el caso de tener que realizar un corte en el suministro de energía. Para ello, se formuló un **procedimiento de creación y actuación del corte**, que cubre el proceso de programación del corte en la Programación Semanal, como también el proceso del corte en sí. En conjunto con este procedimiento, se confeccionaron, en conjunto con el jefe del sector de planificación y programación, **planillas que se entregan a cada involucrado del corte**. El modelo base de esta se puede observar en el [ANEXO N°11](#).

El procedimiento de confección del corte se observa en la siguiente imagen:

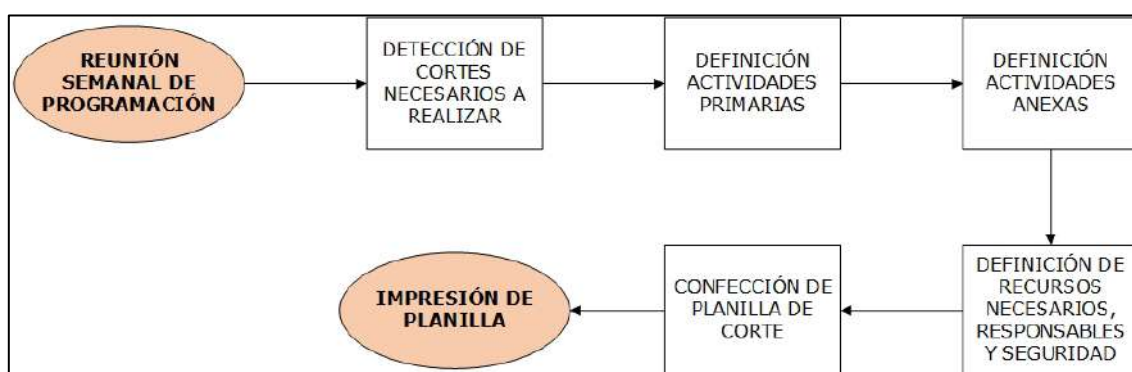


Figura N° 23: Diagrama del procedimiento de confección de un corte programado. Fuente: Elaboración propia.

La programación de los cortes comienza en la **reunión semanal de programación**. En esta reunión se analizan las obras pendientes, y, si se aplica el plan de mantenimiento anteriormente presentado, el mantenimiento a realizar. Una vez determinadas las necesidades e identificado la necesidad de realizar un corte, se definen las características de este: **fecha, lugar y duración**, a su vez que se definen las actividades primarias, **las cuales se deben realizar obligatoriamente**. Además, puede darse el caso de que se tengan actividades anexas, las cuales son actividades que, dependiendo del desenvolvimiento del corte, se podrán realizar o no.

Paso siguiente, definidas las actividades, se deben determinar los recursos necesarios para cumplir las mismas: personal, materiales y móviles. Además, se determinará el **encargado** del corte, quien dará las ordenes de corte y reconexión, y solamente él las podrá realizar.

Finalmente, teniendo toda la información necesaria, se realiza la planilla, con toda la información anteriormente detallada, y se presentan además las reglas de seguridad a respetar.

Las reglas se basan en los procedimientos anteriormente en la **sección “Seguridad”**. Una planilla ejemplo que fue utilizada en un corte real se puede observar en el [ANEXO N°12](#). Algunos datos fueron modificados para resguardar la información sensible de la cooperativa, como, por ejemplo, el nombre de las cuadrillas, número de obra, entre otros.

En el momento del corte, el procedimiento es el siguiente:

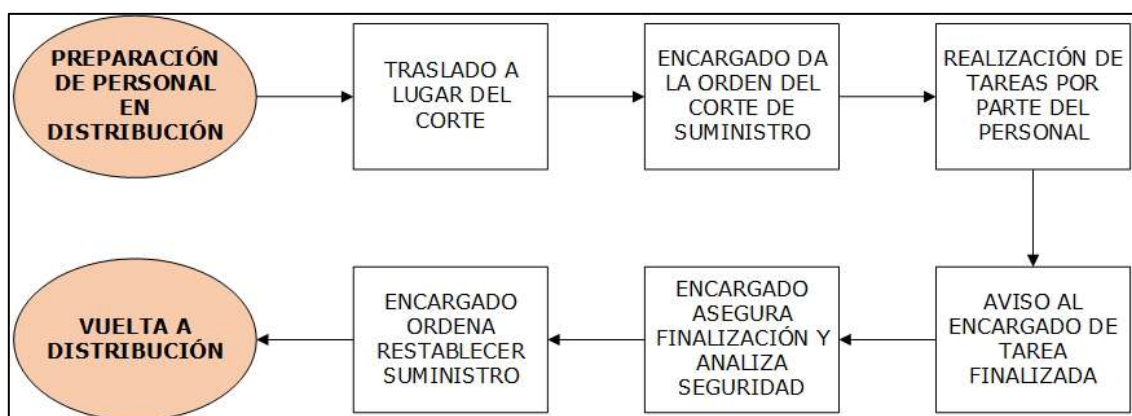


Figura N° 24: Procedimiento de ejecución de un corte programado. Fuente: Elaboración propia.

La actividad comienza con el personal preparando las herramientas, materiales y móviles en Distribución. Una vez completada esta acción, y con las planillas del **procedimiento en posesión** por parte de cada involucrado, se procede al traslado hacia el lugar del corte. Una vez allí, el encargado da la orden del corte de suministro de energía para que se realizan las actividades correspondientes.

Finalizadas las tareas, cada cuadrilla participante avisará al encargado de que han terminado sus actividades. El encargado, luego, asegurará la finalización de las tareas y corroborará que ninguna persona esté en situación de peligro. Si se presenta la situación de que no todas las cuadrillas finalizan sus actividades en simultáneo, se podrán realizar tareas anexas si la situación lo permite. El **encargado** definirá esta acción.

Luego de recibir el aviso por parte de todos los integrantes de que han finalizado sus tareas, y luego de revisar que efectivamente, todas las actividades primarias han finalizado, y que ninguna persona está expuesta a riesgo eléctrico, el encargado da la orden de restablecer el suministro.

Finalmente, el personal vuelve a distribución.

## 6.10 AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO EN MS PROJECT

Hasta este punto, se ha llevado a cabo la elaboración integral del plan de mantenimiento, comenzando con la búsqueda y relevamiento de activos, la recopilación de información, la generación de estadísticas, la creación de factores de criticidad, el análisis correspondiente de la criticidad y la formulación de un plan de mantenimiento teórico con tareas y frecuencias establecidas. Estas últimas, posteriormente, fueron ajustadas para adecuarse a la disponibilidad y capacidad de los recursos actuales de CORPICO. Además, se han confeccionado detalladas planillas para la inspección y reparación de los activos.

Sin embargo, **todo este esfuerzo podría resultar en vano** sin un sistema efectivo de seguimiento del plan, capaz de establecer fechas de inspección, simplificar procedimientos y llevar un registro detallado de las tareas realizadas, así como de los resultados obtenidos. Con el objetivo de cumplir con estas exigencias, se ha desarrollado una “aplicación” utilizando como base MICROSOFT PROJECT (MS PROJECT)

La elección de esta aplicación en lugar de otras aplicaciones de Microsoft o independientes se basa principalmente en los siguientes puntos:

- Las aplicaciones independientes tienen un precio elevado, y su capacidad de personalización inmediata es limitada.
- MS PROJECT es una herramienta familiar tanto para CORPICO como para aquellos encargados de supervisar el plan de mantenimiento, lo que reduce la necesidad de capacitación.
- CORPICO ya emplea MS PROJECT para la programación y seguimiento de tareas diarias.
- La capacidad de realizar proyecciones temporales y gráficos de Gantt con facilidad, aspectos cruciales en la planificación y ejecución del mantenimiento.

Para la creación de este sistema, se ha recurrido principalmente al **lenguaje VBA (Visual Basic for Applications)**, complementado con **consultas en SQL**. El sistema creado, se describe a continuación:

En primer lugar, se debe mencionar que la importancia de este sistema no reside únicamente en el archivo de Project, sino también en la tabla principal de subestaciones ([ANEXO N°4](#)). Dicha tabla engloba no solo las características constructivas de las subestaciones, sino también información detallada sobre los asociados que dependen de cada

una, además de incorporar el **análisis de criticidad correspondiente**. La singularidad de este archivo radica en su capacidad para actualizarse de manera sencilla, generando así una criticidad dinámica. Con el transcurso del tiempo y las posibles repotenciaciones de subestaciones, así como las modificaciones en la cantidad de asociados por subestación, la criticidad de cada instalación variará en concordancia con los criterios establecidos previamente. Esta característica asegura una evaluación continua de la criticidad de manera automática.

Ahora bien, toda la información contenida en la tabla es la base que MS PROJECT utiliza para su funcionamiento, estableciendo una conexión automática con la misma. Al abrir el archivo, se presenta una visualización completa de todas las subestaciones, categorizadas según su criticidad y tipo constructivo. Es notable que todas las subestaciones subterráneas y a nivel se encuentran clasificadas como de criticidad negra, en línea con lo expuesto anteriormente en el análisis de criticidad.

Asimismo, se ha incorporado una columna de “PRÓXIMA FECHA INSPECCIÓN”. La inclusión de esta información en el archivo proporciona una rápida referencia visual sobre la cronología de las actividades planificadas, facilitando así el seguimiento y la gestión de las tareas de mantenimiento.

Nombre de tarea	PRÓXIMA FECHA INSPECCIÓN
<b>1. NEGRAS</b>	
<b>1. SUBTERRÁNEAS</b>	
▷ SET N°002	11/03/2024
▷ SET N°003	13/03/2024
▷ SET N°035	15/03/2024
▷ SET N°151	25/03/2024
▷ SET N°156	2/3/2024
▷ SET N°276	3/3/2025
<b>2. A NIVEL</b>	
▷ SET N°007	18/03/2024
▷ SET N°009	20/03/2024
▷ SET N°034	22/03/2024
▷ SET N°036	1/04/2024
▷ SET N°049	3/04/2024
▷ SET N°051	5/04/2024
▷ SET N°055	8/04/2024

Imagen N° 6: Captura de la pantalla de inicio en MS PROJECT. En rojo las inspecciones más próximas a realizar (próximas 2 semanas), en amarillo más distantes (próximos 2 meses). Fuente: Elaboración propia.

No obstante, lo verdaderamente significativo es la implementación de una barra de "Comandos" en la cinta de opciones, que integra Macros personalizadas. Entre estos comandos, destaca como el más relevante para el mantenimiento el de "Mostrar Detalles". Además, se cuenta con funcionalidades adicionales como "Actualizar Fechas", "Estadísticas", "Recorrida de Sensores" y "Transformadores".

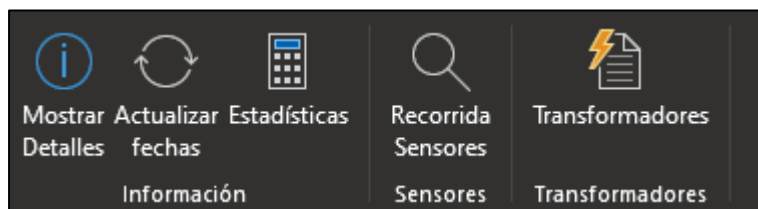


Imagen N° 7: Captura de pantalla de la barra de comandos personalizada. Fuente: Elaboración propia.

### 6.10.1 COMANDO: “MOSTRAR DETALLES”

El comando "Mostrar Detalles" se destaca como la herramienta más significativa para la gestión del plan de mantenimiento. Al activar este botón, se despliega el siguiente formulario:

**MANTENIMIENTO** ×

SUBESTACIÓN N°3

**INFORMACIÓN**

UBICACIÓN

TRANSFORMADOR COLOCADO  INFO

POTENCIA  [kVA]

ALIMENTADOR

CRITICIDAD  +

**ASOCIADOS**

CANTIDAD DE USUARIOS  +

USUARIO ELECTRODEPENDIENTE

**MANTENIMIENTO**

**INSPECCIONES VISUALES**

ÚLTIMA INSPECCIÓN VISUAL  + 📄

PRÓXIMA INSPECCIÓN VISUAL  + 🖨

**REPARACIONES**

ÚLTIMA REPARACIÓN  +

PRÓXIMA REPARACIÓN  +

**VER HISTORIAL COMPLETO DE MANTENIMIENTO**

Imagen N° 8: Captura de pantalla del formulario “MOSTRAR DETALLES”. Fuente: Elaboración propia.

### 6.10.1.1 SECCIÓN INFORMACIÓN

Dentro de este formulario, se encuentran diversas opciones que proporcionan información crucial. En la sección de "Información", se incluyen detalles como la ubicación de la subestación, el transformador instalado, la potencia, el alimentador al que está conectada la subestación y su criticidad. Además, en este mismo sector, se ofrece información adicional sobre el transformador, como el año de fabricación, el fabricante, la capacidad de aceite, entre otros datos relevantes.



INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR	
N°:	<input type="text" value="1323"/>
POTENCIA [kVA]:	<input type="text" value="630"/>
AÑO DE FABRICACIÓN:	<input type="text" value="2007"/>
MARCA:	<input type="text"/>
CAPACIDAD ACEITE [l]:	<input type="text" value="520"/>
OBSERVACIONES:	<input type="text"/>

Imagen N° 9: Captura de pantalla del formulario información del transformador. Fuente: Elaboración propia.

Otro aspecto destacado es el **menú adicional en la sección de criticidad**, que desglosa los resultados del análisis de criticidad aplicado a la subestación seleccionada. Este análisis considera criterios predefinidos como potencia, impacto ambiental, tipo de instalación, seguridad, cantidad y tipo de usuarios, así como el valor del equipo. Este desglose proporciona una visión integral de los factores que contribuyen al puntaje de criticidad de la subestación, permitiendo una comprensión más detallada de su clasificación y relevancia en el plan de mantenimiento.

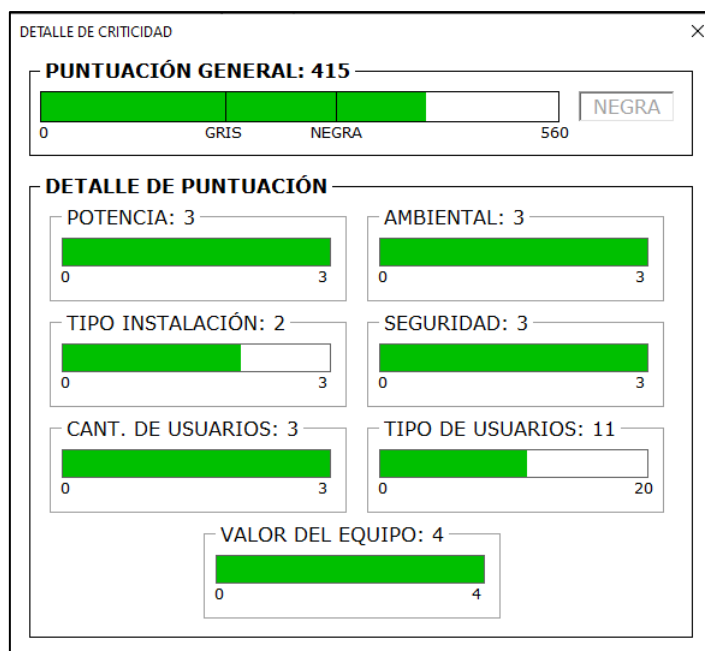


Imagen N° 10: Captura de pantalla del formulario de detalle de la criticidad de la subestación. Fuente: Elaboración propia.

### 6.10.1.2 SECCIÓN ASOCIADOS

La siguiente sección está específicamente relacionada con los Asociados. En este espacio, se presenta la cantidad de asociados vinculados a la subestación, permitiendo obtener un detalle completo de los tipos de usuarios presentes en la misma.

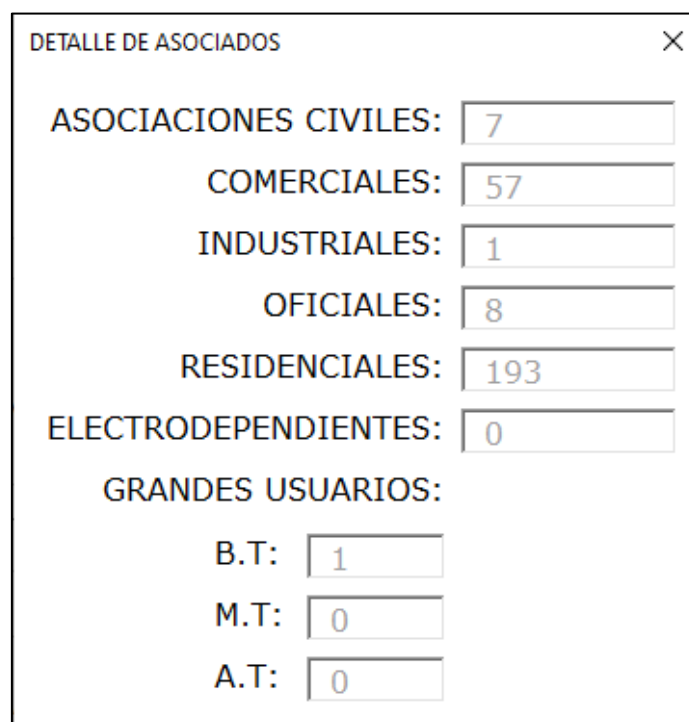


Imagen N° 11: Captura de pantalla del formulario de detalle de los asociados de la subestación. Fuente: Elaboración propia.

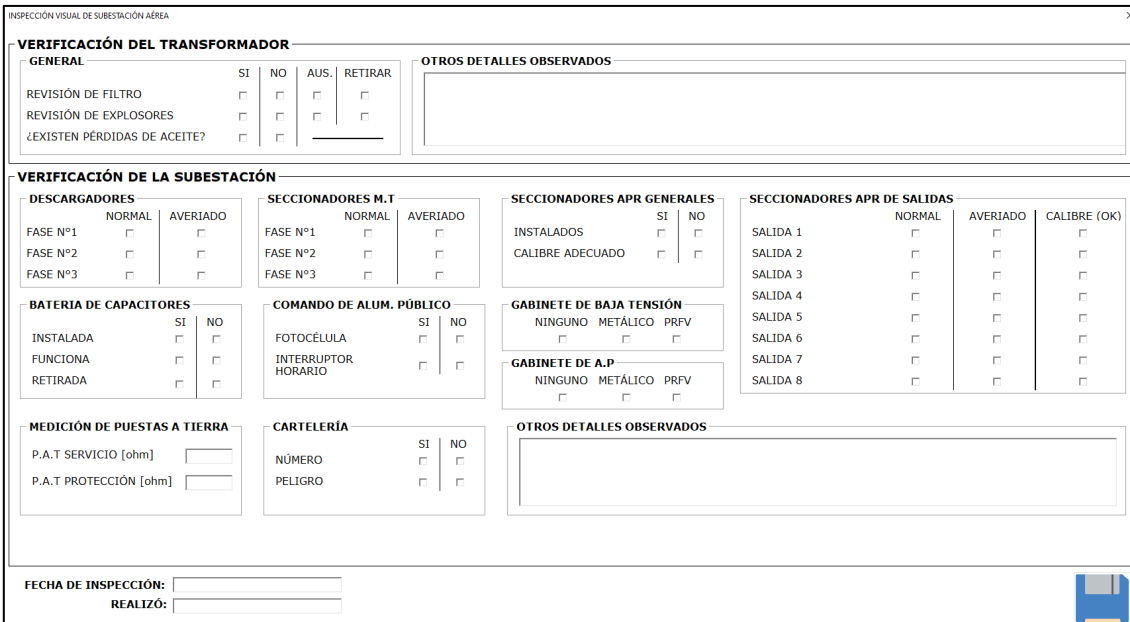
Además, se proporciona información rápida sobre si la subestación cuenta con algún asociado electrodependiente.

### 6.10.1.3 SECCIÓN MANTENIMIENTO

Finalmente, se tiene la sección de mantenimiento, un sector crucial ya que desde aquí se lleva a cabo la creación, devolución y finalización de las actividades. Esta sección se divide en dos subsecciones: inspecciones visuales y reparaciones.

#### 6.10.1.3.1 SUBSECCIÓN INSPECCIONES VISUALES

En primer lugar, las inspecciones visuales cuentan con dos fechas clave: última inspección y próxima inspección. Cada fecha está vinculada a un botón con una función específica. El botón de "guardado" de la inspección visual, vinculado a la fecha de "última inspección" permite almacenar los resultados de la inspección realizada en la subestación. Al presionar este botón, se despliega el formulario que se puede observar a continuación que replica la información de las planillas de inspección visual previamente mencionadas.



**INSPECCIÓN VISUAL DE SUBESTACIÓN AÉREA**

**VERIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR**

**GENERAL**

	SI	NO	AUS.	RETIRAR
REVISIÓN DE FILTRO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
REVISIÓN DE EXPLOSORES	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
¿EXISTEN PÉRDIDAS DE ACEITE?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**OTROS DETALLES OBSERVADOS**

**VERIFICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN**

DESCARGADORES			SECCIONADORES M.T.			SECCIONADORES APR GENERALES		SECCIONADORES APR DE SALIDAS					
	NORMAL	AVERIADO		NORMAL	AVERIADO	INSTALADOS	SI	NO		NORMAL	AVERIADO	CALIBRE (OK)	
FASE Nº1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FASE Nº1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	CALIBRE ADECUADO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SALIDA 1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FASE Nº2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FASE Nº2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				SALIDA 2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FASE Nº3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	FASE Nº3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				SALIDA 3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
									SALIDA 4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
									SALIDA 5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
									SALIDA 6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
									SALIDA 7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
									SALIDA 8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**BATERÍA DE CAPACITORES**

	SI	NO
INSTALADA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FUNCIONA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
RETIRADA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**COMANDO DE ALUM. PÚBLICO**

	SI	NO
FOTOCÉLULA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
INTERRUPTOR HORARIO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**GABINETE DE BAJA TENSIÓN**

NINGUNO METÁLICO PRFV

**GABINETE DE A.P.**

NINGUNO METÁLICO PRFV

**MEDICIÓN DE PUESTAS A TIERRA**

P.A.T SERVICIO [ohm]

P.A.T PROTECCIÓN [ohm]

**CARTELERÍA**

	SI	NO
NÚMERO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PELIGRO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**OTROS DETALLES OBSERVADOS**

FECHA DE INSPECCIÓN:

REALIZÓ:

Imagen N° 12: Captura de pantalla del formulario para introducir una inspección visual realizada. Fuente: Elaboración propia.

Este formulario está diseñado para una entrada eficiente y rápida de datos. Al hacer clic en el botón de guardado, toda esta información se almacena en una base de datos específica creada para este propósito.

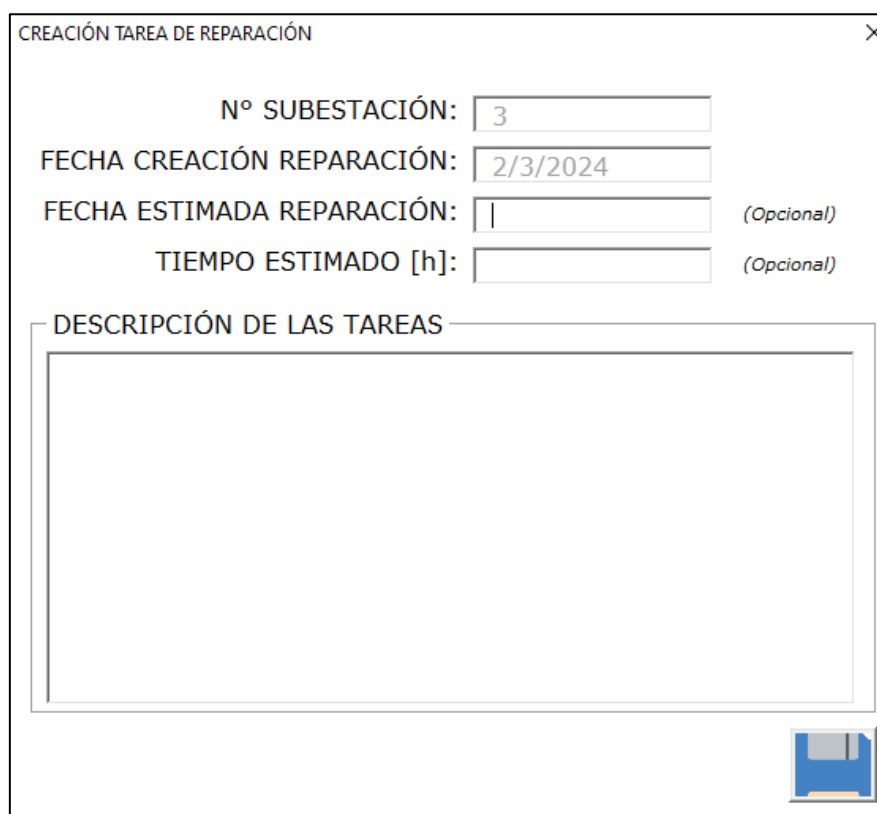
Retornando al formulario anterior, se destaca el botón "+" junto a la fecha de próxima inspección visual. Este botón genera una tarea para la próxima inspección. Lo relevante aquí



es que esta tarea se crea en el archivo de Project de programación semanal utilizado por CORPICO para sus actividades diarias.

### 6.10.1.3.2 SUBSECCIÓN REPARACIONES

En la sección de reparaciones, se destacan dos fechas fundamentales: la última reparación y la próxima reparación. Aquí, se presenta una función adicional: **agregar una próxima reparación**. Al pulsar el botón "+", se abre un nuevo formulario, que se observa a continuación:



CREACIÓN TAREA DE REPARACIÓN

Nº SUBESTACIÓN:

FECHA CREACIÓN REPARACIÓN:

FECHA ESTIMADA REPARACIÓN:  (Opcional)

TIEMPO ESTIMADO [h]:  (Opcional)

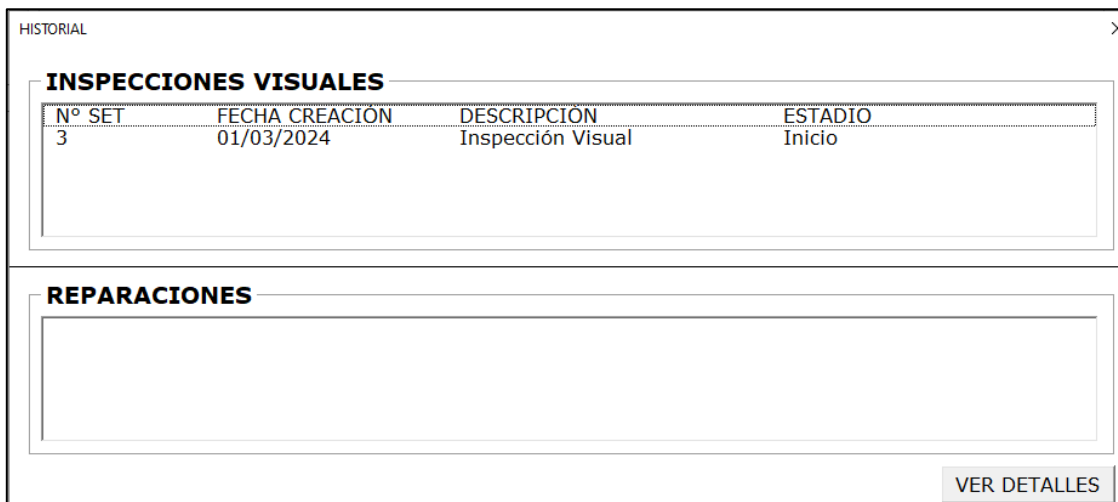
DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS

Imagen N° 13: Captura de pantalla del formulario para crear una tarea de reparación en una subestación. Fuente: Elaboración propia.

Este formulario se utiliza para crear la tarea de reparación del transformador, considerando los resultados de la inspección visual previa. Una vez completados los campos requeridos, al presionar "guardar", se genera una tarea en el archivo de Project de la programación diaria utilizada por CORPICO, junto con un registro correspondiente en la base de datos.

#### 6.10.1.4 FUNCIÓN HISTORIAL DE MANTENIMIENTO

Finalmente, se tiene la función de "Historial de Mantenimiento". Al seleccionar este botón, se despliega un nuevo formulario que presenta un historial detallado de las inspecciones visuales y reparaciones realizadas a lo largo del tiempo en la subestación



The screenshot shows a window titled 'HISTORIAL' with a close button (X) in the top right corner. It is divided into two main sections: 'INSPECCIONES VISUALES' and 'REPARACIONES'. The 'INSPECCIONES VISUALES' section contains a table with the following data:

Nº SET	FECHA CREACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADIO
3	01/03/2024	Inspección Visual	Inicio

The 'REPARACIONES' section is currently empty. At the bottom right of the window, there is a button labeled 'VER DETALLES'.

Imagen N° 14: Captura de pantalla del formulario para observar el historial de reparaciones de una subestación. Fuente: Elaboración propia.

Este formulario no solo proporciona una secuencia cronológica de las actividades, sino que también ofrece detalles adicionales. Mientras que, en el caso de las reparaciones, no se puede acceder a un mayor detalle, en las inspecciones visuales sí. Pulsando el botón de “ver detalles” se pueden observar los resultados previamente registrados de la inspección.

#### 6.10.2 COMANDO: “RECORRIDA DE SENSORES”

El comando de “Recorrida de Sensores” abre una planilla que contiene información de todas las subestaciones a nivel y subterráneas. Esta planilla no es de autoría propia, fue realizada por el encargado de mantenimiento de CORPICO, y se puede observar en el [ANEXO N°15](#).

#### 6.10.3 COMANDO: “TRANSFORMADORES”

Esta acción despliega un formulario que detalla todos los transformadores con su ubicación actual. Además, permite la creación de una tarea de reparación de este activo, que se agrega automáticamente al Project de programación semanal de CORPICO.

LISTADO DE TRANSFORMADORES

FILTROS

Nº Transformador   Urbano  Rural  Acuífero  En Almacén  En Taller  Todos

Nº TRANSFORMADOR	UBICACIÓN	POTENCIA	TIPO
12622	001	315	URBANO
1323	002	630	URBANO
35166	003	630	URBANO
20181	004	630	URBANO
20183	005	630	URBANO
54870	006	630	URBANO
50684	007	630	URBANO
53519	008	630	URBANO
5537.03	009	400	URBANO
31470/14	010	160	URBANO
6977-1994	011	250	URBANO
6000	013	630	URBANO
50548	015	500	URBANO
30879	016	350	URBANO
14400	017	500	URBANO
9478	018	400	URBANO
50683	019	630	URBANO
35303	020	500	URBANO
44162	021	100	URBANO
52264	022	315	URBANO
12713/1	023	315	URBANO
4350.13	024	75	URBANO
7245	025	500	URBANO
20180	026	630	URBANO
23520	027	500	URBANO
12712/1	028	630	URBANO
20003	029	500	URBANO
3836	030	250	URBANO
35306	031	630	URBANO
10796	032	160	URBANO

Agregar tarea de reparación

Imagen N° 15: Captura de pantalla del formulario del listado de transformadores. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.10.4 COMANDO: “MOSTRAR ESTADÍSTICAS”

El comando "Mostrar Estadísticas" brinda información clave que permite evaluar el rendimiento y la planificación de las actividades. A continuación, se detallan las métricas y estadísticas proporcionadas por este comando:

- **Índice Mensual y Anual de Reparaciones y de Inspecciones Visual Completadas:** Proporciona una visión de las tareas culminadas sobre el total de tareas creadas. Un 100% indicaría que se realizó todo lo que se creó.
- **Cantidad de Inspecciones Visuales por Completar.**
- **Cantidad de Reparaciones por Completar:**
- **Cantidad de Inspecciones Visuales a Realizar Próximos 30 días.**
- **Ranking de Subestaciones.**
- **Cumplimiento del plan anual de mantenimiento preventivo:** Se obtiene realizando la división entre la cantidad de mantenimientos preventivos realizados y la cantidad de mantenimiento preventivos planificados en el año.
- **Cantidad de interrupciones en el servicio por falta de mantenimiento:** Indica la cantidad de veces, en el año, que se ha realizado mantenimiento de tipo reactivo.

Se puede observar el formulario en la siguiente imagen:

ESTADÍSTICAS

---

**ÍNDICES E INDICADORES**

<p><b>ÍNDICE INSPECCIONES COMPLETADAS</b></p> <p>MENSUAL [%] <input type="text" value="0"/></p> <p>ANUAL [%] <input type="text" value="0"/></p>	<p><b>ÍNDICE REPARACIONES COMPLETADAS</b></p> <p>MENSUAL [%] <input type="text" value="0"/></p> <p>ANUAL [%] <input type="text" value="0"/></p>
---	---

**INDICADORES DE CONTROL**

PROGRESO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL [%]

CANTIDAD DE INTERVENCIONES REACTIVAS EN EL AÑO

---

**PENDIENTES**

<p><b>PENDIENTE DE INICIAR 30 DÍAS</b></p> <p>INSPECCIONES <input type="text" value="51"/></p>	<p><b>PENDIENTE DE CULMINAR</b></p> <p>INSPECCIONES <input type="text" value="1"/></p> <p>REPARACIONES <input type="text" value="0"/></p>
--	---

Imagen N° 16: Captura de pantalla del formulario de las estadísticas e indicadores de control del plan. Fuente: Elaboración propia.

### 6.10.5 DIAGRAMA DE FLUJO DE DATOS

A continuación, se presenta el diagrama de flujo de datos del sistema de automatización del mantenimiento de CORPICO. Este diagrama facilita la comprensión final del sistema anteriormente descrito, representando cómo fluyen los datos entre los diversos componentes: archivos de Project, base de datos y planillas.

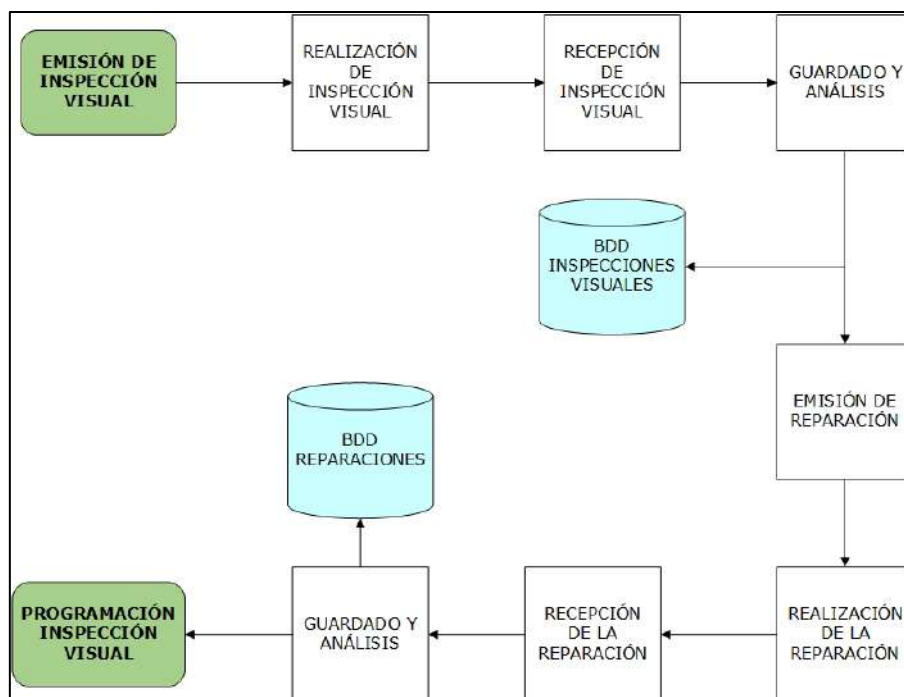


Figura N° 25: Diagrama de flujo de datos del mantenimiento. Fuente: elaboración propia.

El proceso comienza con la **emisión de una inspección visual**. Esta inspección visual es **realizada** según la programación semanal de CORPICO, y recibida para su posterior **guardado y análisis**. Concluido el análisis, se puede crear una tarea de **reparación** según los resultados obtenidos. Luego, se realiza la tarea, se recibe la **confirmación** de que ha sido realizada, y se programa (de forma automática) una nueva inspección visual según la frecuencia determinada.

### 6.10.6 VIDEO DEMOSTRATIVO

El [ANEXO N°16](#) es un video demostrativo del funcionamiento anteriormente explicado. Además, en la misma carpeta, se encuentra el archivo de Project bajo el nombre de “DEMO – SET” para probar el software. Sin embargo, el programa requiere de una **configuración que depende de cada computadora**. Esta configuración no conlleva más de 5 minutos, pero es necesaria. En caso de que el lector quiera hacer uso del archivo de prueba, comunicarse con el autor de este proyecto para obtener la configuración que mejor se adecúe a su dispositivo.

### 6.11 CONCLUSIONES

El proceso de desarrollo del plan de mantenimiento ha abarcado desde una identificación completa de los activos hasta la implementación de un sistema informático para su gestión. Como paso inicial, se comenzó con un detallado relevamiento de las subestaciones y transformadores, seguido por un análisis de criticidad que permitió priorizar los activos más críticos. A partir de este análisis, se definieron las tareas y frecuencias teóricas necesarias, las cuales fueron luego adaptadas según los recursos disponibles.

Una vez se tenían las tareas definidas, junto con sus frecuencias, se realizó un doble análisis de viabilidad: en términos de horas, para determinar si el personal de CORPICO era suficiente para las tareas que finalmente se habían seleccionado; y en lo económico, para definir si el plan era rentable. Habiendo obtenido un resultado muy positivo en ambos análisis, se prosiguió con el desarrollo de un software en MS – PROJECT.

Este software, diseñado para gestionar el plan de mantenimiento, se establece como un elemento clave en la ejecución de las actividades. **Al crear un vínculo entre las tareas del plan con el calendario de ejecución y registro de resultados, este software garantiza una ejecución controlada**. Es una herramienta indispensable que asegura la coherencia entre lo

planificado y lo ejecutado, permitiendo además almacenar información relevante para futuras evaluaciones y mejoras.

Para que todo el proceso funcione eficazmente, es **fundamental aplicarlo en el día a día**. Los resultados pueden no ser inmediatos, pero están garantizados si se mantiene un **trabajo continuo y consistente**.

## 7. PLAN DE CONTINGENCIA

A continuación, se presenta el plan de contingencia, indicando los procedimientos a seguir para lograr una respuesta proactiva ante posibles eventualidades que puedan comprometer la operatividad del servicio eléctrico.

### 7.1 ANÁLISIS DE RIESGOS

En el análisis de riesgo se realiza una la evaluación de factores críticos vinculados a subestaciones y transformadores.

#### 7.1.1 IDENTIFICACIÓN DE AMENAZAS POTENCIALES

En primer lugar, se procede a la identificación de amenazas que puedan comprometer el estado y el funcionamiento de las subestaciones y transformadores. Entre estas amenazas se incluyen:

- **Eventos Climáticos:** Tormentas eléctricas, vientos fuertes, entre otros.
- **Fallas Técnicas:** Fallas internas en equipos, conexiones, así como mal funcionamiento de dispositivos de protección.
- **Actos Vandálicos y/o Robos:** El vandalismo y el robo de componentes afectan la funcionalidad de las subestaciones.

#### 7.1.2 PRIORIZACIÓN DE RIESGOS

Una vez identificadas las amenazas, se procede a evaluar la criticidad de estas en función de 3 factores:

- **Impacto en el Suministro Eléctrico:** Se analiza cómo cada amenaza podría afectar la continuidad del servicio eléctrico.
- **Riesgos para la Seguridad:** Evaluación de los riesgos potenciales para el personal y la comunidad.
- **Costos Asociados:** Se estiman de forma aproximada los costos asociados a la presencia de la amenaza.
- **Ocurrencia:** Probabilidad que la situación se presente.

Se tiene, por lo tanto:

AMENAZA\CRITERIOS	Impacto en el Suministro Eléctrico	Riesgo para la Seguridad	Costo Asociado	Ocurrencia
Eventos climáticos	ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO
Fallas técnicas	MEDIO	ALTO	MEDIO	MEDIO
Actos vandálicos y/o Robos	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO

Tabla N° 32: Caracterización de las amenazas potenciales. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el riesgo más crítico es el de **eventos climáticos**, seguido por las **fallas técnicas**, y quedando último, los actos vandálicos.

## 7.2 DESARROLLO DEL PLAN

En todos los casos, las amenazas presentadas anteriormente generan reclamos por parte de los usuarios, que son la **mejor forma para obtener información** acerca de un problema inesperado. Se pueden presentar múltiples reclamos como consecuencias de los eventos anteriormente descriptos: interrupciones totales o parciales del servicio, caídas de tensión, falta de fase, entre otros numerosos problemas.

Por lo tanto, el plan de contingencia definirá los procedimientos para actuar sobre las subestaciones y transformadores, resolviendo, de forma general, **el problema de suministro de energía**. Las actividades específicas dependerán de cada situación en particular.

### 7.2.1 PROCEDIMIENTOS

En cuanto a los procedimientos ante una situación de emergencia CORPICO cuenta con estos para la recepción de reclamos. Los mismos se pueden observar en:

- AC-ITR-0002 Recepción de reclamos por problemas de SE. ([ANEXO N°13](#))
- AC-PRO-0002 Protocolo para problemas en M.T. ([ANEXO N°14](#))

En adición a estos procedimientos, que están principalmente desarrollados para el operario telefónico, se agrega el siguiente procedimiento de corte, principalmente describiendo las actividades a realizar por parte del personal eléctrico:



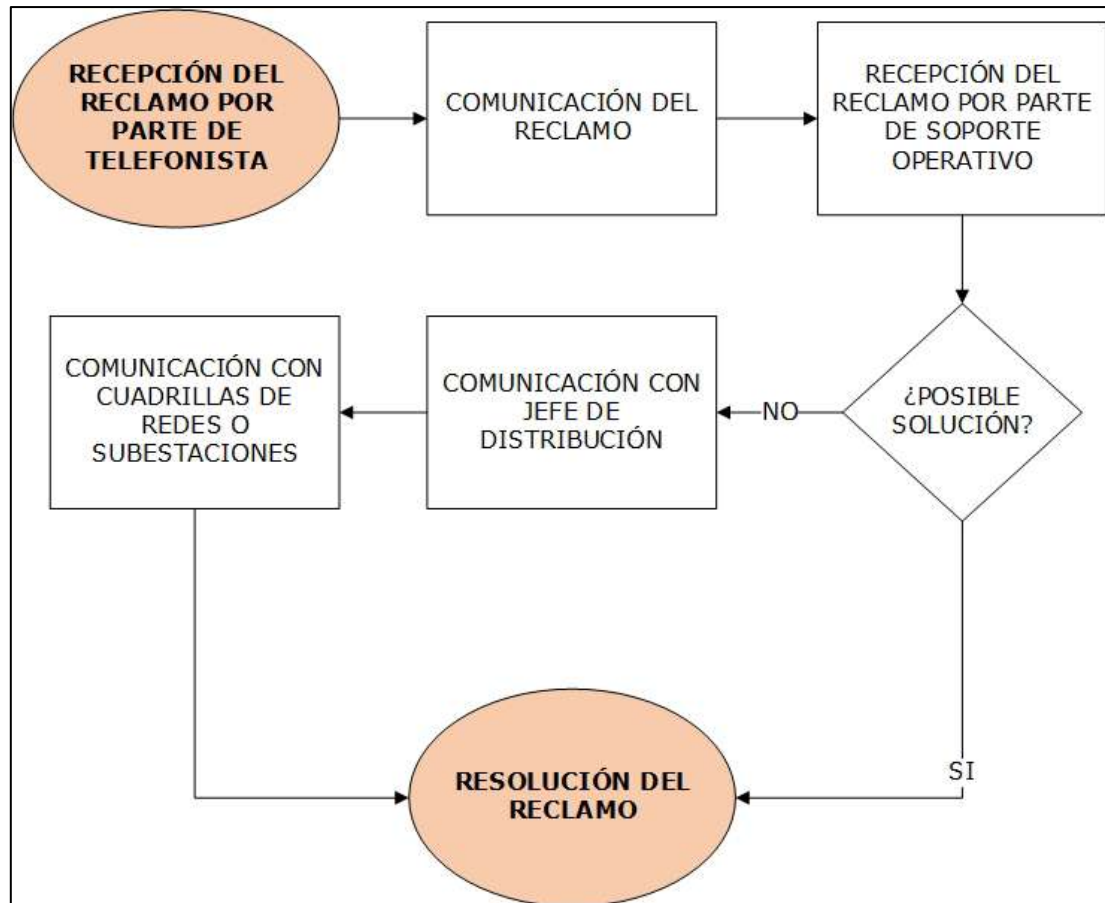


Figura N° 26: Diagrama de procedimientos de reclamos. Fuente: Elaboración propia.

Una vez que el telefonista recibe el reclamo, y realiza el proceso de comunicación según los procedimientos ya definidos, soporte operativo recibe dicho reclamo. Dependiendo del tipo de gravedad que observe este sector, analizará si puede resolver el problema, o si el mismo debe ser derivado a las cuadrillas de redes/subestaciones. Si este último caso es afirmativo, Soporte Operativo se comunicará con el jefe De Distribución para delegar el reclamo. Una vez recibido el reclamo por el jefe de Distribución, se comunica con el personal de guardia correspondiente, y el reclamo se resuelve.

## 8. GESTIÓN DE RESIDUOS

Este plan se centra en garantizar la correcta extracción y manejo del aceite, minimizando riesgos y asegurando su disposición final de manera adecuada. El procedimiento a seguir es:

1. **Extracción del aceite:** Para llevar a cabo esta tarea, se asignará un equipo compuesto por un mínimo de dos personas. Utilizando los elementos de protección personal adecuados (guantes, anteojos de protección, botas de seguridad), procederán a sustraer el aceite del transformador y depositarlo en barriles de 200 litros. Durante todo el proceso de extracción y manipulación del aceite, se deberá tener extremo cuidado para **evitar derrames y contaminación del entorno.**
2. **Almacenamiento temporal:** Una vez depositado el aceite en los barriles, estos serán debidamente cerrados y **trasladados al Taller de Automóviles**, donde se almacenan los barriles con aceite de automóviles. Todos los barriles deben almacenarse **bajo techo, a resguardo de luz solar directa.**
3. **Espera del transporte certificado:** En el taller, los barriles esperarán la llegada del **transporte certificado** que se encargará de su **disposición final.** Este transporte debe cumplir con todas las normativas ambientales y de seguridad vigentes para el transporte de residuos peligrosos.

La aplicación de este plan está ligada a los posibles cambios de aceite de los transformadores que así lo requieran. En el desarrollo del plan, no se ha contemplado esta actividad debido a que, en la actualidad, el sector de mantenimiento ha determinado, en una primera etapa de mantenimiento, no aplicar cambios de aceite a los transformadores. Con el paso del tiempo, y el desarrollo del plan, existe la posibilidad de realizar esta tarea en los transformadores.

### 8.1 TRANSPORTE CERTIFICADO

Se realizó una investigación de **transportes certificados** que pudieran retirar el aceite dieléctrico utilizado en los transformadores y se seleccionó a **FRANCO TRANSPORTES S.R.L.**, debido a que cumple con las necesidades, y, además, ya que actualmente CORPICO trabaja con esta empresa en el sector de taller de automóviles.

La empresa seleccionada cuenta con el retiro y disposición final de aceites usados, y posee numerosos certificados de habilitaciones:

- Certificado ambiental anual Ley N°24051 (Nación).
- Certificado ambiental anual (Provincia de la Pampa).
- Numerosos certificados en otras provincias del país.
- Certificado de la Organización Internacional de Normalización (ISO) 9001.

Para coordinar un retiro de aceite, se debe dar aviso a la empresa mínimo con **1 semana de anticipación**. No se posee cantidad mínima de retiro, aunque se cuenta con importantes descuentos si se retiran 30 o más barriles en un mismo pedido.

Los datos de contacto de esta empresa son:

- Ubicación de la casa central: Villegas 1510 - San Justo (Predio Open Park). Provincia de Buenos Aires.
  - Sitio web: <https://www.francotransportes.com.ar/>
  - Teléfono: (011) 7506-8701 / 11-3692-7069.
  - Mail: [info@francotransportes.com.ar](mailto:info@francotransportes.com.ar)
-

## 9. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La implementación conjunta de los planes de mantenimiento, gestión de residuos y contingencia, como también así el análisis económico y de imagen corporativa, marcan el camino de CORPICO hacia el desarrollo y responsabilidad corporativa. Estos planes reflejan el compromiso de la empresa con la **seguridad, la sostenibilidad y la atención al cliente**.

El plan de mantenimiento, establece las directrices para el cuidado y la preservación de los activos de la empresa, como las subestaciones y los transformadores. Desde el relevamiento inicial de los activos hasta la definición de tareas y frecuencias adaptadas a las necesidades y recursos disponibles, este plan establece una gestión integral de los equipos, **minimizando los tiempos de inactividad y optimizando los recursos humanos y materiales**.

El análisis de inversión e imagen corporativa, señala la **importancia y los beneficios** de la mejora continua y la modernización de las herramientas de la empresa.

En cuanto al plan de gestión de residuos, se establecen procedimientos generales para la manipulación y disposición adecuada del aceite dieléctrico.

Finalmente, el plan de contingencia, diseñado para hacer frente a situaciones imprevistas, representa una parte importante de la estrategia de gestión de riesgos de la empresa. Al identificar y evaluar posibles escenarios de emergencia, este plan proporciona un marco claro para la **respuesta rápida a eventos adversos**, minimizando así el impacto en el suministro de energía y garantizando la seguridad del personal y de la comunidad en general.

El proyecto desarrollado es una respuesta a las necesidades identificadas de CORPICO, cumpliendo con los objetivos establecidos mediante soluciones **adaptadas y efectivas**. A lo largo del proceso, se ha mantenido una comunicación abierta con los diversos sectores de la organización, asegurando la alineación con las expectativas de la cooperativa. El resultado es un conjunto de soluciones que abordan los desafíos en **mantenimiento, gestión de activos, gestión de residuos y planificación de contingencias**, fortaleciendo la operatividad de CORPICO y generando aprendizajes significativos para todos los involucrados.

Por último, el autor de este informe agradece la colaboración del equipo de CORPICO y la interacción con diversos expertos que han permitido adquirir una comprensión más profunda de las **complejidades y exigencias del sector energético**. El proceso de desarrollo e implementación del proyecto final ha sido una **experiencia invaluable, llena de aprendizajes y desafíos**.

## 10. REFERENCIAS

### 10.1 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Puntuación según características constructivas (potencia e instalación). Fuente: Elaboración propia. ....	45
Tabla N° 2: Puntuación sobre el impacto ambiental, enfocado en la cantidad de aceite. Fuente: Elaboración propia. ....	46
Tabla N° 3: Puntuación sobre el impacto a la seguridad. Fuente: Elaboración propia. .....	46
Tabla N° 4: Puntuación según el impacto a la calidad del servicio. Fuente: Elaboración propia. ....	48
Tabla N° 5: Ponderación de los distintos criterios. Fuente: Elaboración propia. ....	48
Tabla N° 6: Resumen de los resultados del análisis de criticidad. Fuente: Elaboración propia. ....	49
Tabla N° 7: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en la subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	53
Tabla N° 8: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en los transformadores húmedos colocados en la subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	54
Tabla N° 9: Tareas y frecuencias TEÓRICAS a realizar en los transformadores secos colocados en la subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	54
Tabla N° 10: Tareas y frecuencias TEÓRICAS de comprobación de sensores a realizar en subestaciones subterráneas o de interior. Fuente: Elaboración propia. ....	54
Tabla N° 11: Tareas y frecuencias TEÓRICAS de comprobación de puestas a tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	54
Tabla N° 12: Tabla de categorías del equipo. Fuente: IRAM 2400:2011. Página 17. Tabla N°2. ....	58
Tabla N° 13: Lista de ensayos de rutina y complementarios. Fuente: IRAM 2400:2011. Capítulo 6. Página 8. Tabla N°1. ....	59
Tabla N° 14: Frecuencias de mantenimiento TEÓRICO del mantenimiento predictivo. Fuente: Elaboración propia. ....	60
Tabla N° 15: Cálculo de tiempos TEÓRICOS del mantenimiento preventivo. Fuente: Elaboración propia. ....	61
Tabla N° 16: Datos tomados en consideración para el cálculo de horas disponibles anuales del sector de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. ....	62

Tabla N° 17: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia. ....	67
Tabla N° 18: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en los transformadores húmedos colocados en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia. ....	68
Tabla N° 19: Tareas y frecuencias ADAPTADAS a realizar en los transformadores secos colocados en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia. ....	68
Tabla N° 20: Comprobación de sensores con frecuencia ADAPTADA a realizar. Fuente: Elaboración propia. ....	68
Tabla N° 21: Comprobación de puestas a tierra con frecuencia ADAPTADA. Fuente: Elaboración propia. ....	68
Tabla N° 22: Análisis de horas necesarias para las actividades de mantenimiento preventivas y predictivas con frecuencias ADAPTADAS. Fuente: Elaboración propia. ....	71
Tabla N° 23: Cálculo del total de ahorro obtenido por disminución de horas extras. .	72
Tabla N° 24: Cálculo del ahorro total obtenido por la disminución de horas de corte. .....	74
Tabla N° 25: Listado de materiales necesarios para un mantenimiento preventivo para los transformadores que ingresen al taller. Fuente: Elaboración propia. ....	77
Tabla N° 26: Análisis de inversión de cámara termográfica y capacitación de personal. Fuente: Elaboración propia. ....	80
Tabla N° 27: Resultados del análisis de inversión. Fuente: Elaboración propia. ....	80
Tabla N° 28: Distancias mínimas de seguridad según nivel de tensión. Fuente: Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, Decreto 351/79, Anexo VI, punto 1.1.5. ....	84
Tabla N° 29: Clasificación de los materiales según su combustión. Fuente: Decreto 351/79. Anexo VII. Capítulo 18. Tabla 2.1. ....	85
Tabla N° 30: Potencial mínimo extintor. Fuente: Decreto 351/79. Anexo VII. Capítulo 18. Tabla 2. ....	87
Tabla N° 31: Tipo y capacidad de extintores. Fuente: Apuntes de clase. Seguridad e Higiene. 2022. ....	87
Tabla N° 32: Caracterización de las amenazas potenciales. Fuente: Elaboración propia. .....	103

## 10.2 ÍNDICE DE GRÁFICOS, FIGURAS E ILUSTRACIONES

Figura N° 1: Procedimiento de mantenimiento. Fuente: Cuello, L. F, Comunicación Personal, 2022.....	10
Figura N° 2: Diagrama de tratamiento de equipos averiados digitalizado. Parte 1. Fuente: Sector de mantenimiento de CORPICO. ....	24
Figura N° 3: Diagrama de tratamiento de equipos averiados digitalizado. Parte 1. Fuente: Sector de mantenimiento de CORPICO. ....	25
Figura N° 5: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones urbanas de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura N° 4: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones rurales de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura N° 6: Gráfico de la distribución de los distintos tipos de subestaciones en general. Fuente: Elaboración propia. ....	32
Figura N° 7: Gráfico de los distintos tipos de subestaciones de CORPICO en general. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura N° 8: Gráfico de la antigüedad de las subestaciones urbanas de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.....	33
Figura N° 9: Gráfico de la antigüedad de las subestaciones rurales de CORPICO. Fuente: Elaboración propia.....	34
Figura N° 10: Top 10% Cantidad de asociados por subestación. Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura N° 11: Top 10% de subestaciones con usuarios residenciales. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura N° 12: Top 10% de subestaciones con usuarios comerciales. Fuente: Elaboración propia.....	37
Figura N° 13: Top 10% de subestaciones con usuarios comerciales. Fuente: Elaboración propia.....	38
Figura N° 14: Top 10% de subestaciones con asociaciones civiles. Fuente: Elaboración propia.....	39
Figura N° 15: Top 10% de subestaciones con usuarios industriales. Fuente: Elaboración propia.....	39

Figura N° 16: Top 10% de subestaciones con grandes usuarios B.T. Fuente: Elaboración propia. ....	40
Figura N° 17: Top 10% de subestaciones con grandes usuarios de MT. Fuente: Elaboración propia. ....	40
Figura N° 18: Gráfico tipo ABC de las tareas de mantenimiento históricas realizadas en los transformadores. Fuente: Elaboración propia. ....	41
Figura N° 19: Grafico tipo ABC de las tareas de mantenimiento históricas realizas en las subestaciones. Fuente: Elaboración propia.....	42
Figura N° 20: Las 10 subestaciones más reparadas. Fuente: Elaboración propia.....	43
Figura N° 21: Diagrama de flujo de trabajo de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia. ....	65
Figura N° 22: Evolución de la calidad percibida por los asociados a lo largo de los años. Fuente: Elaboración propia. ....	75
Figura N° 23: Diagrama del procedimiento de confección de un corte programado. Fuente: Elaboración propia. ....	88
Figura N° 24: Procedimiento de ejecución de un corte programado. Fuente: Elaboración propia. ....	89
Figura N° 25: Diagrama de flujo de datos del mantenimiento. Fuente: elaboración propia. ....	99
Figura N° 26: Diagrama de procedimientos de reclamos. Fuente: Elaboración propia. ....	104
Imagen N° 1: Transformador de potencia. Reproducido de “Vasile”, 2024 ( <a href="http://vasile.com.ar">http://vasile.com.ar</a> ). Todos los derechos reservados 2024 por Licenciatarario. Reproducido con permiso de la empresa (ANEXO N°17).....	13
Imagen N° 2: Transformador de distribución. Reproducido de “Vasile”, 2024 ( <a href="http://vasile.com.ar">http://vasile.com.ar</a> ). Todos los derechos reservados 2024 por Licenciatarario. Reproducido con permiso de la empresa (ANEXO N°17).....	14
Imagen N° 3: Componentes de un transformador de distribución genérico. Fuente: (Vizhñay, 2016) .....	14
Imagen N° 4: Captura de pantalla del monitoreo de subestaciones. Fuente: Sitio Web del Centro de Información, Automatización y Tecnología (CIAT), CORPICO. ....	21
Imagen N° 5: Captura de pantalla del software de subestaciones utilizado por CORPICO. Fuente: Captura de pantalla propia, CORPICO.....	23



Imagen N° 6: Captura de la pantalla de inicio en MS PROJECT. En rojo las inspecciones más próximas a realizar (próximas 2 semanas), en amarillo más distantes (próximos 2 meses). Fuente: Elaboración propia. ....	91
Imagen N° 7: Captura de pantalla de la barra de comandos personalizada. Fuente: Elaboración propia. ....	92
Imagen N° 8: Captura de pantalla del formulario “MOSTRAR DETALLES”. Fuente: Elaboración propia. ....	92
Imagen N° 9: Captura de pantalla del formulario información del transformador. Fuente: Elaboración propia. ....	93
Imagen N° 10: Captura de pantalla del formulario de detalle de la criticidad de la subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	94
Imagen N° 11: Captura de pantalla del formulario de detalle de los asociados de la subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	94
Imagen N° 12: Captura de pantalla del formulario para introducir una inspección visual realizada. Fuente: Elaboración propia. ....	95
Imagen N° 13: Captura de pantalla del formulario para crear una tarea de reparación en una subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	96
Imagen N° 14: Captura de pantalla del formulario para observar el historial de reparaciones de una subestación. Fuente: Elaboración propia. ....	97
Imagen N° 15: Captura de pantalla del formulario del listado de transformadores. Fuente: Elaboración propia. ....	98
Imagen N° 16: Captura de pantalla del formulario de las estadísticas e indicadores de control del plan. Fuente: Elaboración propia. ....	99

## 11. REFERENCIAS

- Arévalo Hernández, J., & Guidos Espinoza, D. F. (2020). *Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención*. Universidad de El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura.
- Asociación Electrotécnica Argentina. (2006). *Reglamentación sobre Centros de transformación y Suministro en Media Tensión (AEA 95401)*.
- CORPICO. (2023). *Memoria, Balance Contable, Balance Social 2022/2023*.
- Hernández Arévalo, J. E., & Guidos Espinoza, D. F. (2020). *Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención*. Universidad de El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura.
- Instituto Argentino de Normalización y Certificación. (2011). *Guía de supervisión y mantenimiento del aceite en equipos eléctricos en servicio (IRAM 2400)*.
- International Business Machines [IBM]. (s.f). *¿Qué es un plan de contingencia?*  
<https://www.ibm.com/mx-es/topics/contingency-plan>
- Montecelos, J. (2015). *Subestaciones Eléctricas*. Transversal.
- Poder Ejecutivo Nacional (P.E.N) Argentino. (1972). *Higiene y Seguridad en el Trabajo (Ley 19587)*.
- Prosegur. (2024). *Claves para Elaborar el Plan de Contingencia de una Empresa*.  
<https://www.prosegur.es/blog/seguridad/plan-de-contingencia>
- Vizhñay, J. P. (2016). *Máquinas Electricas Transformadores (Parte I)*. SlideShare:  
<https://es.slideshare.net/slideshow/transformadores-principales-aspectos/67410694>

## 12. BIBLIOGRAFÍA

Date, C. (2001). *Introducción a los sistemas de bases de datos (Séptima Edición)*. PEARSON EDUCACIÓN.

Duffuaa, S. O., Raouf, A., & Campbell, J. D. (2010). *Sistemas de Mantenimiento (Planeación y Control)*. Limusa Wiley.

Empresa distribuidora del Pacífico DISPAC. (s.f.). *Manual de mantenimiento para subestaciones eléctricas*.

Forestieri, J. (2004). *Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia*. [Tesis de Doctorado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Repositorio Institucional - Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Fundación Endesa. (s.f.). *Subestaciones Eléctricas*.  
<https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/subestaciones-electricas>

Harper, E. (2004). *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*. LIMUSA.

Mannino, M. V. (2007). *Administración de bases de datos. Diseño y desarrollo de aplicaciones*. MCGRAW-HI.

Rabelo, E. (2008). *Ingeniería de Mantenimiento (Formación en Mantenimiento para el Ingeniero Mecánico)*. Nueva Librería SRL.

Tadeo Czerweny S.A. (s.f.). *Mantenimiento Transformadores de Potencia*.

Universidad Nacional de Uncuyo. (s.f.). *Planes de Contingencia*.  
<https://www.uncuyo.edu.ar/higiene/planes-de-contingencias>

## 13. ANEXOS

Los anexos se colocaron en un drive para facilitar su lectura. El enlace de acceso al mismo es el siguiente: [INGRESO A DRIVE DE ANEXOS](#). Se enumeran a continuación:

- ANEXO N°1: Relevamiento de placas de transformadores.
- ANEXO N°2: Tabla de transformadores.
- ANEXO N°3: Mantenimiento histórico transformadores (TABLA N°1).  
Mantenimiento histórico de Subestaciones (TABLA N°2).
- ANEXO N°4: Tabla principal.
- ANEXO N°5: Subestaciones con usuarios electrodependientes.
- ANEXO N°6: Planilla inspección visual transformadores.
- ANEXO N°7: Planilla inspección visual subestaciones.
- ANEXO N°8: Procedimiento RH-PRO-0004. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°9: Procedimiento RH-PRO-0005. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°10: Procedimiento RH-PRO-0007. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°11: Planilla cortes programados.
- ANEXO N°12: Ejemplo corte programado.
- ANEXO N°13: Procedimiento AC-ITR-0002. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°14: Procedimiento AC-PRO-0002. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°15: Recorrida de sensores. (Elaboración de CORPICO).
- ANEXO N°16: Video demostrativo del uso del software.
- ANEXO N°17: Autorización de utilización de imágenes de VASILE.