

Implementación de una metodología para viabilizar la reposición o cambio de transformadores de distribución de nivel de tensión 2 en ESSA según la resolución CREG 015 de 2018

Paula Andrea Cáceres Gómez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera Electricista

Director/Codirector UIS

Gabriel Ordóñez Plata / César Antonio Duarte Gualdrón

Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica / Doctor en Ingeniería Eléctrica y

Computación

Director/Codirector ESSA

Jaime Enrique Osorio Trujillo / Sergio Andrés Céspedes Carvajal

Maestría en administración de empresas / Maestría en energías renovables y eficiencia energética

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo primeramente a Dios, ya que El me dio la vida, mi familia, la oportunidad de estudiar esta hermosa carrera y de poder finalizarla con este trabajo de grado.

A mis padres que han sido las personas que me formaron y me guiaron para ser la persona que soy, gracias por siempre estar a mi lado, por darme su apoyo incondicionalmente, por esas palabras de aliento cuando tuve dificultades y por siempre creer y tener fe en mí.

A mi hermano que siempre ha estado al lado mío, preocupándose por mí, dándome su apoyo, escuchándome y dándome consejos, y lo más importante por creer en mí.

A toda mi familia porque con sus oraciones, deseos, consejos y palabras de aliento me dieron fuerzas para poder terminar mi carrera.

Paula Andrea Cáceres Gómez

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios por ser tan bendecida por Él, por haberme dado la vida, por tener la familia que tengo y por haber tenido la oportunidad de estudiar en esta universidad. Por siempre guiarme en los momentos más difíciles.

Gracias a mi familia por todo el apoyo que me ha dado, por siempre estar a mi lado y acompañarme en todos estos años. Por todos los consejos que me han dado, por su comprensión, por estar ahí en los momentos más difíciles, escucharme, orientarme y darme palabras que me fortalecieron y me ayudaron a ser la persona que soy.

Gracias a la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones E3T que por estos años fue mi segundo hogar, soy orgullosa de haber estudiado aquí y agradezco a todos los profesores que hicieron parte de mi formación, por todas las cosas que aprendí.

Gracias a mis compañeros y amigos que conocí y compartí en esta etapa de la universidad, en donde tuvimos tantas experiencias, en donde sufrimos y también celebramos, en donde reímos y también lloramos, gracias por todos estos momentos.

Por último, también quiero agradecer a la empresa Electrificadora de Santander y en especial al equipo operación y calidad, por haberme dado la oportunidad de realizar mis practicas allí, por haberme acogido y por apoyarme a realizar este trabajo de grado, En especial al Ingeniero Jaime Osorio y al Ingeniero Sergio Céspedes, que me apoyaron, ayudaron y orientaron para poder realizar este trabajo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos	16
2. Resolución CREG 015 del 2018	17
3. Estado de arte y marco teórico.....	19
4. Análisis de una muestra de transformadores	22
4.1 Análisis de la muestra	22
4.2 Análisis técnico.....	25
4.2.1 Análisis según la subestación.....	30
4.2.2 Análisis según la cantidad de fallas	32
4.3 Análisis económico.....	40
4.3.1 Solución de repararlo	43
4.3.2 Solución de reponerlo	45
5. Metodología propuesta para viabilizar el cambio o reposición de transformadores	48
5.1 Ingreso los datos técnicos del transformador de distribución.....	50
5.2 El transformador presenta una falla	50
5.2.1 Análisis de calidad	51
5.2.1.1 No se realiza ninguna modificación.....	51
5.2.1.2 Análisis técnico.....	51
5.2.1.2.1 Opción 1.....	53
5.2.1.2.2 Opción 2.....	53
5.2.2 ¿Tiene reparación?	53

6.	Aplicación	55
7.	Conclusiones	66
8.	Recomendaciones	68
	Referencias Bibliográficas	69
	Apéndices.....	74

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Datos importantes del transformador	50
Tabla 2 Vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión	89
Tabla 3 Costo instalado de transformadores urbanos de nivel de tensión 1	90
Tabla 4 Costo instalado de transformadores rurales de nivel de tensión 1	92
Tabla 5 Normativas para realizar un buen mantenimiento	95

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Transformadores por región.....	23
Figura 2 Transformadores por subestación	23
Figura 3 Cantidad de usuarios por transformador	24
Figura 4 Cantidad de transformadores por potencia en kVA.....	25
Figura 5 Cantidad de transformadores por tipo de conexión	26
Figura 6 Cantidad de eventos que sufrieron los transformadores por mes	27
Figura 7 Cantidad de eventos que en los transformadores por tipo de causa.....	27
Figura 8 Cantidad de eventos por fallas en transformador de distribución por subestación...	29
Figura 9 Cantidad de transformadores con fallas	29
Figura 10 Valor de los años de operación de los transformadores que aún no han experimentado fallas	32
Figura 11 Cantidad de transformadores que aún no han tenido fallas según la potencia.....	33
Figura 12 Valor de los años de operación de los transformadores que fallan una vez	34
Figura 13 Cantidad de transformadores que fallan una vez según la potencia	35
Figura 14 Cantidad de transformadores que fallan 2 veces según la potencia.....	36
Figura 15 Valor de los años de operación de los transformadores que fallan 3 veces	37
Figura 16 Valor de los años de operación de los transformadores que fallan 4 veces	39
Figura 17 Cantidad de transformadores que fallan 4 veces según la potencia.....	40
Figura 18 Diagrama de flujo ideal del costo efectivo de un transformador monofásico de 5 kVA	42

Figura 19	Grafica comparativa de ingresos faltantes y costo reparación de un transformador trifásico 15 kVA.....	44
Figura 20	Diagrama de flujo de efectivo cuando se repone un transformador monofásico 10 kVA en el año 8	45
Figura 21	Diagrama de flujo de efectivo cuando se repone un transformador monofásico 25 kVA en el año 23	46
Figura 22	Grafica comparativa de ingresos faltantes y costo de reposición de un transformador trifásico 30 kVA.....	47
Figura 23	Diagrama de flujo de la metodología.....	49
Figura 24	Hoja inicial de la aplicación.....	55
Figura 25	Hoja de ingreso de los datos del transformador.....	56
Figura 26	Hoja donde se pregunta el estado actual del transformador.	57
Figura 27	Hoja donde se realiza un análisis de calidad del transformador	58
Figura 28	Hoja del resultado “no se realiza ninguna modificación”.....	58
Figura 29	Hoja del análisis técnico	59
Figura 30	Hoja de la solución “opción 1”	60
Figura 31	Hoja de la solución “opción 2”	61
Figura 32	Hoja donde se pregunta si el transformador tiene reparación o no.....	61
Figura 33	Hoja de la parte técnica del análisis técnico y económico.....	62
Figura 34	Hoja de la parte económica del análisis técnico y económico.....	63
Figura 35	Hoja del resultado del análisis técnico y económico	63
Figura 36	Hoja de la solución mantenimiento correctivo	64
Figura 37	Hoja de la solución reponer o cambiar el transformador.....	65

Lista de Apéndices

Apéndice A. Ecuaciones utilizadas de la CREG 015 del 2018 en la metodología	74
Apéndice B. Unidades constructivas de los transformadores eléctricos.....	90
Apéndice C. Normativas del mantenimiento.	95

Extracto del glosario de la resolución CREG 015 de 2018

Activos en operación: son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizando de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo aquellos que están normalmente abiertos.

Activo no operativo: activo que estando en las condiciones necesarias para operar no puede hacerlo debido a la indisponibilidad de otro activo diferente a los que conforman su grupo de activos.

AOM: valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL.

Base regulatoria de activos BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

Cargos por uso del OR: son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio.

Centro nacional de despacho, CND: entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CNO (Consejo Nacional de Operación).

Compensación por energía no suministrada, CNE: compensación por ocasionar energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

Energía no suministrada, ENS: estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema.

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso.

Liquidación y administrador de cuentas, LAC: entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las red del SIN.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Operador de red de STR Y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN.

Sistema de Distribución Local, SDL: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Transformador: aparato que sirve para transformar la tensión de una corriente eléctrica alterna sin modificar su potencia.

Unidad Constructiva, UC: conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Resumen

Título: Implementación de una metodología para viabilizar la reposición o cambio de transformadores de distribución de nivel de tensión 2 en ESSA según la resolución CREG 015 de 2018. *

Autor: Paula Andrea Cáceres Gómez **

Palabras Clave: Transformador de distribución, CREG 015 del 2018, Fallas en el transformador, Mantenimiento, Análisis técnico económico, Metodología, Reposición.

Descripción:

En este trabajo de grado se diseña una metodología para la empresa Electrificadora de Santander S.A. con el propósito de viabilizar el cambio de transformadores de nivel de tensión 2, con base en los lineamientos económicos y técnicos que se definen en la resolución CREG 015 del 2018. Inicialmente se describe esta resolución resaltando los temas y las ecuaciones relacionados con los transformadores de distribución de nivel 2. Luego se presenta una revisión de literatura con el fin de conocer la información importante y necesaria sobre los tópicos para poder desarrollar este proyecto, por ejemplo: el servicio nacional de energía, transformador, fallas y mantenimiento. Seguidamente, se estudia una muestra de los transformadores pertenecientes a la empresa, se realiza un análisis técnico y se hace un estudio económico relacionado con la reparación o reposición de un transformador. Ya teniendo estos estudios se hace una comparación de los distintos estudios y análisis, para así diseñar la metodología de tal forma que garantice la mejor decisión para la empresa y para el usuario. Después de tener la metodología se desarrolla una aplicación informática para así facilitar y viabilizar cuando la mejor decisión que puede tomar la empresa es reparar o reponer el transformador que acaba de fallar.

* Trabajo de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata. Codirector: Dr. César Antonio Duarte Guadrón. Tutor: Ing. Jaime Enrique Osorio Trujillo, Ing. Sergio Andrés Céspedes Carvajal.

Abstract

Title: Implementation of a methodology to make viable the replacement or change of distribution transformers of level 2 in ESSA according to the resolution CREG 015 of 2018*

Author(s): Paula Andrea Caceres Gomez**

Key Words: Distribution transformer, CREG 015 of 2018, Transformer failures, Maintenance, Economic technical analysis, Methodology, Replacement.

Description:

This graduate work seeks to design a methodology that will be used by the company Electrificadora de Santander S.A. to make viable the change of distribution Transformers of level 2, based on the economic and technical guidelines defined in the order CREG 015 of 2018. Initially, the aforementioned resolution is described and the topics and equations related to distribution transformers of level 2 are highlighted. Then, a literature review is presented to know all the important and necessary information to be able to develop this project, for example: the national energy service, transformer, faults and maintenance. Next, a sample of the Transformers belonging to the company is studied, a technical analysis is carried out and an economic study is made related to the repair or replacement of a transformer. Having these studies, a comparison of the different studies and analyzes are made, in order to design the methodology in such a way as to guarantee the best decision for the company and for the user. After having the methodology, a computer application is developed for the company, in order to facilitate and make viable when the best decision that the company can make is whether to repair or replace the transformer that has just failed.

* Graduate Work

**Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physic mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata. Co-director: Dr. Cesar Antonio Duarte Guadrón. Tutor: Ing. Jaime Enrique Osorio Trujillo, Ing. Sergio Andrés Céspedes Carvajal.

Introducción

En la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P (ESSA) se lleva a cabo la implementación de la resolución CREG 015 de 2018, donde se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

Para la empresa, todos los activos que se instalen o que estén en operación generan ingresos, el transformador de distribución hace parte de estos activos. Actualmente, la empresa no cuenta con una metodología, ni con su herramienta informática para la toma de decisiones, que le permite evaluar todos los criterios para realizar una reposición eficiente y ahí es donde se puede empezar a analizar qué es mejor si repararlo o reemplazarlo. Estas dos opciones se pueden elegir dependiendo de dos aspectos muy importantes: primero es el análisis técnico, donde se analiza que este trabajando óptimamente, que no presente fallas, entre otros. Y el segundo es el análisis económico donde se evalúa qué tantos años de uso tiene, cuántas fallas ha tenido, entre otros aspectos.

Para la realización de la metodología inicialmente se presenta un informe sobre el estado del arte de la reposición o el cambio de transformadores de distribución y los conceptos que se tienen en cuenta para decidir. Como paso siguiente, se presenta un análisis para catalogar cuáles son las variables que pueden ser importantes o que puedan influir en la decisión de reparar o reponer el transformador de distribución. Después de realizar esto, se selecciona un grupo de transformadores que supera en el indicador DIU el valor de 360 horas, teniendo en cuenta que los datos que se analizan se consideran hasta el 31 de diciembre del 2020. Este grupo de transformadores se utiliza como muestra para realizar este trabajo de grado.

Luego se presenta un estudio técnico sobre cuáles son los daños que puede sufrir un transformador y las consecuencias que puede tener el transformador después del daño, y se considera cuánto influye la vida útil que tiene el transformador y la cantidad de daños que ha tenido. Después, se continua con un estudio económico sobre cuánto puede costar la reparación del transformador, dependiendo de los diferentes tipos de daños que puede tener, se cotiza cuánto cuesta reponer un transformador y cómo se afectan las unidades constructivas.

Después de realizar los dos estudios, se realiza una comparación entre los estudios técnico y económico, para luego plantear una metodología, que se adecue a todos los transformadores escogidos como muestra de este trabajo de grado. Por último, se diseña una herramienta informática, basada en la metodología anteriormente realizada, donde si se coloca un caso, esta herramienta recomienda cuál es la mejor decisión y la justificación.

En este documento primero se presenta cuáles son los aspectos más importantes de la resolución CREG 015 de 2018, las fórmulas relacionadas con el cálculo de aspectos económicos como los ingresos y las penalizaciones, y las ecuaciones que se utilizan para calificar la calidad del servicio de cada activo del operador de red. El segundo capítulo se enfoca en dar a conocer cómo se ha tratado este tema en la empresa mediante el estado de arte y también se agregan definiciones importantes a tener en cuenta para el desarrollo del proyecto. En el tercer capítulo se exponen los resultados de los análisis técnicos y económicos realizados a la muestra de transformadores. Ya con esta información en el cuarto capítulo se define la metodología para la reposición o cambio de transformadores de distribución. Por último, en el quinto capítulo se encuentran las conclusiones de este trabajo de grado.

1. Objetivos

Los objetivos del trabajo de grado se describen a continuación.

Objetivo general

Diseñar e implementar una metodología para la toma de decisiones en los procesos de reposición o cambio de un transformador de distribución según los aspectos técnicos y económicos, de acuerdo la resolución CREG 015 del 2018.

Objetivos específicos

Realizar un diagnóstico del estado de arte de la reposición o reparación de transformadores de distribución en ESSA.

Analizar la variabilidad de las señales que pueden afectar la reposición o reparación de un transformador de distribución con el fin de determinar las posibles tipologías de situaciones que se presentan en los transformadores.

Establecer una metodología de análisis técnico y económico para la toma de decisión sobre la reparación o reposición de los transformadores de distribución.

Implementar una herramienta informática que permita gestionar el transformador en su vida útil y dar las señales adecuadas para la toma de decisiones.

2. Resolución CREG 015 del 2018

Para el desarrollo de esta metodología, se tiene en cuenta la resolución CREG 015 del 2018 que establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. En esta resolución, en el Artículo 4 se describen cuáles son los criterios generales que se tienen en cuenta para los ingresos y los cargos por uso de los SDL, algunos de esos criterios que son de mayor importancia para este trabajo se presentan a continuación (CREG, 2018, pág. 9)

- Los ingresos y cargos de los SDL varían dependiendo de los índices de calidad del servicio prestado de cada operador de red.
- La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1, correspondiente a los activos en operación a diciembre de 2007, se determina a partir del valor implícito en los cargos de distribución vigentes y para los activos que entran en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte, se emplea el costo medio por transformador y circuito de cada OR.
- Para determinar la base regulatoria de activos inicial se excluye el valor de los activos que estén fuera de operación en la fecha de corte y que se encuentre en el valor reconocido en los cargos de distribución. Es responsabilidad del OR reportar esta información dentro de la solicitud de ingresos.
- Para remunerar los planes de gestión de pérdidas de energía eléctrica se efectúa con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantiene siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

- Los cargos por uso resultantes de aplicar la resolución, remunera el uso de la infraestructura y los gastos de AOM necesarios para llevar la energía eléctrica desde los puntos de conexión al STN hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los SDL.
- Un OR se remunera mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- Los comercializadores facturan a sus usuarios regulados y no regulados los cargos por uso dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados estos usuarios.

Teniendo en cuenta los criterios descritos anteriormente se lee la resolución y se encuentra cuáles son los aspectos que se tienen en cuenta para la remuneración de un transformador y también para detectar cuales y como son los parámetros que califican la calidad de servicio de este activo. Y se encuentra que son los siguientes aspectos:

Los ingresos de un transformador según la resolución dependen de los valores de:

- Ingreso anual por inversiones
- Base regulatoria de activos del OR
- Base regulatoria de activos eléctricos
- Base regulatoria de activos eléctricos nuevos
- Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación
- Capital remanente de la UC
- Base regulatoria de activos no eléctricos
- Recuperación de capital reconocida

- Recuperación de capital de activos nuevos
- Ingreso anual por gastos de AOM
- AOM base a reconocer
- AOM inicial
- Valor de AOM para nuevas inversiones
- Compensación por energía no suministrada

La calidad de servicio de un transformador es según los siguientes parámetros: SAIDI, SAIFI, DIU y FIU

La definición de estos aspectos se encuentra en el Apéndice A.

3. Estado de arte y marco teórico

El estado de arte es una de las primeras actividades que se debe realizar al momento de una investigación, ya que esto permite determinar los antecedentes del tema y cuáles son las tendencias existentes en este momento para el desarrollo de la problemática. Por ese motivo a continuación se resaltan los aspectos más importantes sobre todos los temas relacionados con la toma de decisión de reponer o cambiar un transformador de distribución en la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P:

En Colombia el servicio de energía eléctrica se debe a la interacción de una serie de procesos que son: generación, transmisión, distribución y comercialización. De los últimos dos procesos están encargadas las empresas como la ESSA, que son conocidos como operadores de

red (OR), estos OR trabajan con varios niveles de tensión (4,3,2 y 1). En este proyecto se trabaja con los transformadores de nivel 2 (hay que tener en cuenta que según la CREG todos los transformadores son tratados como nivel 1).

Estos operadores de red se rigen según las regulaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el ente encargado de señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos, en los términos de la constitución nacional y la ley. En este trabajo de grado se utiliza la resolución CREG 015 del 2018, que define una metodología para remunerar a los operadores de red y los parámetros que calificarán la calidad del servicio de estas empresas. Antes de esta resolución está la resolución CREG 097 del 2008, donde se define una forma diferente de remunerar a los OR y los parámetros de calidad del servicio no son muy eficientes a comparación de la resolución actual.

Un activo muy importante para la distribución y comercialización de la energía es el transformador, ya que gracias a estos equipos se puede realizar de una manera práctica y económica el transporte de energía eléctrica a grandes distancias. Los transformadores están compuestos por un circuito magnético que es el núcleo, un circuito eléctrico que son las bobinas, el sistema de aislamiento, tanque y accesorios.

Cuando el transformador está en funcionamiento, está expuesto a sufrir de eventos que hace que el transformador trabaje en malas condiciones o algunas veces causa fallas en el activo, esto hace que la calidad del servicio del transformador no sea la mejor. Estos eventos se pueden dar por imperfecciones en las especificaciones del activo, imperfecciones en las instalaciones, imperfecciones en la operación o mantenimiento. Estos eventos causan daños internamente (devanados y núcleo) y/o daños externos (tanque y accesorios).

La mejor opción para evitar fallas en los transformadores, es la implementación de un programa de mantenimiento de transformadores, ya que estos procedimientos hacen que la probabilidad de fallar el transformador sea menor. Hay diferentes tipos de mantenimiento como: el mantenimiento preventivo que son intervenciones que previenen las averías, se realiza periódicamente, incluso si el equipo mantiene su capacidad operativa. También está el mantenimiento predictivo que consiste en determinar condiciones técnicas (mecánicas y eléctricas) de un transformador mientras está funcionando, esta estrategia de mantenimiento es adecuada para prevenir las averías, la desventaja es que es costosa y por ese motivo la gran mayoría de OR no la emplean. Y por último está el mantenimiento correctivo (reparación) que se utiliza cuando existen fallas o mal funcionamiento del transformador y hay que realizar un trabajo de corrección de anomalías. Hay que tener en cuenta que si se le realiza mantenimiento preventivo o predictivo la vida útil del transformador no se reinicia, en cambio si se le realiza mantenimiento correctivo la vida útil se reinicia.

En la empresa ESSA solo se realiza mantenimiento preventivo o correctivo, pero el mantenimiento preventivo es más enfocado a la red que al transformador, además el mantenimiento correctivo usualmente no se realiza, la gran mayoría de veces que el transformador falla se repone, la decisión varía dependiendo del porcentaje de daño del transformador y de la cantidad de veces que falla.

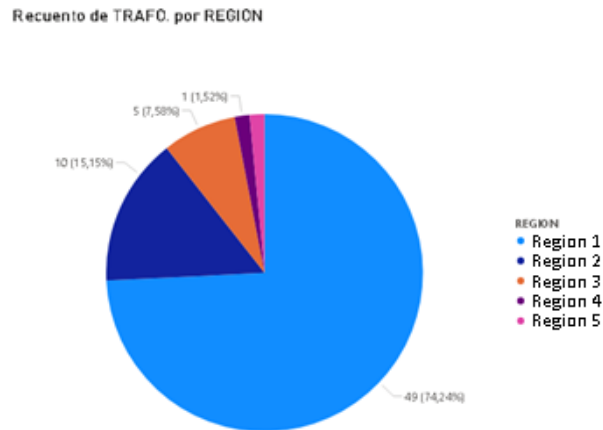
Después de buscar, seleccionar y conocer toda la información relacionada con este tema se prosigue con el análisis de una muestra de transformadores.

4. Análisis de una muestra de transformadores

En este trabajo de grado se seleccionó una muestra de los transformadores de la empresa, para realizarle varios análisis que se muestran a continuación, y a partir de ellos tener una base o una idea para la construcción de la metodología. Primero se realiza un análisis en general de la muestra, el segundo análisis es técnico en el que se examina cuales datos de la muestra tienen en común estos transformadores, y en el tercer análisis que es económico se buscan los valores de reparación y de reposición y se comparan durante la vida útil del transformador, para así encontrar en que años es o no es recomendable reponer el transformador.

4.1 Análisis de la muestra

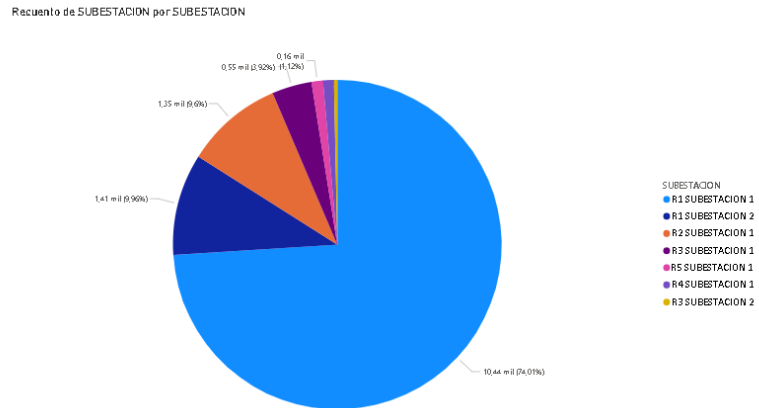
Para seleccionar la muestra, se buscó en la base de datos de la empresa, específicamente en un archivo Excel que contiene el histórico valor DIU de los transformadores de la empresa. Según se plantea en el alcance del trabajo de grado, este se realiza según los datos de los transformadores, que tengan como DIU un valor más grande a 360 horas, teniendo en cuenta que solo se va a analizar los datos del 2020 (1 de enero del 2020 hasta el 31 de diciembre del 2020). Realizada la búsqueda, se encuentra que en total son 66 transformadores. Con los transformadores seleccionados, se busca información o datos que puedan ser importantes de estos transformadores, en la base de datos de la empresa (POWER BI, Energis y TRAFOS ESSA). Luego se analiza que factores tienen en común y se encuentra que: la gran mayoría de los transformadores de la muestra que se escogió son de la Región 1 tal como se observa en la Figura 1.

Figura 1*Transformadores por región*

Nota. En el gráfico se pueden observar los porcentajes de cuantos transformadores de la muestra escogida pertenecen a cada región.

Si se analizan a que subestaciones pertenecen los transformadores (ver Figura 2), se encuentra que la gran mayoría pertenecen a la subestación “R1 SUBESTACION 1”, seguida de la subestación “R1 SUBESTACION 2”, ambas pertenecientes a la Región 1.

Figura 2*Transformadores por subestación*

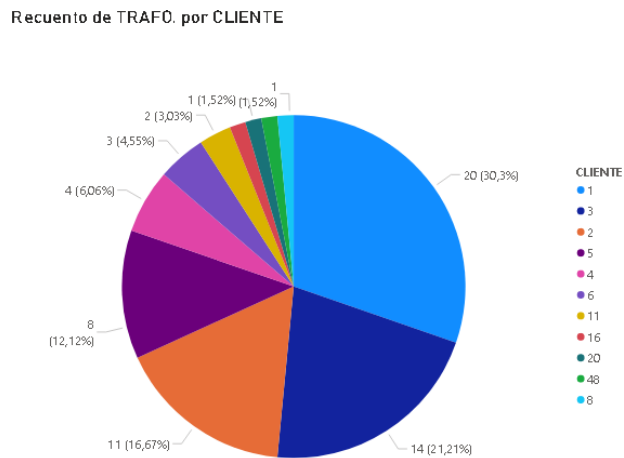


Nota. En el gráfico se pueden observar los porcentajes de cuantos transformadores de la muestra escogida pertenecen a cada subestación.

También se analiza cuántos clientes tiene cada transformador de la muestra y se observa en la Figura 3 que la gran mayoría de los transformadores tienen solo 1 cliente, el número más alto de clientes que tienen algunos de estos transformadores es de 48.

Figura 3

Cantidad de usuarios por transformador



Nota. En el gráfico se puede observar los porcentajes de cuantos transformadores de la muestra escogida tienen una cantidad específica de clientes.

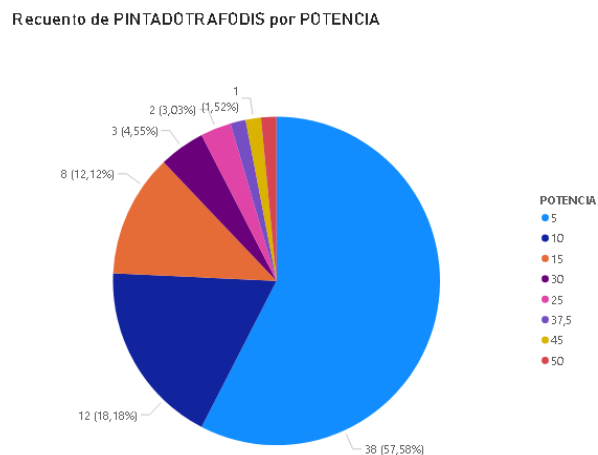
4.2 Análisis técnico

Uno de los objetivos de este trabajo de grado es analizar los transformadores desde un aspecto técnico para poder estudiar como es el comportamiento de estos transformadores que tienen más de 360 horas de DIU, analizar los transformadores que han fallado y analizar los eventos que han sufrido.

Lo primero a resaltar es que la gran mayoría de los transformadores de la muestra son de 5 kVA de potencia como se muestra en la Figura 4. El transformador con mayor potencia es de 50 kVA.

Figura 4

Cantidad de transformadores por potencia en kVA

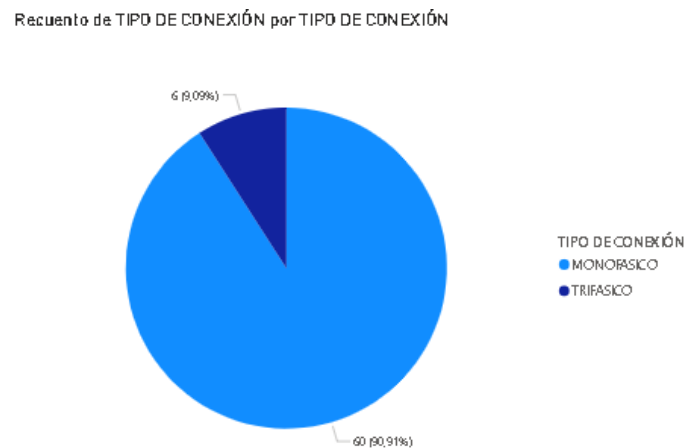


Nota. En el gráfico se pueden observar los porcentajes de cuántos transformadores de la muestra escogida tienen un valor de potencia dado, las unidades de esta potencia están dadas en kVA.

De estos transformadores el 90% es de tipo conexión monofásica, el resto de transformadores son trifásicos como se muestra en la Figura 5.

Figura 5

Cantidad de transformadores por tipo de conexión

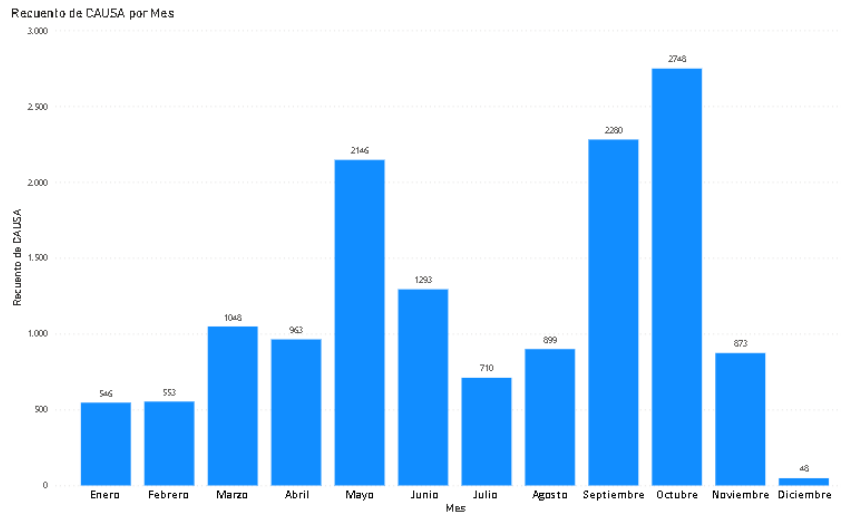


Nota. En el gráfico se pueden observar los porcentajes de cuántos transformadores de la muestra escogida son de un tipo de conexión específico.

Todos los transformadores de la muestra a través de este año que se analizan han tenido eventos. El mes en que hubo más eventos fue en octubre y el mes en que hubo menos eventos fue en diciembre (ver Figura 6).

Figura 6

Cantidad de eventos que sufrieron los transformadores por mes

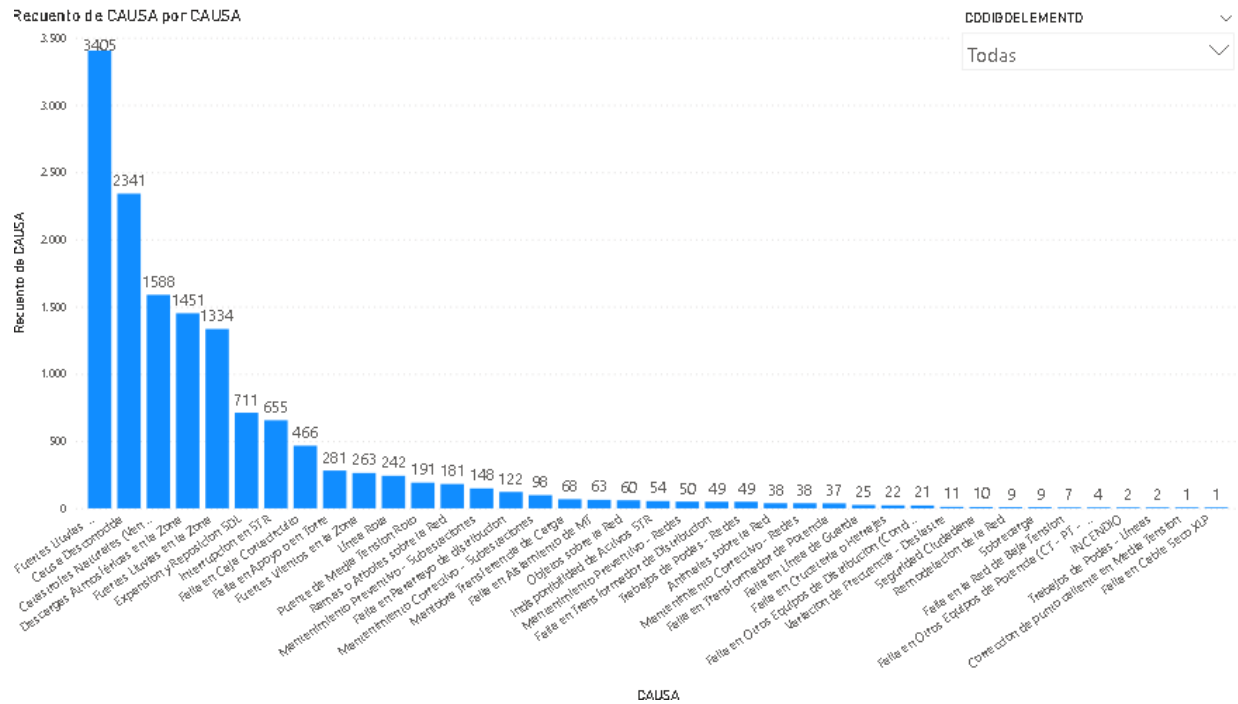


Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de eventos que sufrieron los transformadores de la muestra por cada mes.

Si se analiza el tipo de causa de los eventos en los transformadores (ver Figura 7), se encuentra que la causa más común es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas con 3405 eventos, este valor representa el 24,14% del total de los eventos. Y el tipo de causa de eventos menos común es por conexión de punto caliente en media tensión y por falla en cable seco XLP, cada tipo de causa con un solo evento.

Figura 7

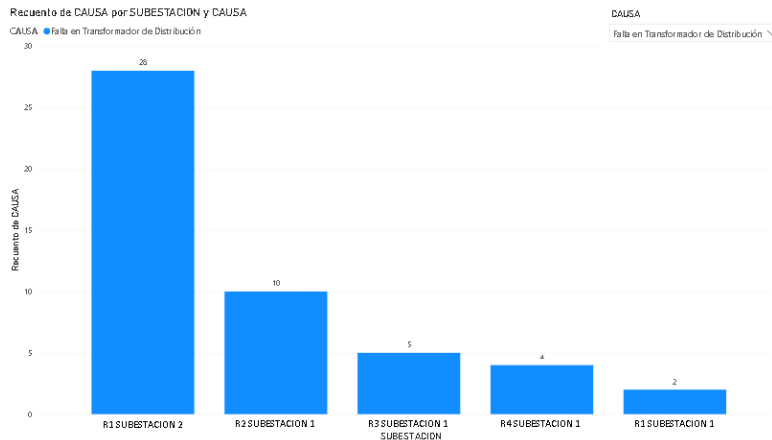
Cantidad de eventos que en los transformadores por tipo de causa



Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de eventos que sufrieron durante un año los transformadores de la muestra por tipo de causa.

Si se analiza el tipo de causa de los eventos por mes, se encuentra que en los meses de enero, febrero, julio y septiembre el tipo de causa más común es por causa desconocida, en los meses de marzo y diciembre el tipo de causa más común es por expansión y reposición SDL, en los meses de abril, mayo, junio, agosto y octubre el tipo de causa más común es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas, y en el mes de noviembre el tipo de causa más común es por catástrofes naturales.

Si se analiza la cantidad de eventos por falla en transformador de distribución, en las regiones que se presentan estos eventos fue en las regiones 1,2, 3 y 4. Por otra parte, en la Figura 8 se observa que la gran mayoría de eventos ocurren en la subestación R1 SUBESTACION 2.

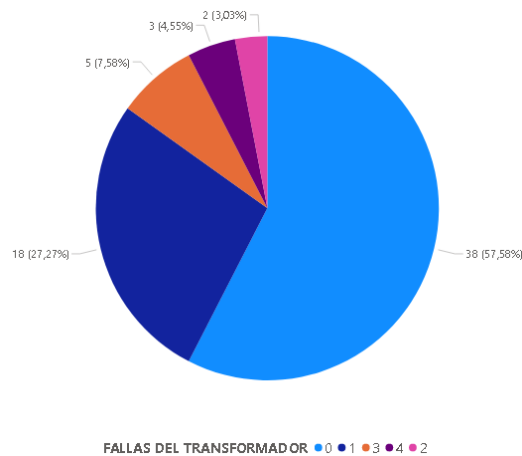
Figura 8*Cantidad de eventos por fallas en transformador de distribución por subestación*

Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores de la muestra que sufrieron eventos de fallas en transformador de distribución en el año analizado, dependiendo de la subestación a la que pertenecen.

En la Figura 8 se observa la cantidad de transformadores de la muestra que tuvieron eventos de fallas en el transformador de distribución en el año analizado, dependiendo de la subestación a la que pertenecen.

Un aspecto importante a resaltar es que no todos los transformadores de la lista han experimentado el evento de falla en transformador de distribución (ver Figura 9). Solo 28 transformadores de la muestra han sufrido ese tipo de evento, estos representan el 42% del total de los transformadores.

Figura 9*Cantidad de transformadores con fallas*



Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores de la muestra que sufrieron eventos de fallas en transformador de distribución en el año analizado.

A continuación, se describen dos análisis que se realizaron a esta muestra, el primero está relacionado a que subestación pertenece y el segundo análisis depende de cuantas veces haya fallado el transformador.

4.2.1 Análisis según la subestación

Se empieza con la subestación R1 SUBESTACION 1 donde se encuentra que el mayor número de eventos que experimenta un transformador es de 324, y el menor número de eventos de un transformador es de 36. El tipo de causa que más se presenta en el transformador fue por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue causa desconocida. Y el tipo de causa que más aporta al DIU del transformador es por catástrofes naturales y le sigue la causa de fuertes lluvias en la zona.

Se sigue con la subestación R1 SUBESTACION 2 donde se encuentra que el mayor número de eventos que se presenta en un transformador es de 151, y el menor número de eventos en un transformador es de 66. Si se analiza cual es el tipo de causa que más experimentan los

transformadores es por causa desconocida y le sigue la causa por fuertes lluvias con descargas atmosféricas. Y el tipo de causa que genera y aporta más DIU al transformador, son los eventos por línea rota y le sigue la causa de falla en transformador de distribución.

Luego con la subestación R2 SUBESTACION 1 se encuentra que el mayor número de eventos de un transformador es de 151, y el menor número de eventos de un transformador es de 56. El tipo de causa que más común en el transformador es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue descargas atmosféricas en la zona. Y el tipo de causa que más le aporta al DIU del transformador es por descargas atmosféricas en la zona y le sigue catástrofes naturales.

Se continua con la subestación R3 SUBESTACION 1 donde se encuentra que el mayor número de eventos de un transformador es de 142, y el menor número de eventos de un transformador es de 132. El tipo de causa que más común en el transformador es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue causa desconocida. Y el tipo de causa que más aporta al DIU del transformador es por ramas o arboles sobre la red y le sigue la causa de fuertes lluvias en la zona.

Luego con la subestación R3 SUBESTACION 2 donde el transformador presenta 46 eventos en un año, el tipo de causa que más frecuente en el transformador fue por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue causa desconocida. Y el tipo de causa que más aporta al DIU del transformador es por fuertes lluvias en la zona y le sigue la causa por línea rota.

Se sigue con la subestación R4 SUBESTACION 1 donde el transformador experimenta 151 eventos en un año, el tipo de causa que más frecuente en el transformador es por causa desconocida y le sigue la causa por catástrofes naturales. Y el tipo de causa que más aporta al DIU del transformador es por falla en transformador de distribución y le sigue la causa por línea rota.

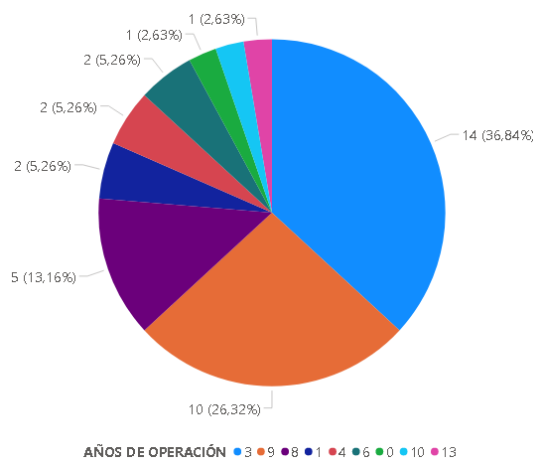
Y por último con la subestación R5 SUBESTACION 1 donde el transformador presenta 158 eventos en un año, el tipo de causa que más común en el transformador es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue causa desconocida. Y el tipo de causa que más aporta al DIU del transformador es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y le sigue la causa de catástrofes naturales.

4.2.2 Análisis según la cantidad de fallas

En este análisis se separa la muestra en grupos más pequeños dependiendo de la cantidad de fallas del transformador. Se empieza con los transformadores que no sufrieron fallas hasta el momento, estos tienen diferentes valores de años de operación, la gran mayoría de los transformadores tienen 3 años de operación, le siguen diez transformadores que tienen 9 años y cinco transformadores que tienen 8 años de operación (ver Figura 10).

Figura 10

Valor de los años de operación de los transformadores que aún no han experimentado fallas

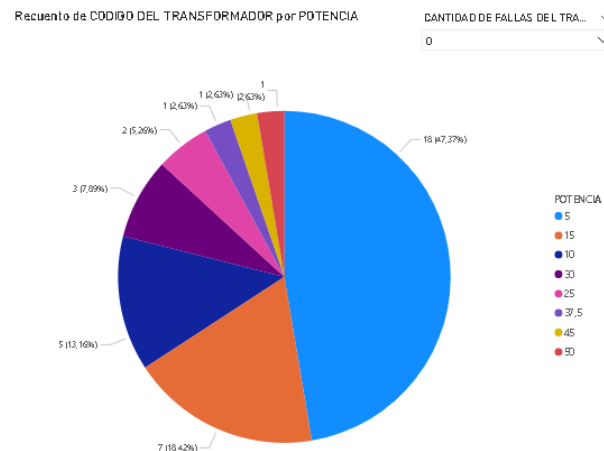


Nota. En el gráfico se puede observar los valores de vida útil que tiene cada uno de los transformadores que aún no sufren fallas en estos años de operación.

La cantidad de eventos de estos transformadores son en su gran mayoría de 300 eventos en un año, muy pocos transformadores tienen menos de esta cantidad de eventos, solo dos transformadores experimentaron menos de 50 eventos por año. El tipo de causa más común de los eventos en estos transformadores que aún no sufren fallas es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas en la zona, luego sigue por causa desconocida y el tercer tipo más común es por catástrofes naturales. La gran mayoría de estos transformadores pertenecen a la región 1, solo dos transformadores no pertenecen a esta región, de estos uno pertenece a la región 3 y el otro a la región 5. La potencia de los transformadores de este grupo es muy variada, hay transformadores de 50 kVA de potencia, pero también hay transformadores de 5 kVA de potencia (ver Figura 11).

Figura 11

Cantidad de transformadores que aún no han tenido fallas según la potencia



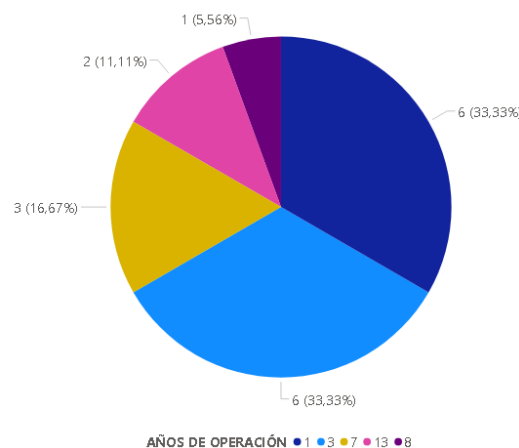
Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores que aún no sufren fallas según la potencia.

Si se analiza el número de clientes de cada transformador, se ven que hay valores diferentes. Se tiene un transformador con 48 clientes, que es la mayor cantidad y la menor cantidad de clientes se da en dieciséis transformadores con solo 1 cliente, este valor es el más común en este caso.

Ahora se analizan los transformadores que tienen una falla. Hay en total 18 transformadores que pertenecen a este grupo. De estos transformadores se puede ver que la gran mayoría de estos tienen 1 o 3 años de operación, los 6 transformadores restantes tienen 7, 8 y 13 años (ver Figura 12).

Figura 12

Valor de los años de operación de los transformadores que fallan una vez

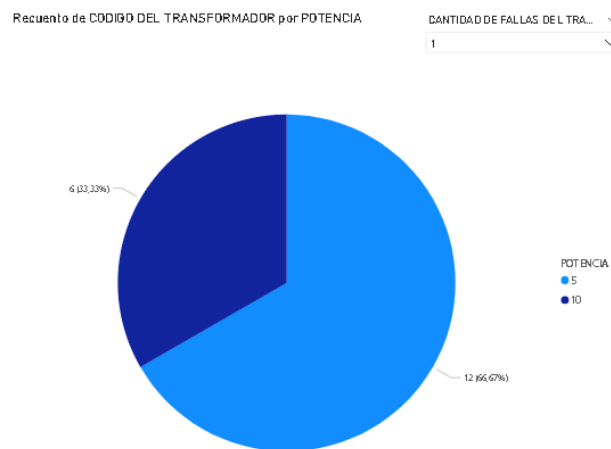


Nota. En el gráfico se puede observar los valores de vida útil que tiene cada uno de los transformadores que sufren una falla en estos años de operación.

La cantidad de eventos que sufren por estos transformadores son menores en comparación del grupo anterior. En este caso no hay transformadores que tengan un valor de cantidad de eventos iguales, solo tres transformadores con 150 eventos. El valor más alto de cantidad de eventos de un transformador de este grupo es de 151, y el menor valor de cantidad de eventos es de 47. El tipo de causa más común de los transformadores que fallan 1 vez es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas en la zona, luego le sigue por descargas atmosféricas en la zona y el tercer tipo más común es por causa desconocida. La mayoría de estos transformadores pertenecen a la región 2, le sigue la región 1 con cinco transformadores y solo tres transformadores pertenecen a la región 3. En este grupo la potencia de los transformadores presenta solo dos valores. La mayoría de estos transformadores son de 5 kVA de potencia y el resto de transformadores son de 10 kVA (ver Figura 13).

Figura 13

Cantidad de transformadores que fallan una vez según la potencia



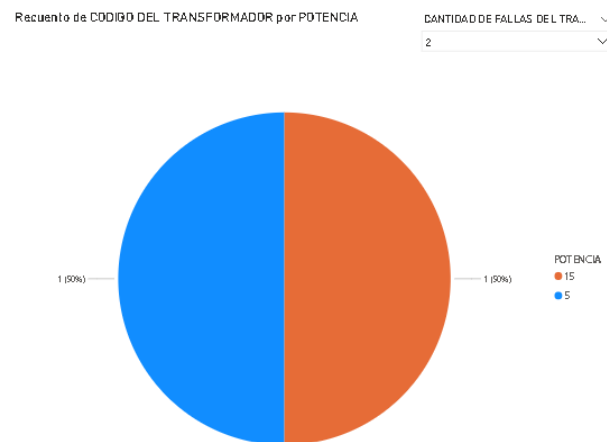
Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores que fallan 1 vez según la potencia.

Si se analiza el número de clientes de cada transformador, se ven que hay valores diferentes, se tiene un transformador con 11 clientes, que es la mayor cantidad y la menor cantidad de clientes es con solo 1 cliente. El valor más común de números de clientes es 2, el cual se presenta en cinco transformadores.

Ahora se continúa el análisis con los transformadores que sufren 2 fallas. Hay solo 2 transformadores. Ambos transformadores tienen 1 año de operación. La cantidad de eventos de estos transformadores son menores en comparación del primer grupo. En este caso los dos transformadores no tienen la misma cantidad de eventos. Uno de ellos presento 132 eventos y el otro 66 eventos. El tipo de causa más común de los eventos en estos transformadores que fallan 2 veces es por fuertes lluvias con descargas atmosféricas en la zona, luego le sigue por causa desconocida y el tercer tipo más común es por fuertes lluvias en la zona. En este caso uno de los transformadores pertenece a la región 1 y el otro transformador pertenece a la región 3. La potencia de los transformadores de este grupo son dos valores. Un transformador es de 5 kVA de potencia y el otro transformador es de 15 kVA (ver Figura 14).

Figura 14

Cantidad de transformadores que fallan 2 veces según la potencia

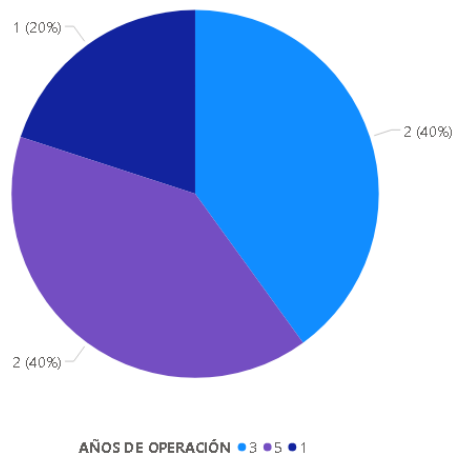


Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores que fallan 2 veces según la potencia.

Si se analiza el número de clientes de cada transformador, se ve que uno tiene 4 clientes y el otro tiene 5 clientes. Analizando los transformadores que han experimentado 3 fallas, se encuentra que hay 15 transformadores que pertenecen a este grupo. De estos transformadores se puede ver que la gran mayoría de estos transformadores tienen 3 o 5 años de operación y el transformador restante tiene 1 año de vida útil (ver Figura 15).

Figura 15

Valor de los años de operación de los transformadores que fallan 3 veces



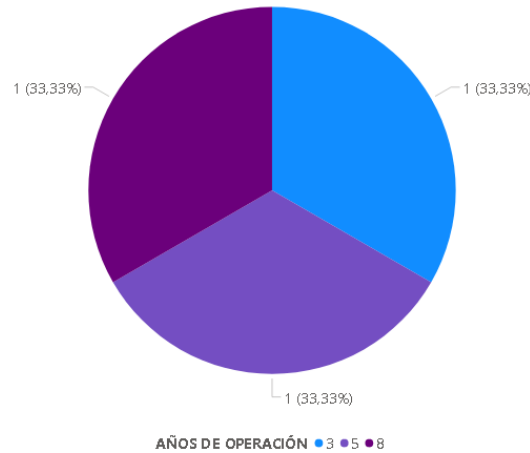
Nota. En el gráfico se puede observar los valores de vida útil que tiene cada uno de los transformadores que sufren 3 fallas en estos años de operación.

La cantidad de eventos de estos transformadores son menores en comparación del primer grupo. En este caso la cantidad de eventos de cada transformador son similares. El valor más alto de eventos de un transformador de este grupo es de 151, y el menor valor de 148. El tipo de causa más común de los eventos de estos transformadores es por causa desconocida, luego le sigue por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y el tercer tipo más común es por expansión y reposición SDL. En este caso todos los transformadores pertenecen a la región 1. La potencia de los transformadores de este grupo es de 5 kV. Si se analiza el número de clientes de cada transformador, se ve que los valores son pequeños, dos transformadores tienen 5 clientes, dos transformadores tienen 3 clientes y un transformador tiene solo 1 cliente.

Y por último se analizan los transformadores que han experimentado 4 fallas. Hay en total 3 transformadores que pertenecen a este grupo. De estos transformadores se puede ver que cada uno tiene un diferente valor de vida útil. Uno tiene 3 años, otro tiene 5 años y el más viejo de este grupo es de 8 años de vida útil (ver Figura 16).

Figura 16

Valor de los años de operación de los transformadores que fallan 4 veces

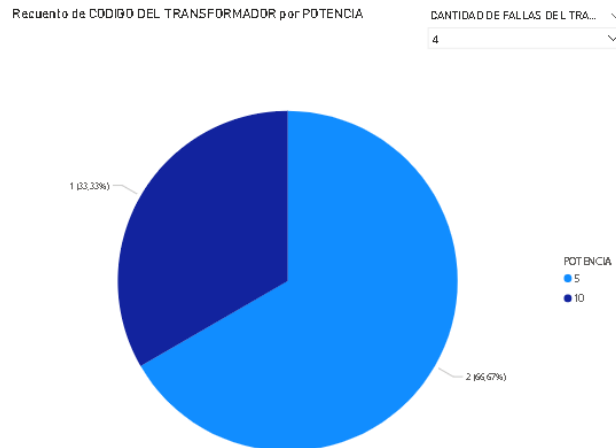


Nota. En el gráfico se puede observar los valores de vida útil que tiene cada uno de los transformadores que sufren 4 fallas en estos años de operación.

La cantidad de eventos de estos transformadores son menores en comparación del primer grupo. En este caso la cantidad de eventos de cada transformador son similares. El valor más alto de eventos de un transformador de este grupo es de 151, y el menor valor de eventos es de 148. El tipo de causa más común de los eventos de los transformadores que han fallado 4 veces es por causa desconocida, luego le sigue por fuertes lluvias con descargas atmosféricas y el tercer tipo más común es por catástrofes naturales. Dos de los transformadores pertenecen a la región 1, solo uno pertenece a la región 4. La potencia de los transformadores de este grupo solo son dos valores. Dos transformadores son de 5 kVA de potencia y uno de los transformadores es de 10 kVA (ver Figura 17).

Figura 17

Cantidad de transformadores que fallan 4 veces según la potencia



Nota. En el gráfico se puede observar la cantidad de transformadores que fallan 4 veces según la potencia.

Si se analiza el número de clientes de cada transformador, se ve que los tres valores son distintos, uno de los transformadores con 20 clientes, otro con 5 clientes y el ultimo con 3 clientes.

4.3 Análisis económico

Para este análisis, primero se hace un estudio económico, donde se buscan unos valores importantes para este proyecto. Estos valores son:

- 1) El precio de reposición de los transformadores según JD EDWARDS, que es una práctica de gestión de compras para asegurar un factor de éxito para la empresa. Estos precios dependen de cuál es la potencia del transformador, cuál es la tensión en el devanado primario, el tipo de transformador, la cantidad de bobinas y el tipo de aceite.

- 2) El costo de desinstalación, instalación y transporte. Para este valor se encontraron dos valores. El primero depende del transformador, que son precios según JD EDWARDS, y el segundo valor es dependiendo de la región en donde se encuentre el transformador. Como se tienen dos valores para este aspecto se comparan estos dos valores y se selecciona el máximo valor de los dos.
- 3) El costo de reparación. Este valor se encuentra a través de un contrato que hizo la Electrificadora de Santander S.A. con una empresa para realizar este proceso. Este valor se selecciona dependiendo de la potencia del transformador, la tensión en el devanado primario, el tipo de transformador, la cantidad de bobinas y el tipo de aceite.
- 4) El costo de mantenimiento. Este valor también se encuentra a través de un contrato que hizo la Electrificadora de Santander S.A. con una empresa para realizar este proceso. Este valor se selecciona dependiendo de la potencia del transformador, la tensión en el devanado primario, el tipo de transformador, la cantidad de bobinas y el tipo de aceite.
- 5) El valor de las compensaciones. Se toman los datos de las últimas compensaciones y se selecciona el valor promedio de estos datos.
- 6) El valor de la UC. Este dato se encuentra en el Capítulo 14 de la norma CREG 015 del 2018 o en el Apéndice B de este documento.
- 7) El valor del BRAR, que es el capital remanente de la UC i del OR j en el nivel de tensión n que sale de operación en el año t . Se calcula por medio de la Ecuación (A6) del Apéndice A.
- 8) El valor de los ingresos por el transformador. Este valor se calcula por varias ecuaciones definidas en el Apéndice A.

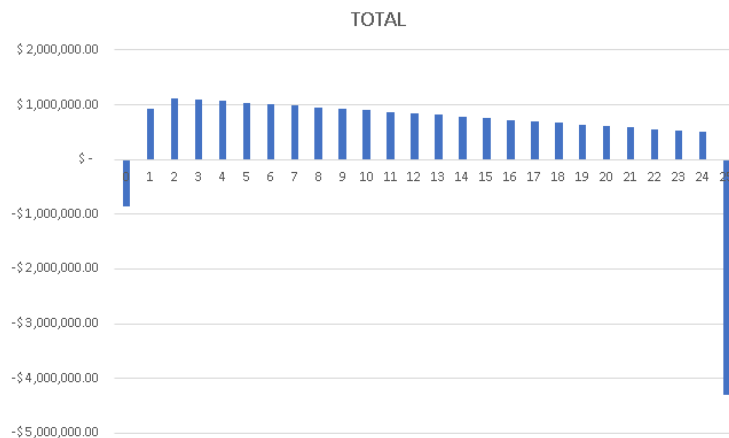
Para los valores de reposición, desinstalación, instalación, transporte, reparación, mantenimiento y compensaciones a futuro, se realiza una estimación de cuánto pueden ser estos valores, proyectando los precios que se tiene actualmente con un valor IPC del 5,04%. Este porcentaje del IPC es el promedio de los valores del IPC de los últimos 20 años.

Con estos valores definidos, se realiza el análisis de cuando se debe reparar o reponer un transformador de distribución. Lo primero a resaltar es que se presentan varios casos para analizar ya que los valores dependen de: a) la potencia del transformador, b) la cantidad de bobinas y c) si el transformador es rural o urbano. Dependiendo de estos aspectos los ingresos y los costos cambian. Pero el cambio para cada caso, a pesar de que son diferentes no son muy distintos, y se puede generalizar.

Para el análisis de estos valores, lo primero que se hace es recolectar los anteriores valores para cada caso del transformador de la muestra. Estos datos son almacenados en un archivo Excel en donde son organizados dependiendo si son ingresos o costos, y estos valores a medida del tiempo de uso. Como la vida útil del transformador de distribución es de 25 años, como se menciona en el Apéndice A, se colocan los valores desde 0 hasta 25 años. Ya con estos datos, se suman costos con ingresos por año para así realizar un diagrama del flujo del costo efectivo del activo. En la Figura 18 se observa un diagrama de flujo ideal del costo efectivo de un transformador.

Figura 18

Diagrama de flujo ideal del costo efectivo de un transformador monofásico de 5 kVA



Nota. En el gráfico se puede observar el diagrama de flujo del costo efectivo de un transformador monofásico de 5kVA, desde el momento en que se compra hasta que termina su vida útil y se repone.

Con el anterior diagrama, se halla el valor presente neto (desde el año 0 hasta el año 25) de los costos y los ingresos, luego estos valores se suman y se encuentra el valor de las ganancias de la empresa por el transformador.

Ahora que se tienen todos estos datos, se analiza cuando el transformador puede ser reparado y cuando debe ser cambiado por uno nuevo.

4.3.1 Solución de repararlo

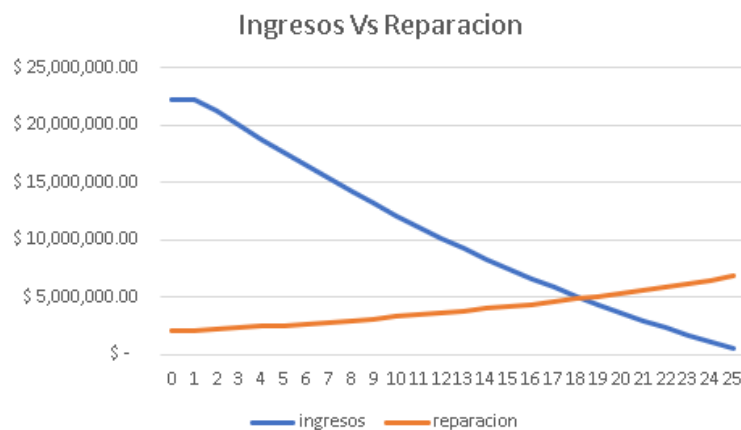
Cuando se repara el transformador, lo ideal es que el transformador no vuelva a fallar. Según la normativa expuesta en el Apéndice C, se considera que un transformador reparado reinicia su vida útil, por ese motivo se espera que no vuelva a fallar hasta que termine los 25 años de operación.

Si el transformador se repara en los primeros años de vida útil (cercano al año 0), la ganancia total es mayor a si se repara en los últimos años de vida útil (cercano al año 25). Ya que lo único que varía en este caso es el costo por el mantenimiento, que a medida que pasa el tiempo aumenta su valor dependiendo del IPC del año.

El transformador no se debe reparar en los años de vida útil mayores a 19, 20 o 21 años (dependiendo de las especificaciones del transformador), ya que en esos años no vale la pena la inversión. Esta conclusión se da cuando se analiza el valor presente neto del dinero que falta por ingresar por el transformador y lo que cuesta repararlo. Los años de vida útil 19, 20 y 21 son los años en donde se empieza a observar como el valor del ingreso que falta por entrar a la empresa es menor a comparación del valor de enviarlo a reparar. Esta comparación se ve en la Figura 19.

Figura 19

Grafica comparativa de ingresos faltantes y costo reparación de un transformador trifásico 15 kVA



Nota. En el gráfico se puede observar la comparación entre los ingresos que faltan por entrar a la empresa y el costo por reparar este transformador a medida que pasa el tiempo de vida útil.

Es importante resaltar que, si el transformador se repara varias veces, el valor presente neto de la ganancia total va a ser menor. Este valor depende de cuantas veces se repare y en qué años. Se recomienda no repararlo más de 8 veces, ya que las ganancias son mínimas y dependiendo de si se repone antes de los 25 años, puede que este valor se convierta en pérdidas monetarias.

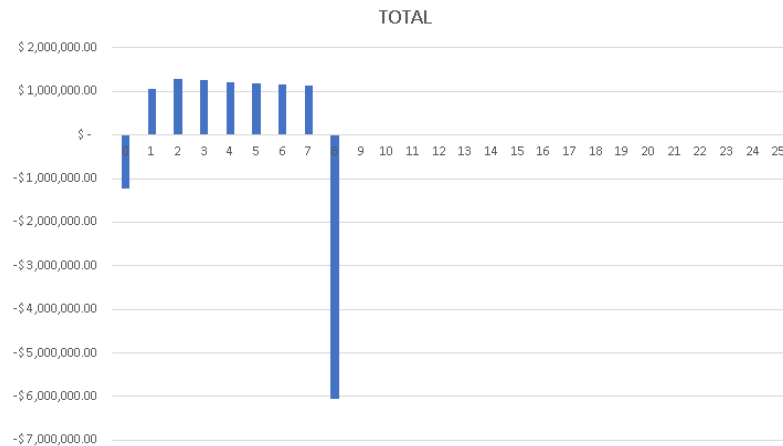
4.3.2 Solución de reponerlo

Cuando hay que reponer el transformador, se debe tener en cuenta que para esta acción no solo hay que tener en cuenta los costos de: el transformador, la desinstalación, la instalación y el transporte, sino también se debe considerar el valor de ingresos que la empresa dejara de recibir por el transformador y el valor BRAR que la empresa debe devolver a la CREG, ya que esta entidad paga el activo para que se utilice por la vida útil determinada, en este caso 25 años, y si se repone antes de esta fecha, debe devolver el valor del activo reconocido por la CREG.

Por ese motivo primero se analiza en que año de vida útil el valor presente neto de los ingresos del transformador es igual al costo inicial del transformador más el costo total por reponerlo. Y se encuentra que entre los años de vida útil 6, 7 y 8 (dependiendo del tipo de transformador), es el punto en donde el valor presente neto de los ingresos es equivalente a los costos y la ganancia es aproximadamente cero, un claro ejemplo se observa en la Figura 20.

Figura 20

Diagrama de flujo de efectivo cuando se repone un transformador monofásico 10 kVA en el año 8

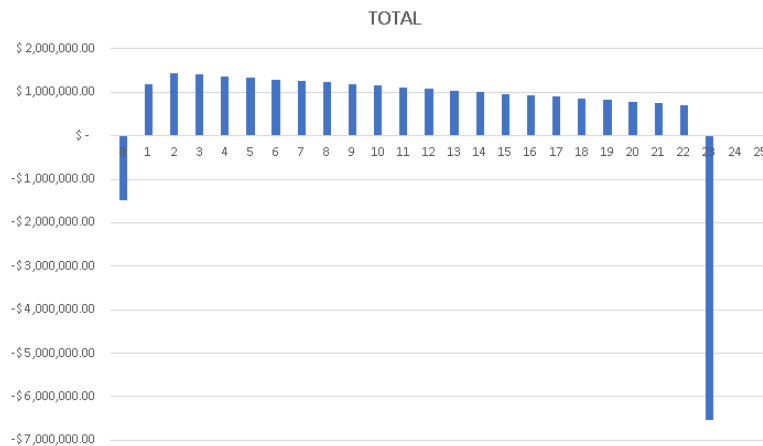


Nota. En el gráfico se puede observar un diagrama de flujo del dinero de un transformador monofásico de 10 kVA cuando se repone en el octavo año de vida útil.

Es recomendable realizar la reposición del transformador en los años de vida útil cercano a los 25 años, ya que entre más cerca a este valor, se recibe mayor parte de los ingresos y el valor a devolver por el BRAR no es tan alto, un ejemplo de ello es el diagrama de flujo de efectivo de la Figura 21.

Figura 21

Diagrama de flujo de efectivo cuando se repone un transformador monofásico 25 kVA en el año 23

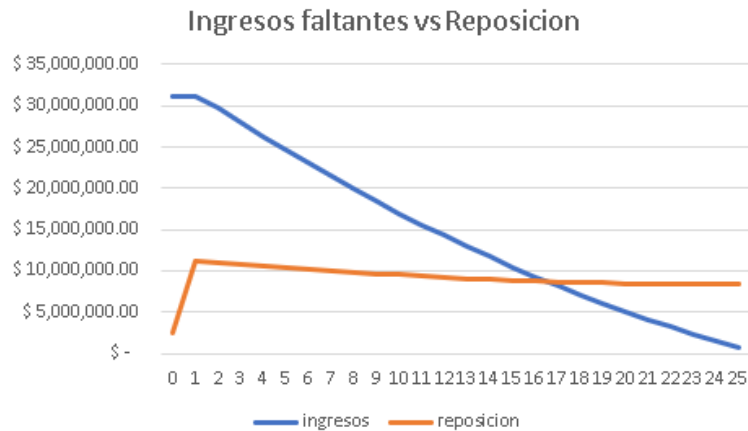


Nota. En el gráfico se puede observar un diagrama de flujo del dinero de un transformador monofásico de 25 kVA cuando se repone en el año 23 de su vida útil.

El transformador se debe reponer cuando el valor presente neto de los ingresos que faltan por entrar a la empresa es menor al costo total de reposición del transformador, esto ocurre cuando el año de vida útil en que se va a reponer es mayor a los años 15, 16 o 17 (dependiendo del tipo de transformador), ya después de estos años lo mejor es reponerlo y no repararlo, como se observa en la Figura 22.

Figura 22

Grafica comparativa de ingresos faltantes y costo de reposición de un transformador trifásico 30 kVA



Nota. En el gráfico se puede observar la comparación entre los ingresos que faltan por ingresar a la empresa y el costo total por reposición de un transformador de 30 kVA a medida que pasa el tiempo de vida útil.

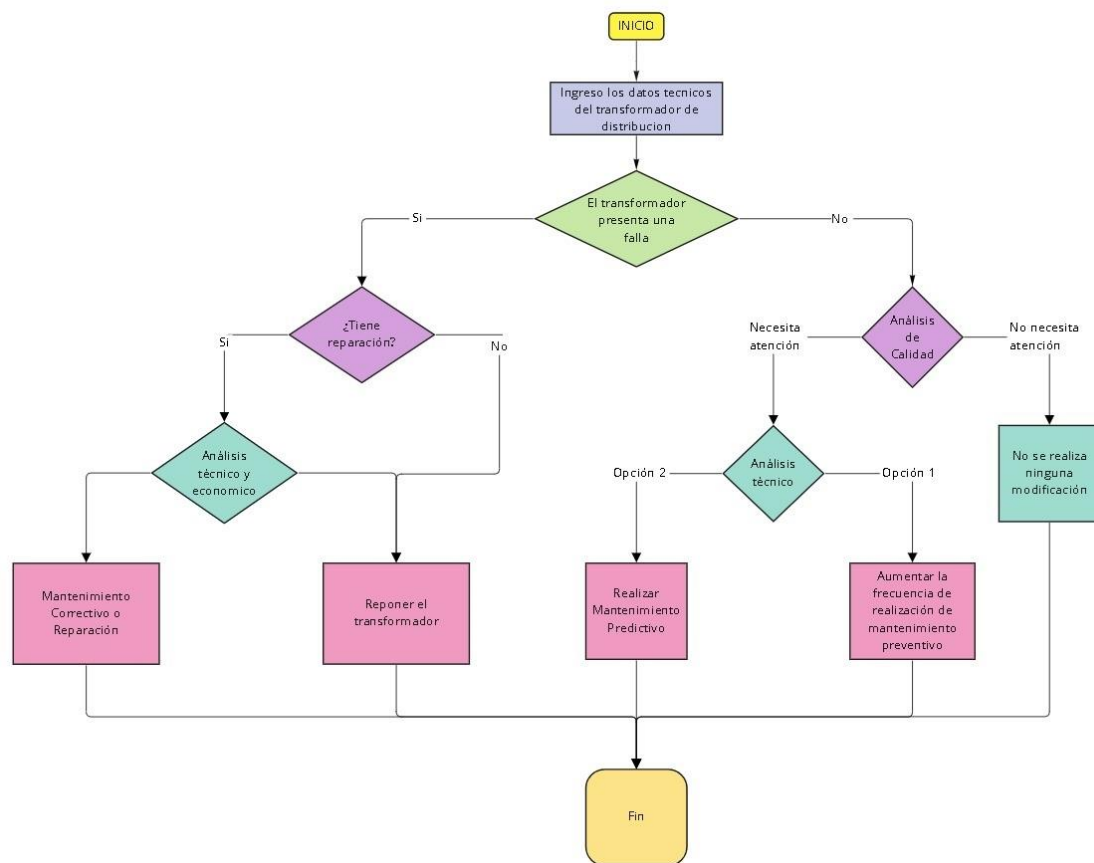
5. Metodología propuesta para viabilizar el cambio o reposición de transformadores

En este documento se mencionan todos los aspectos importantes a tener en cuenta para el diseño de esta metodología. En el primer capítulo se mencionan todos los aspectos importantes relacionados con la parte técnica y económica de un transformador de distribución. En el capítulo dos se presentan la información más importante relacionada con la reparación y reposición del transformador. En el capítulo tres se hacen varios análisis técnicos y económicos para investigar cuál es la situación del transformador y con ello tener una idea de cómo se puede decidir entre reparar y reponer el transformador. Ya con toda esta información se diseña la metodología para el

cambio o reparación del transformador de distribución. La metodología diseñada se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 23. Como se puede observar en el diagrama están los pasos a seguir en esta metodología que se van a definir y explicar a continuación:

Figura 23

Diagrama de flujo de la metodología



Nota. En el diagrama de flujo se pueden observar los pasos a seguir de la metodología diseñada para la reparación o reposición del transformador de distribución.

5.1 Ingreso los datos técnicos del transformador de distribución

La metodología empieza con este paso, en donde lo que hay que hacer es buscar, conocer y tener en cuenta algunos datos importantes del transformador de distribución, ya que en los análisis del Capítulo 3 se observa que son necesarios. Los datos importantes a saber en esta metodología son los mostrados en la Tabla 1. Esta tabla enuncia cuales son los datos del transformador necesarios para el desarrollo de la metodología.

Tabla 1 *Datos importantes del transformador*

Datos	Datos	Datos
Potencia del transformador	Cantidad de bobinas	Tipo de transformador
Tipo de aceite	Porcentaje de cargabilidad	Grupo de calidad
DIU	FIU	SAIDI
SAIFI	Año de puesta en operación	Cantidad de eventos
Evento con más aporte al DIU	Evento más frecuente	Región y zona (urbana o rural)
Tensión del devanado primario	Tipo de instalación del transformador	Cantidad de fallas del transformador de distribución

Nota. En esta tabla se enuncia cuáles son los datos del transformador necesarios para el desarrollo de la metodología.

5.2 El transformador presenta una falla

En este paso se pregunta si el transformador en estos momentos tiene una falla o si está trabajando normalmente. Si la respuesta es que el transformador no está en falla el siguiente paso es el análisis de calidad, pero si la respuesta es que el transformador está en falla el siguiente paso es ¿Tiene reparación? Lo que se realiza en cada una de las respuestas se describe a continuación:

5.2.1 *Análisis de calidad*

En este paso se va a revisar los datos de calidad del transformador y se comparan con los estándares de la empresa. Se revisa que el SAIDI y el SAIFI no sean tan altos y estén por debajo de los parámetros propuestos por la empresa, ya que la suma de todos estos valores califica la calidad del servicio del operador de red. Pero los parámetros más importantes del estándar de calidad para el transformador es el DIU y el FIU, que detecta cuanto tiempo y cuantas veces el activo es afectado por los eventos. Después de revisar estos cuatro parámetros de calidad de servicio, se definirá si necesita atención o no. Para que la respuesta sea que no necesita atención se necesita que los parámetros del SAIDI y SAIFI estén dentro de los parámetros de la empresa, y además que el valor del DIU sea menor a 360 horas y el FIU sea menor a 360 veces. Si cualquiera de los datos SAIDI y SAIFI son mayores a los parámetros de la empresa, el DIU es mayor a 360 horas o el FIU es mayor a 360 veces se decide que el transformador si necesita atención.

5.2.1.1 No se realiza ninguna modificación. Si la decisión del paso de “Análisis de calidad” es que no necesita atención, esto significa que el transformador está operando normalmente y no necesita hacerle alguna modificación, solo se debe seguir con la misma operación y la misma frecuencia de mantenimiento preventivo.

5.2.1.2 Análisis técnico. Si la decisión del paso de “Análisis de calidad” es que, si necesita atención, esto significa que el transformador ha sufrido de varios eventos mientras ha estado en operación. Por ese motivo se analiza cuál es la cantidad de eventos, cual es el

evento con más aporte al DIU, cual es el evento más frecuente, el grupo de calidad y la cantidad de fallas del transformador de distribución para decidir cómo mejorar la calidad del servicio del transformador. Antes de tomar la decisión de opción 1 o 2, se debe averiguar si la empresa realiza mantenimiento predictivo, porque si no se realiza ese tipo de mantenimiento la decisión que se toma es la opción 1, pero si se realiza este tipo de mantenimiento se realiza el siguiente análisis:

- Se revisa el segundo número del grupo de calidad que indica el índice de falla, si es el número 1 la cantidad de eventos debe ser un número pequeño, es decir menor a 100 eventos, si es el número 2 debe ser un número menor a 200 eventos, si es el número 3 debe ser un número menor a 300 eventos.
- Se revisa que el evento con más aporte al DIU y el evento más frecuente no sea por falla en la red de baja tensión, falla en equipo de baja tensión, línea rota, falla en caja cortacircuito, falla en transformador de distribución, puente de media tensión roto, falla en aislamiento de MT, falla en pararrayo de distribución, falla en otros equipos de distribución, falla en línea de guardia, corrección de punto calientes en media tensión, falla en la coordinación de las protecciones, fuertes lluvias en la zona, descargas atmosféricas en la zona, fuertes lluvias con descargas atmosféricas en la zona, sobrecarga, fuertes vientos en la zona, esquema de protección en SDL por variación crítica de la tensión, ya que estos eventos dependen del funcionamiento y las características técnicas del transformador.
- Por último, se revisa que la cantidad de fallas de transformador de distribución sean menores a 8 y que, aunque sea halla un año de diferencia entre cada falla del transformador.

Si se cumplen las anteriores condiciones se deciden por la opción 1, si no cumple alguna de las anteriores condiciones se decide por la opción 2.

5.2.1.2.1 Opción 1. Esta opción consiste en aumentar la frecuencia con la que se le realiza mantenimiento preventivo al transformador de distribución, para así disminuir la probabilidad de que falle el transformador.

5.2.1.2.2 Opción 2. Esta opción consiste en cambiar el mantenimiento preventivo por el mantenimiento predictivo, ya que este mantenimiento analiza el transformador cuando está en funcionamiento, para así poder detectar cuales son los problemas que tiene el transformador antes de que falle.

5.2.2 ¿Tiene reparación?

En este paso se revisa el estado del transformador después de la falla, si está el transformador o no hay rastro de él, si el tanque, válvula de muestreo de aceite, sistema de aislamiento, bobinas, núcleo, boquillas de A.T y B.T. y/o cambiador de tomas tiene daños irreparables, o si la falla del transformador lo daña casi al 100%, tanto que sale igual repararlo a reponerlo.

Si la respuesta a la pregunta anterior “¿Tiene reparación?” es que el transformador si tiene reparación, se debe realizar un análisis técnico y económico para poder elegir entre repararlo o reponerlo, siguiendo la siguiente secuencia:

- 1) Inicialmente se debe revisar el porcentaje de cargabilidad del transformador que no este muy cerca del 100%. Si está cerca a este porcentaje lo mejor es reponerlo a un transformador de mayor potencia.
- 2) Luego se debe revisar la cantidad de fallas del transformador de distribución durante su vida útil, ya que éstas significan que el transformador se ha reparado anteriormente. Y según el análisis económico del numeral 3.3. se estableció que el transformador no debe ser reparado más de 8 veces.
- 3) Lo siguiente es revisar el año de puesta en operación del transformador, para conocer cuántos años de vida útil lleva el equipo operando, ya que si el transformador falla en los primeros años (entre 0 -8 años) lo mejor es repararlo y no reponerlo. Pero si el transformador falla en los últimos años de vida útil (entre 15-25 años) lo mejor es reponerlo ya que no es rentable repararlo en esos años. Entre los años 8-15 la decisión depende del valor presente neto de ganancia total y de cuantas veces se ha reparado, si se ha reparado pocas veces el transformador y falla en los años de vida útil cercanos a 8, la mejor decisión es repararlo, pero si se ha reparado varias veces el transformador y falla en los años de vida útil cercanos a 15 la mejor decisión es reponerlo, ya que en este intervalo de tiempo de vida útil se debe escoger la solución que genere más rentabilidad para la empresa.

Con estas condiciones se puede analizar cada caso y se escoge la mejor decisión entre reparar o reponer el transformador.

Si la decisión del paso “Análisis técnico y económico” es reparar al transformador, se debe hacer el proceso descrito en el Apéndice C y después de esto revisar que cumpla las pruebas y requerimientos expuestos en el Apéndice D.

Por otra parte, si la decisión del paso “Análisis técnico y económico” es reponer el transformador o la respuesta a la pregunta “Tiene reparación” es que el transformador no se puede reparar, se debe realizar la desinstalación del transformador y hacer el proceso de darle de baja e instalar un nuevo transformador.

6. Aplicación

Uno de los objetivos de este trabajo de grado es crear una herramienta informática que aplique la metodología descrita anteriormente. Esta aplicación se realiza en Excel, y funciona de la siguiente forma:

Al abrir la aplicación se encuentra con la página principal, donde se lee el título de la metodología, el logo de la empresa y el botón de empezar. El primer paso para emplear la metodología es darle clic en el botón iniciar.

Figura 24

Hoja inicial de la aplicación



Nota. En la imagen se puede observar la hoja principal de la aplicación.

Después de darle empezar sigue una hoja en donde se ingresan los datos del transformador que utiliza esta metodología (Los mencionados en el capítulo 4.1). En esta hoja también se encuentra el botón de borrar datos, que al darle clic borra todos los datos ingresados, está el botón de atrás, que lo envía a la hoja anterior, que en este caso es la hoja inicial (todos los botones de atrás de esta aplicación siempre lo envían a la anterior hoja) y está el botón de siguiente, que lo envía al siguiente paso que en este caso es donde se pregunta si el transformador en estos momentos está en falla (todos los botones de siguiente de esta aplicación siempre lo envían al siguiente paso en la metodología).

Figura 25

Hoja de ingreso de los datos del transformador

INGRESO LOS DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	
Potencia transformador (KVA)	Tension del devanado primario (V)
Cantidad de bobinas (MONOFASICO / TRIFASICO)	Cantidad de fallos de transformador de distribución
Tipo de aceite dielectrico (Mineral = MIN / Vegetal = VEG)	Tipo de instalación (AEREO / PEDESTAL / SUBESTACION)
Grupo de calidad	Cantidad de eventos
Porcentaje cargabilidad (x%)	Evento con mas aporte al DIU
Año de puesta en operación	Evento mas frecuente (MAYUSULA)
DIU	SAIDI
FIU	SAIFI
Region (MAYUSCULA)	Año actual
Tipo de transformador (Convencional = CONV / Autoprotegido = AUTOP)	
ZONA (URBANO / RURAL)	

Nota. En la imagen se puede observar la hoja donde se ingresan los datos del transformador.

Luego se sigue con la pregunta ¿El transformador presenta una falla?, y ahí aparecen las opciones “si” y “no”.

Figura 26

Hoja donde se pregunta el estado actual del transformador.

Nota. En la imagen se puede observar la hoja donde se pregunta sobre el estado del transformador, y las opciones de respuesta es “si” o “no”.

Dependiendo de la respuesta es el siguiente paso. Si la respuesta es “no” vamos a la hoja en donde se hace un análisis de calidad, según la metodología, se puede modificar solo los parámetros máximos, luego del análisis se da una conclusión de la situación del transformador.

Figura 27

Hoja donde se realiza un análisis de calidad del transformador

The screenshot displays a web interface titled "ANALISIS DE CALIDAD". It features a navigation bar with a green leaf icon and a series of dots. Below the bar, there are four input fields for maximum values: SAI MAXIMO (0.001), SAIFI MAXIMO (0.001), DIU MAXIMO (360), and FIU MAXIMO (360). Below these are four input fields for current values: SAI (0), SAIFI (0), DIU (0), and FIU (0). A "CONCLUSION" box contains the text: "Los indices de calidad del transformador son menores a los parametros de la ESSA." To the right of the input fields are two blue arrows: "ATRÁS" (left-pointing) and "SIGUIENTE" (right-pointing). At the bottom right, there are logos for "ESSA Grupo eprg" and "130 años mejor que transforma." with three vertical bars in orange, blue, and green.

Nota. En la imagen se puede observar la comparación de los índices de calidad y la conclusión.

Dependiendo de la conclusión de este análisis es el siguiente paso, si el transformador no presenta ningún problema de calidad, se encuentra la primera solución que es la siguiente:

Figura 28

Hoja del resultado “no se realiza ninguna modificación”



Nota. En la imagen se puede observar la primera solución de esta metodología y es que no se realiza ninguna modificación.

Si la conclusión del análisis es que presenta problemas en calidad del servicio, el siguiente paso es el análisis técnico, en donde se analiza algunos datos y se realizan también unas preguntas que se deben responder y son:

¿Todas las fallas del transformador de distribución al menos se diferencian por un año?

¿En la empresa se realiza mantenimiento predictivo?

Luego de responder estas dos preguntas, se le da clic al botón siguiente en donde dependiendo del análisis es la respuesta.

Figura 29

Hoja del análisis técnico

ANALISIS TECNICO

DATOS

Cantidad de eventos	0
Evento con mas aporte al DIU	0
Evento mas frecuente	0
Indice de falla	#¡VALOR!
Cantidad de fallas de transformador de distribucion	0

PREGUNTAS A REPONDER

¿Todas las fallas del transformador de distribucion al menos se diferencian por un año? (SI/NO)	
¿En la empresa se realiza mantenimiento predictivo? (SI/NO)	

ESSA Grupo epry | 130 años energía que transforma.

Nota. En la imagen se puede observar los datos que se van a tener en cuenta para el análisis técnico.

Dependiendo del análisis técnico hay dos posibles soluciones, esta la primera opción que es aumentar la frecuencia en que se realiza el mantenimiento preventivo.

Figura 30

Hoja de la solución “opción 1”

OPCION 1

Se recomienda aumentar la frecuencia con la que se realiza mantenimiento preventivo al transformador de distribucion, para así disminuir la probabilidad de que falle el transformador.

TERMINAR

ESSA Grupo epry | 130 años energía que transforma.

Nota. En la imagen se puede observar un mensaje explicando en que consiste la solución de la “opción 1”.

La otra solución es la “opción 2”, en donde se recomienda cambiar el mantenimiento preventivo por el mantenimiento predictivo.

Figura 31

Hoja de la solución “opción 2”



Nota. En la imagen se puede observar un mensaje explicando en que consiste la solución de la “opción 2”.

Pero si el transformador actualmente si presenta falla, se debe primero analizar si el transformador se puede reparar o no.

Figura 32

Hoja donde se pregunta si el transformador tiene reparación o no

¿TIENE REPARACION?

SI NO

← ATRAS

ESSA Grupo epry | 130 años energía que transforma.

Nota. En la imagen se puede observar la pregunta de si tiene reparación y las respuestas de “sí” o “no”.

Dependiendo de la respuesta se sigue con el análisis técnico y económico, primero se presenta el análisis técnico en donde se comparan algunos datos.

Figura 33

Hoja de la parte técnica del análisis técnico y económico

ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO

PARTE TECNICA

Cantidad de fallas del transformador de distribucion maxima	8	Cargabilidad maxima	80	Años de vida util maxima	25
Cantidad de fallas del transformador de distribucion	0	Cargabilidad (%)	0	Años de vida util	-2018

← ATRAS SIGUIENTE →

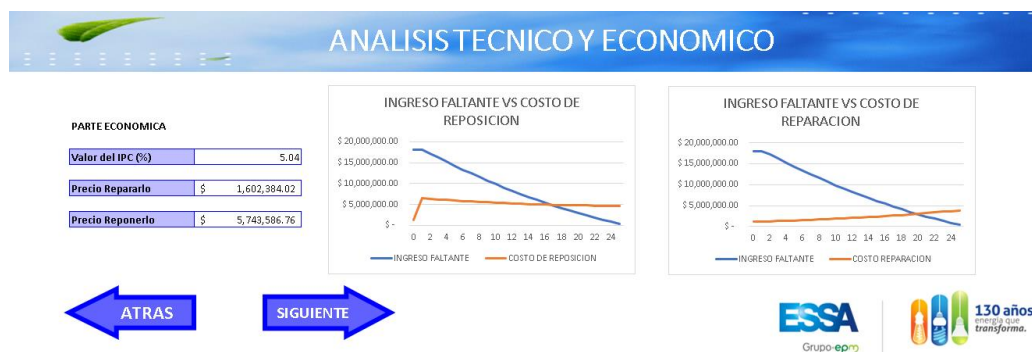
ESSA Grupo epry | 130 años energía que transforma.

Nota. En la imagen se puede observar los parámetros y datos técnicos del análisis técnico y económico.

Luego se muestra cual es la parte económica del análisis técnico y económico, en donde se observan los datos económicos y dos gráficas, una de ingresos faltantes vs costo de reposición y la otra de ingreso faltante vs costo de reparación.

Figura 34

Hoja de la parte económica del análisis técnico y económico

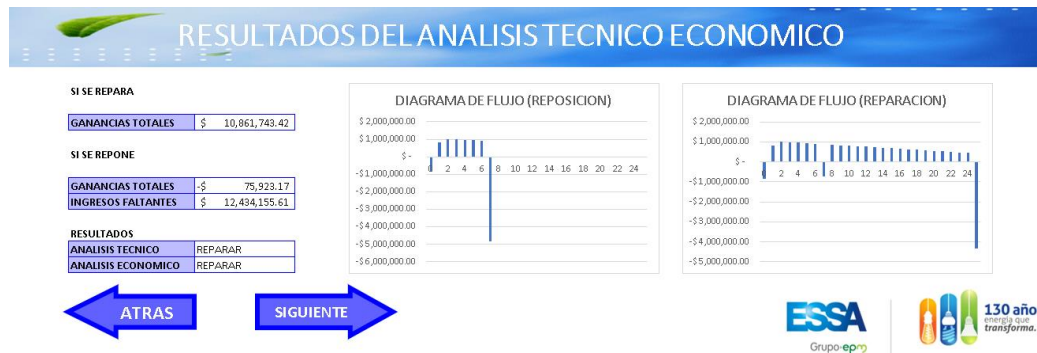


Nota. En la imagen se puede observar las gráficas y datos económicos del análisis técnico y económico.

Luego de los análisis técnicos y económicos se muestran los resultados de este análisis, y unos valores de ganancias dependiendo de las dos soluciones, junto a estos valores se encuentran las gráficas de flujo de efectivo. Es importante resaltar que estos valores de ganancias y de ingreso son valores presentes neto.

Figura 35

Hoja del resultado del análisis técnico y económico



Nota. En la imagen se puede observar las gráficas y los resultados del análisis técnico y económico.

Ya con estos dos resultados se da la respectiva solución. Una de las soluciones es el mantenimiento correctivo o reparación del transformador.

Figura 36

Hoja de la solución mantenimiento correctivo



Nota. En la imagen se puede observar una breve explicación de la solución “Mantenimiento correctivo o reparación”.

La otra solución es reponer o cambiar el transformador.

Figura 37

Hoja de la solución reponer o cambiar el transformador



The image shows a software interface for a transformer replacement solution. At the top, there is a blue header with a green leaf icon on the left and the text "REPONER O CAMBIAR EL TRANSFORMADOR" in white. Below the header, there is a purple box containing the following text: "Se recomienda reponer el transformador, ya que repararlo no es una opción, o no es la mejor opción. Se debe hacer la desinstalación del transformador y hacer el proceso de darle de baja al transformador, y colocar un nuevo transformador." Below this box is a blue button labeled "TERMINAR". To the right of the button are the logos for "ESSA Grupo epry" and "130 años energía que transforma.".

Nota. En la imagen se puede observar una breve explicación de la solución “Reponer o cambiar el transformador”.

7. Conclusiones

En este trabajo de grado se aplica la resolución CREG 015 del 2018 para tomar la decisión de cambiar o reponer un transformador de distribución de un operador de red, que en este caso es la Electrificadora de Santander S.A. Esta resolución menciona cual es la metodología y las fórmulas a tener en cuenta para la remuneración del operador de red, pero también especifica cómo se califica la calidad de servicio prestado por el OR.

Con la revisión del estado de arte se logra conocer más sobre los procedimientos que se aplican cuando un transformador falla en la empresa, y se encuentra que en el caso en que la empresa decide reponer el transformador, no hay un proceso claro para saber si el transformador debe ser repuesto o si es mejor repararlo, esta última opción nunca es tenida en cuenta.

Investigando sobre el transformador, se encuentra que, aunque una falla puede ocurrir en cualquier momento y la causa puede ser muy variable, hay formas de disminuir el porcentaje de fallas del transformador a través de los mantenimientos. Estos tipos de mantenimiento se realizan periódicamente, uno de los tipos de mantenimiento es el preventivo el cual revisa el estado en el que está el transformador y el otro es el predictivo que analiza cómo está funcionando el transformador, y aunque este último es más costoso, este mantenimiento es más eficiente para detectar porqué está fallando el transformador.

La realización de un buen mantenimiento con un tiempo de frecuencia no tan grande, protege al transformador, ya que disminuye el porcentaje de falla y así se evita realizar reparaciones al transformador y dar un mejor servicio.

En el análisis del Capítulo 3 se encuentra que el parámetro de calidad más importante para calificar al transformador es el DIU, y que dependiendo de este valor se debe tener en cuenta un transformador más que los demás.

En el aspecto económico se encuentra que no es beneficioso para la empresa reparar varias veces el transformador y reponerlo en los primeros años de vida útil. Es decir, si el transformador falla en los primeros años de vida útil es mejor repararlo y mientras que los últimos años de vida útil es mejor reponerlo por otro.

La metodología que se desarrolla en este trabajo de grado está basada en los aspectos económicos y de calidad de servicio de la norma, aspectos teóricos y costos que se encuentran cuando se realiza el estudio económico, para así dar un enfoque completo a la problemática de si reparar o reponer un transformador, y poder tomar la mejor decisión para la empresa y el usuario.

En el desarrollo de este trabajo de grado como modalidad de práctica en la empresa ESSA se colocó en práctica todos los conocimientos aprendidos durante la carrera y la capacidad de analizar una situación, para solucionar una problemática, por medio de una metodología que se basa en una resolución, con el fin de mejorar la toma de decisiones teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos.

8. Recomendaciones

El mantenimiento predictivo es una técnica que se empezó a utilizar hace pocos años, y no todas las empresas la utilizan. En esta metodología se da la opción de que, si se realiza este mantenimiento en la empresa, sea utilizado para los transformadores con mayores problemas de calidad de servicio, pero si no se utiliza se da otra solución para reemplazar este mantenimiento.

La región 1 (región donde el índice de falla es el más alto en todo Santander) es la región donde los parámetros de calidad son deficientes, ya que tienen la mayor cantidad de transformadores con mayor DIU, la mayor cantidad de eventos y la mayor cantidad de transformadores que sufren fallas. A esta región se le debería hacer un análisis más profundo del porqué se presenta esta situación.

Referencias Bibliográficas

- Alejandro de Jesús Gálvez Chicati, Oscar Cobián Ruiz. (2018). Mantenimiento predictivo, preventivo y/o correctivo a transformadores de distribución. (Tesis de pregrado). México. Tecnológico Nacional de México. http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/1275/MDRP_EICA2018016.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- ¿Cada Cuanto Tiempo Debo Programar Un Mantenimiento Eléctrico? Grupo JLPE. (2021). México. <https://jlp.mx/programar-mantenimiento-electrico/#respond>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (2008). Cartilla Distribución de Energía Eléctrica. CREG. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (2014). Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica. CREG. Bogotá D.C.
- COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (2008). Resolución No. 097 de 2008 del 26 de septiembre de 2008 “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”. Ministerio de Minas y Energía.
- COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (2018). Resolución No. 015 de 2018 del 29 de enero de 2018 “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”. Ministerio de Minas y Energía.

C. J. Zapata, M. Granada, G. A. Reyes. (2012) Reposición de activos de sistemas de distribución de energía eléctrica basada en el aspecto de confiabilidad. MUNDO ELECTRICO N°90, pp 56-65.

El mantenimiento predictivo: que es, herramientas y ejemplos. INFRASPEAK (2022).
<https://blog.infraspeak.com/es/mantenimiento-predictivo/>

El transformador eléctrico. Fundación Endesa.
<https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>

ESSA. Guía metodológica para la toma de decisiones.

ESSA. Resolución CREG-015 2018. ET. Comercial TvD – Operación y Calidad. Jonatan Javier Madieto Ardila, Edwin Ardila Pedraza.

ESSA, Subgerencia Mantenimiento De Distribución. Anexo Técnico CRW 139074.

ESSA (2021). Comunicación de aceptación contrato CW 145211 correspondiente a la renovación Nro. 01 del contrato CW99645. Bucaramanga.

Fluke: ¿Qué provoca el sobrecalentamiento de un transformador? INFORMEL DATA (2020).
<https://www.informel.es/fluke-que-provoca-el-sobrecalentamiento-de-un-transformador/>

García Vélez Erasmo Onésimo, Gaspar España Charles Oscar. (2010). Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Tesis de pregrado).
Guayaquil. Universidad Politécnica Salesiana.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2109/14/UPS-GT000148.pdf>

INCONTEC (1996). Norma Técnica Colombiana NTC 1954. ELECTROTECNIA. Transformadores reconstruidos y reparados requisitos. <https://docplayer.es/94828866-Norma-tecnica-ntc-colombiana-1954.html>

- INCONTEC (1999). Norma Técnica Colombiana NTC 618. Transformadores eléctricos. Placa de características. <https://docplayer.es/19450717-Norma-tecnica-ntc-colombiana-618.html>
- Javier Esaú Hernández Arévalo, Diego Fernando Guidos Espinoza. (2020). Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención (Tesis de pregrado). San Salvador. Universidad de el salvador. <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/21289/1/An%c3%a1lisis%20de%20fallas%20en%20transformadores%20de%20potencia%20y%20su%20prevenci%c3%b3n.pdf>
- Jorge Santillán (2012). Reparación de transformadores trifásico y monofásico de distribución. Mandaguari, Brasil. <https://es.scribd.com/doc/117869401/Reparacion-de-Transformador-de-Potencia>
- Juan Carlos Astudillo Muñoz (2008). Análisis técnico económico para la reparación o reemplazo de transformadores de potencia (Tesis de pregrado). Quito. Escuela Politécnica Nacional.
- Juan Nuñez Forestieri, Gustavo Bermúdez F. (2004). Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia. Chile. Escuela Superior Politécnica del Litoral. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/231/1/370.pdf>
- Las averías y fallas más comunes en los transformadores eléctricos. CH Transformadores (2019). <https://www.transformadores.cl/blog/averias-fallas-transformadores-electricos/>
- Las fallas más comunes de un transformador eléctrico. OMEGA ELECTRIC Servicios industriales Olaya S.A.C. <https://transformadoressiosac.com/fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>
- Las fallas más comunes en un transformador. TECSA (2018). <https://www.tecsagro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>

- Lucas G. Bruno. Imágenes de una Estación transformadora (2009, noviembre). Blog Ingeniería Eléctrica Explicada. <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/11/>
- Mantenimiento de transformadores (2017, agosto). Revista ELECTRO INDUSTRIA. <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3079&ni=mantenimiento-de-transformadores-un-proceso-clave-para-garantizar-una-operacion-continua#>
- Mantenimiento preventivo: guía definitiva. INFRASPEAK (2022). <https://blog.infraspeak.com/es/mantenimiento-preventivo/>
- María Gabriela Mago, Luis Valles, Jhon Jairo Olaya, Martha Zequera. (2011). Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas. Revista INGENIERIA UC, vol. 18, num.2, pp 15-26 Bogotá. <https://www.redalyc.org/pdf/707/70723254003.pdf>
- Partes principales de un transformador eléctrico. SectorElectricidad (2021). <https://www.sectorelectricidad.com/34718/partes-principales-de-un-transformador-electrico/>
- Pedro Avelino Pérez (2008). Transformadores De Distribución, Teoría, Calculo, Construcción y Pruebas. Editorial REVERTÈ. https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=kF8OEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP5&dq=transformador+de+distribuci%C3%B3n&ots=TrbSm_dNVm&sig=6CfCEyI6cnftsG-DfiTtXzsEJOw#v=onepage&q=transformador%20de%20distribuci%C3%B3n&f=false
- ¿Qué es un transformador eléctrico y cómo funciona? TECSA (2019). <https://www.tecsagro.com.mx/blog/que-es-un-transformador-electrico/>
- Riesgos en transformadores de potencia. Leza, circular 09.14. Buenos Aires, Argentina. https://www.lea-global.com/uploads/circulares/2015/09/4_riesgo_en_transformadores.pdf

Rubén Darío Castillo Narváez, Rolando Javier Sinchiguano Chiluisa. (2013). Estudio de causas de fallas en transformadores de distribución de la empresa eléctrica Quito. Escuela Politécnica Nacional.

Transformador contaminado. Proyectos Eléctricos Industriales Construibles.
<https://actiweb.one/peicelectrica/pagina10.html>

Transformador de distribución. Direct Industry. <https://www.directindustry.es/prod/boardman-transformers/product-14016-1245947.html>

Transformadores de Distribución. FEMELEC.
<https://femelec.principalwebsite.com/transformadores-de-distribucion>

Tipos de mantenimiento. ECUATRAN. <https://www.ecuatran.com/es/tipos-de-mantenimiento/>

Yeimi Carolina Holguín Torres, Karen Judith Villacob Pineda (2017). Seguimiento a los factores incidentes en la vida útil de transformadores de distribución tipo poste en la ciudad de Barranquilla (Tesis de pregrado). Barranquilla. Universidad de la costa.

Apéndices

Apéndice A. Ecuaciones utilizadas de la CREG 015 del 2018 en la metodología

A continuación, se enuncian las fórmulas de la resolución CREG 015 del 2018, que se utiliza en la creación y aplicación de la metodología, para facilitar el entendimiento de este trabajo de grado. Se organiza dependiendo de si es una ecuación para calcular el ingreso de un transformador o si se utiliza para calcular los índices de calidad de servicio del transformador.

Ingresos de un operador de red

Primero se definen cuáles son las fórmulas que se utilizan por parte de un operador de red para calcular el valor de ingreso que tiene la empresa por un transformador de distribución.

Ingreso anual por inversiones

Este valor está asociado con la infraestructura utilizada para la presentación del servicio en cada uno de los niveles de tensión, este valor está determinado por la siguiente ecuación (CREG, 2018, pág. 40):

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} \times r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t} \quad (A1)$$

Donde:

$IAA_{j,n,t}$: Ingreso anual por inversiones en activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRA_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

r : Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo.

$RC_{j,n,t}$: Recuperación del capital reconocido para los activos remunerados en la base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRT_{j,n,t}$: Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

Base regulatoria de activos del OR

Es el valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR.

Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos, como se puede evidenciar en la siguiente ecuación (CREG, 2018, pág. 40):

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t} \quad (A2)$$

Donde:

$BRA_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRANE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

Base regulatoria de activos eléctricos

Para hallar la base regulatoria de activos eléctricos, se debe tener en cuenta el valor del BRAE del año anterior, el valor del BRAE de los nuevos activos eléctricos y el

valor del BRAE de los activos eléctricos fuera de operación (CREG, 2018, pág. 40):

$$BRAE_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t-1} - RC_{j,n,t} + BRAEN_{j,n,t} - BRAFO_{j,n,t} \quad (A3)$$

Donde:

$BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$RC_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida por los activos remunerados en la base regulatoria del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRAEN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$BRAFO_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del OR j, en el nivel de tensión n para el año t.

Base regulatoria de activos eléctricos nuevos

Es la base regulatoria de activos eléctricos nuevos del operador de red que están incluidos en el plan de inversiones. Este valor es necesario para la ecuación (A3), y se encuentra con la siguiente fórmula (CREG, 2018, pág. 54):

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} \times \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1} \quad (A4)$$

Donde:

$BRAEN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$IAPA_{j,n,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$INVA_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t, corresponde al valor de los activos incluidos en el plan de inversiones aprobado. Para la valoración se utilizan los valores de las UC.

$INVR_{j,n,l,t-1}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t, corresponde al valor de los activos puestos en operación y valorados con las UC.

Para los niveles de tensión 1,2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1.1 veces la variable $INVA_{j,n,l,t}$. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el $INVR_{j,n,l,t-1}$ del siguiente año.

l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L_1 toma el valor de 12.

Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación

La expresión para encontrar este valor que es necesario para la ecuación (A3) es la siguiente (CREG, 2018, pág. 58):

$$BRAFO_{j,n,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,n,t-1}} BRAR_{i,j,n,t-1} \times \frac{IPP_0}{IPP_{base}} \quad (A5)$$

Donde:

$BRAFO_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n para el año t. Para el primer año del periodo tarifario esta variable es igual a cero.

$NFO_{j,n,t-1}$: Número de UC del nivel de tensión n, incluidas en la base regulatoria de activos del OR j que salen de operación en el año t.

$BRAR_{i,j,n,t-1}$: Capital remanente de la UC i del OR j en el nivel de tensión n que sale de operación en el año t, se calcula de la siguiente manera:

$$BRAR_{i,j,n,t} = [CR_i \times PU_i \times FU_i \times (1 - RPP_i) \times CRA_i] \times \left[1 - \frac{t}{VU_{i,l} - AR_{i,k}} \right] \quad (A6)$$

Donde:

CR_i : Valor de la UC i que sale de operación en el año t.

PU_i : Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es reconocida mediante cargos por uso

FU_i : Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de la UC.

RPP_i : Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la tarifa.

CRA_i : Factor de capital remanente de la UC i que sale de operación en el año t.

$VU_{i,l}$: Vida útil reconocida a la UC u perteneciente a la categoría de activos l.

$AR_{i,k}$: Antigüedad de referencia de la UC i perteneciente al rango de activos k que sale de operación en el año t.

IPP_0 : Índice de precios del productor de la fecha de corte

IPP_{base} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007

Base regulatoria de activos no eléctricos

La base regulatoria de activos no eléctricos reconocida al OR se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación (CREG, 2018, pág. 59):

$$BRANE_{j,n,t} = NE \times BRAE_{j,n,t} \quad (A7)$$

Donde:

$BRANE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n, en el año t.

NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

$BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n, en el año t.

Recuperación de capital reconocida

El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos que son remunerados en la base regulatoria de activos se calcula con la siguiente fórmula (CREG, 2018, pág. 59):

$$RC_{j,n,t} = RCBIA_{j,n,t} + RCNA_{j,n,t} \quad (A8)$$

Donde:

$RC_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del OR j en el nivel de tensión n, en el año t.

$RCBIA_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR j en el nivel de tensión n, en el año t.

$RCNA_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j que entraron en operación a partir de la fecha de corte, en el nivel de tensión n, en el año t.

Recuperación de capital de activos nuevos

La variable recuperación de capital de activos nuevos se calcula con las siguientes fórmulas (CREG, 2018, pág. 61):

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_n} RCNA_{j,n,t,l} \right) - BRAFOAN_{j,n,t} \quad (A9)$$

Donde:

$RCNA_{j,n,t,l}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n, para la categoría de activos l en el año t. Calculada de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t,l} = (IAPA_{j,n,t} \times INVA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \times INVA_{j,n,l,t-1}) \times \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}} \quad (A10)$$

Donde:

$IAPA_{j,n,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

$INVA_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t.

$INVR_{j,n,l,t-1}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t.

NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0.02.

$VU_{n,l}$: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes a la categoría de activos l .

$BRAFOAN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

T : Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.

l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : Cantidad e categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

Ingreso anual por gastos de AOM

El valor del ingreso anual por gastos AOM es el valor de referencia para los gastos de administración, operación y mantenimiento a reconocer durante cada uno de los años del periodo tarifario. Este valor está dado por la siguiente ecuación (CREG, 2018, pág. 64):

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n} + AOMNI_{j,n,t} \quad (A11)$$

En donde:

$IAAOM_{j,n,t}$: Ingreso anual por concepto de AOM del OR j , para el año t en el nivel de tensión n , expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMbase_{j,n}$: Valor del AOM base a reconocer al OR j , en el nivel de tensión n , expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del OR j, para el año t en el nivel de tensión n, expresado en pesos de la fecha de corte. Es importante aclarar que dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de distribución de energía eléctrica no deben incluirse valores que correspondan a los siguientes conceptos:

- Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- Asociados con los servicios prestados a otros OR.
- Asociados a activos de conexión de usuarios de los STR o SDL.
- Asociados a activos ejecutados mediante convocatorias públicas.
- Asociados con servicios prestados a terceros.
- Asociados con inversiones requeridas para reposición de activos.

AOM base a reconocer

El valor de AOM base a reconocer por los activos existentes a la fecha de corte se determina con la siguiente ecuación (CREG, 2018, pág. 64):

$$AOMbase_j = (\max(AOMINI_j, AOMOB_j) - AOMP_j + AMB_j) \times \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}} \quad (A12)$$

Donde:

$AOMbase_j$: Valor del AOM base para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMINI_j$: Valor del AOM inicial del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMOB_j$: Valor del AOM objetivo a reconocer para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMP_j$: Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas del OR j. Equivale al promedio de los valores reportados para los años 2012 a 2016.

AMB_j : Valor de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales.

IPP_{FC} : Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.

IPP_{2016} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

AOM inicial

El valor de AOM inicial se calculará con la siguiente fórmula (CREG, 2018, pág. 65):

$$AOMINI_j = \min \left\{ (5,0\% \times CRI_{j,16}), \left(\frac{AOMD_{j,12-16} + AOMR_{j,12-16}}{2} \right) \right\} \quad (A13)$$

En donde:

$AOMINI_j$: Valor del AOM inicial del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$CRI_{j,16}$: Suma de los valores de reposición de la inversión de cada nivel de tensión del OR j utilizada para calcular el $PAOMD_{j,2016}$.

$AOMD_{j,12-16}$: Valor del AOM demostrado por el OR j.

$AOMR_{j,12-16}$: Valor del AOM remunerado al OR j.

Valor de AOM para nuevas inversiones

Para las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se reconoce un valor anual de AOM dependiendo del nivel de tensión, para este proyecto se utiliza la siguiente fórmula (CREG, 2018, pág. 70):

$$AOMNI_{j,n,t} = (4\% \times VACNI_{j,n,t} + 4.6\% \times VACPIEC_{j,n,t}) \times fAMB_j \quad (A14)$$

Donde:

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión n del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$VACNI_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las inversiones puestas en operación en el nivel de tensión n, diferentes a reposición, para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,n,t} = VACNI_{j,n,t-1} + BRAEN_RP_{j,n,t-1} - \sum_{l=1}^L INVTR_{RP_{j,n,TI,l,t-1}} \quad (A15)$$

Donde:

$BRAEN_RP_{j,n,t-1}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

$INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}$: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n, en la categoría de activos l para el año t-1. Se calcula solo para los tipos de inversión TI=I y TI=III.

$VACPIEC_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones que hacen parte del PIEC (Plan Indicativo de Expansión y Cobertura de Energía Eléctrica), expresado en pesos de la fecha de corte.

$fAMB_j$: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR j.

Calidad del servicio

Ahora se establecerán las características que deben cumplir los transformadores de distribución con respecto a la calidad de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

SAIDI

Es un indicador que representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, cuando hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual, es dada por la siguiente expresión (CREG, 2018, pág. 95):

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} \times NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60 \quad (A16)$$

Donde:

$SAIDI_{j,t}$: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t, medido en horas al año.

$D_{i,u,m}$: Es la duración en minutos del evento.

$NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectado por el evento.

$UT_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR.

SAIFI

Es un indicador que representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, cuando hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual, y se establece mediante la siguiente expresión (CREG, 2018, pág. 95):

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (A17)$$

Donde:

$SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t, medido en cantidad al año.

$NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m, por encontrarse conectados al activo u.

$UT_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m.

m : Mes del año t, con enero = 1, ..., diciembre = 12.

DIU

Es un indicador que representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual. Se establece mediante las siguientes fórmulas (CREG, 2018, pág. 104)

$$DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma} \quad (A18)$$

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m} \quad (A19)$$

Donde:

$DIU_{u,n,q,m}$: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$FIUM_{u,n,q,ma}$: Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m de evaluación.

$Di_{i,u,n,q,m}$: Duración en horas del evento i que afecto al usuario u conectado al nivel de tensión n que pertenece al grupo de calidad q durante el mes m .

IT : Número total de eventos sucedidos en el mes m .

FIU

Es un indicador que representa la cantidad total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual. Se establece mediante las siguientes expresiones (CREG, 2018, pág. 105):

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma} \quad (A20)$$

$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m} \quad (A21)$$

Donde:

$FIU_{u,n,q,m}$: Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario u conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$FIUM_{u,n,q,ma}$: Número total de eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m de evaluación.

$F_{i,u,n,q,m}$: Evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m .

Compensación por energía no suministrada

Para evaluar el cumplimiento de la garantía de calidad, se miden los indicadores $DIU_{u,n,q,m}$ y $FIU_{u,n,q,m}$, estos son comparados contra los indicadores de calidad mínima garantizada, y cuando son de mayor valor, se debe compensar a los usuarios. El valor a descontar por el OR en la factura, se estima utilizando las siguientes expresiones (CREG, 2018, pág. 108):

$$VC_f = VCD_f + VCF_f \quad (A22)$$

$$VCD_f = \%_t \times Dt_{n,j,m,t} \times CEC \quad (A23)$$

$$VCF_f = \%_t \times Dt_{n,j,m,t} \times CEC \quad (A24)$$

Donde:

VC_f : Valor total a compensar al usuario en la factura f .

VCD_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento de la duración máxima de eventos.

VCF_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento del número máximo de eventos garantizado.

$\%_t$: Porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año t , el cual se aplicará así:

Para $t=1$, 8%

Para $t=2$, 10%

Para $t=3$, 12%

Para $t=4$, 14%

Para $t=5$, 16%

Para $t>7$, 20%

$Dt_{n,j,m,t}$: Cargo de distribución del nivel de tensión n del OR j para el mes m del año t .

CEC : Consumo estimado a compensar en kWh según factura f .

Vida útil de transformadores de distribución

Un dato importante a resaltar de esta resolución (CREG 015 del 2018) es que define la vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión. Para este proyecto se busca cuál es la vida útil de un transformador de distribución y se encuentra que:

Tabla 2

Vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión

Categoría de activos l	Descripción categoría de activos	$VU_{1,l}$
11	Transformadores de distribución	25

Nota. Esta tabla es una parte de la tabla 3 de la unidad 3.2.4 de la resolución CREG 015 del 2018. (CREG, 2018, pág. 62).

Apéndice B. Unidades constructivas de los transformadores eléctricos.

Es una clasificación que la CREG define para agrupar una unidad típica de un sistema eléctrico, con el objetivo de facilitar la remuneración de la infraestructura a los OR. Están destinadas a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Tabla 3

Costo instalado de transformadores urbanos de nivel de tensión 1

UC	Descripción	Valor instalado [\$ Dic 2017]
N1T1	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 5 kVA	5.087.000
N1T2	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 7,5 kVA	5.487.000
N1T3	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 10 kVA	5.887.000
N1T4	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 15 kVA	6.286.000
N1T5	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 25 kVA	6.686.000
N1T6	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 37,5 kVA	7.133.000
N1T7	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 50 kVA	7.532.000
N1T8	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 75 kVA	7.932.000
N1T9	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 15 kVA	5.678.000
N1T10	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 20 kVA	6.934.000
N1T11	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA	8.190.000
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	9.446.000

N1T13	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 50 kVA	10.702.000
N1T14	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	11.958.000
N1T15	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA	13.265.000
N1T16	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 150 kVA	14.521.000
N1T17	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 45 kVA	36.995.000
N1T18	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 75 kVA	39.854.000
N1T19	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 112,5 kVA	42.713.000
N1T20	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 225 kVA	45.572.000
N1T21	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 250 kVA	48.431.000
N1T22	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 300 kVA	51.290.000
N1T23	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 400 kVA	54.149.000
N1T24	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 500 kVA	57.008.000
N1T25	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 630 kVA	60.332.000
N1T26	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 1000 kVA	63.191.000
N1T27	Transformador Subestación Trifásico urbano de 45 kVA	74.095.000
N1T28	Transformador Subestación Trifásico urbano de 75 kVA	75.852.000
N1T29	Transformador Subestación Trifásico urbano de 112,5 kVA	78.049.000
N1T30	Transformador Subestación Trifásico urbano de 150 kVA	80.246.000
N1T31	Transformador Subestación Trifásico urbano de 225 kVA	84.640.000
N1T32	Transformador Subestación Trifásico urbano de 250 kVA	86.104.000
N1T33	Transformador Subestación Trifásico urbano de 300 kVA	89.033.000
N1T34	Transformador Subestación Trifásico urbano de 400 kVA	94.891.000

N1T35	Transformador Subestación Trifásico urbano de 500 kVA	100.746.000
N1T36	Transformador Subestación Trifásico urbano de 630 kVA	114.465.000
N1T37	Transformador Subestación Trifásico urbano de 1000 kVA	136.140.000

Nota. Esta tabla muestra todas las unidades constructivas que define la CREG con respecto a los transformadores urbanos de nivel de tensión 1. Esta tabla pertenece a la resolución CREG 015 del 2018, es la tabla 31 del capítulo 14.3. (CREG, 2018, pág. 210).

Tabla 4

Costo instalado de transformadores rurales de nivel de tensión 1

UC	Descripción	Valor instalado [\$/m dic 2017]
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	5.658.000
N1T39	Transformador Aéreo Monofásico rural de 7,5 kVA	6.058.000
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	6.458.000
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	6.857.000
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	7.257.000
N1T43	Transformador Aéreo Monofásico rural de 37,5 kVA	7.726.000
N1T44	Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	8.125.000
N1T45	Transformador Aéreo Monofásico rural de 75 kVA	8.525.000
N1T46	Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA	6.255.000
N1T47	Transformador Aéreo Trifásico rural de 20 kVA	7.511.000
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	8.767.000

N1T49	Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	10.023.000
N1T50	Transformador Aéreo Trifásico rural de 50 kVA	11.279.000
N1T51	Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA	12.535.000
N1T52	Transformador Aéreo Trifásico rural de 112,5 kVA	13.930.000
N1T53	Transformador Aéreo Trifásico rural de 150 kVA	15.186.000
N1T54	Transformador Pedestal Trifásico rural de 45 kVA	36.995.000
N1T55	Transformador Pedestal Trifásico rural de 75 kVA	39.854.000
N1T56	Transformador Pedestal Trifásico rural de 112,5 kVA	42.713.000
N1T57	Transformador Pedestal Trifásico rural de 225 kVA	45.572.000
N1T58	Transformador Pedestal Trifásico rural de 250 kVA	48.431.000
N1T59	Transformador Pedestal Trifásico rural de 300 kVA	51.290.000
N1T60	Transformador Pedestal Trifásico rural de 400 kVA	54.149.000
N1T61	Transformador Pedestal Trifásico rural de 500 kVA	57.008.000
N1T62	Transformador Pedestal Trifásico rural de 630 kVA	60.332.000
N1T63	Transformador Pedestal Trifásico rural de 1000 kVA	63.191.000
N1T64	Transformador Subestación Trifásico rural de 45 kVA	74.095.000
N1T65	Transformador Subestación Trifásico rural de 75 kVA	74.852.000
N1T66	Transformador Subestación Trifásico rural de 112,5kVA	78.049.000
N1T67	Transformador Subestación Trifásico rural de 150 kVA	80.246.000
N1T68	Transformador Subestación Trifásico rural de 225 kVA	84.640.000
N1T69	Transformador Subestación Trifásico rural de 250 kVA	86.104.000
N1T70	Transformador Subestación Trifásico rural de 300 kVA	89.033.000

N1T71	Transformador Subestación Trifásico rural de 400 kVA	94.891.000
N1T72	Transformador Subestación Trifásico rural de 500 kVA	100.749.000
N1T73	Transformador Subestación Trifásico rural de 630 kVA	114.465.000
N1T74	Transformador Subestación Trifásico rural de 1000 kVA	136.140.000

Nota. Esta tabla muestra todas las unidades constructivas que define la CREG con respecto a los transformadores urbanos de nivel de tensión 1. Esta tabla pertenece a la resolución CREG 015 del 2018, es la tabla 32 del capítulo 14.3. (CREG, 2018, pág. 211)

Apéndice C. Normativas del mantenimiento.

Para realizar cualquier mantenimiento hay que tener en cuenta que la mayoría de las actividades que comporta la ejecución del “objeto” están sujetas a reglamentaciones de orden jurídico o técnico y que ha de atenderse estricta y puntualmente a lo que dichas reglamentaciones disponen.

Tabla 5

Normativas para realizar un buen mantenimiento

ITEM	CATEGORIAS	NORMA	DESCRIPCION
1	GENERALIDADES	NTC 317	Recopilación de términos y definiciones relativas principalmente a transformadores eléctricos y aparatos asociados.
		GTC 49	Transformadores. Guía para la instalación y puesta en servicio de transformadores de distribución sumergidos en liquido refrigerante para uso a la intemperie (montaje en poste).
		RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
2	PLACA DE CARACTERISTICAS	NTC 618	Transformadores eléctricos, placa de características.
3	DEVANADOS	NTC737	Transformadores, especificaciones de devanados y sus derivaciones.

		GTC50	Electrotecnia. Transformadores de distribución sumergidos en liquido refrigerante con 65 °C de calentamiento en los devanados. Guía de Curabilidad.
4	REFRIGERACION	NTC 800	Designación de refrigeración.
		NTC 1058	Transformadores de distribución sumergidos en liquido refrigerante con refrigeración natural. Requisitos de funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes a las normalizadas.
		NTC 801	Transformadores. Límites de calentamiento.
5	CAPACIDAD	NTC 1057	Electrotecnia. Transformadores. Valores nominales de las potencias aparentes.
6	PRUEBAS	NTC 1358	Protocolos de pruebas para transformadores.
		NTC 2743	Electrotecnia. Campos de prueba para transformadores. Requisitos mínimos y clasificación.
		NTC 316	Transformadores. Método de ensayo para determinar el calentamiento para transformadores sumergidos en liquido refrigerante.

NTC 365	Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados.
NTC 380	Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades.
NTC 471	Transformadores. Relación de transformación. Verificación de la polaridad y relación de fase.
NTC 532	Transformadores. Aptitud para soportar el corto circuito.
NTC 836	Electrotecnia. Niveles de aislamiento y ensayos para transformadores sumergidos en líquido refrigerante.
NTC 1005	Transformadores. Determinación de la tensión de cortocircuito.
NTC 1031	Transformadores. Ensayos para la determinación de pérdidas y corrientes sin carga.
NTC 3600	Electrotecnia. Guía para la realización e interpretación del ensayo de impulso a transformadores.
NTC 3609	Electrotecnia. Ensayos mecánicos a transformadores de distribución.

7	EMBALAJE, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	NTC 2784	Electrotecnia. Guía para embalaje, almacenamiento y transporte de transformadores de distribución.
8	PROTECCIONES	NTC 2797	Electrotecnia. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución.
		NTC 2878	Electrotecnia. Guía para la selección de pararrayos para transformadores de distribución.
		NTC 3582	Electrotecnia. Guía para la puesta a tierra de transformadores con tensión de serie 15 kV.
9	PÉRDIDAS Y OTRAS CARACTERÍSTICAS	NTC 818	Transformadores monofásicos auto refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito.
		NTC 819	Transformadores trifásicos auto refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito.
		NTC 1954	Electrotecnia. Transformadores reconstruidos y reparados. Requisitos.
		NTC 3445	Electrotecnia. Transformadores trifásicos autor refrigerados, tipo seco abierto y encapsulado en resina, corriente sin carga, pérdidas y tensión de corto circuito.

		NTC 3654	Transformadores de potencia tipo seco.
		NTC 3997	Transformadores de distribución trifásicos tipo pedestal, auto refrigerados, con compartimientos, para uso con conectores elastómeros de alta tensión, aislados, separable, para proveer frente muerto (Lado de alta tensión).
		NTC 4406	Transformadores trifásicos de distribución tipo ocasionalmente sumergibles, de potencia menor o igual a 2500 kVA con alta tensión menor o igual que 34500/19920 V y baja tensión menor o igual que 480 V.
		NTC 5074	Transformadores de distribución monofásicos tipo pedestal, auto refrigerados de alta tensión 34500/19220 V y menores; baja tensión 240/120 V;167 kVA y menores; con compartimientos; para uso con conectores de alta tensión, separables aislados.
10	ACEITES	NTC 1465	Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes, para transformadores, interruptores y equipos eléctricos.

- NTC 4560 Electrotecnia. Guía para aceptación de fluidos de hidrocarburos y su mantenimiento en transformadores.
- NTC 4561 Electrotecnia. Guía de propiedades de aceites aislantes eléctricos con alto punto de ignición derivados del petróleo.
- NTC 4562 Electrotecnia. Guía para la aceptación de fluido de silicona aislante y su mantenimiento en transformadores.
- ASTM 2003 (Reapproved 2008) – Standard
D6871 Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical.
- IEEE Std C57.147 TM- 2008- C57.147 TM-2008 – IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers.
- IEEE C2-1997-SECCION 15. National Electrical Safety Code.
National Electrical Code Section 450-23.
- ABNT NBR 15422-2006-Oleo vegetal aislante para equipamentos eléctricos.
- 11 ACCESORIOS Y EMPAQUES NTC 1490 Electrotecnia. Accesorios para transformadores monofásicos de distribución.

- NTC 1656 Electrotecnia. Accesorios para transformadores trifásicos de distribución.
- NTC 1759 Electrotecnia. Empaques elastómeros resistentes al aceite para transformadores eléctricos.
- NTC 2501-1 Electrotecnia. Pasa tapas para terminales con tensión de serie 1.2 kV, utilizados en transformadores de distribución y potencia menores de 5 MVA sumergidos en liquido refrigerante.
- NTC 4907 Accesorios para transformadores monofásicos con potencias superiores a 167 k VA y no mayores a 500 kVA y para transformadores trifásicos con potencias superiores a 150 kVA y no mayores a 2000 kVA.
- NTC 5110 Cajas de maniobra tipo compartimiento para uso con conectores elastómeros de media tensión aislados separables, para proveer frente muerto.
- NTC 250 1-2 Electrotecnia. Herrajes conectores para terminales contención de serie menor o igual a 34.5 kV y superior a 1.2 kV, corriente máxima

			de 250 A utilizados en transformadores de distribución y potencia.
		NTC 3680	Electrotecnia. Conmutados de derivaciones para operación sin tensión.
12	PINTURA	NTC 3396	Electrotecnia. Pintura para tanques de transformadores.
		NTC 4470	Métodos de ensayo para determinar la compatibilidad de materiales con aceite aislante dieléctrico derivado del petróleo.
		NTC 4558	Electrotecnia. Métodos de ensayo para fluidos de silicona utilizados en aislamiento eléctrico.
		NTC 4559	Electrotecnia. Métodos de ensayo para establecer la compatibilidad entre los materiales de construcción y fluido de silicona utilizado en aislamiento eléctrico.
13	GARANTIAS	GTC 71	Guía para la reclamación de garantías de transformadores.
14	NOTA		Para los servicios de reparación y mantenimiento de los transformadores, deberán tenerse en cuenta todas las normas técnicas mencionadas, las normas técnicas aplicables que no hayan sido mencionadas en este texto y las posibles

actualizaciones de las mismas, que propendan por el mejoramiento de los equipos.

Nota. Esta tabla muestra todas las normas que hay que tener en cuenta al momento de realizar un mantenimiento a un transformador eléctrico. Esta tabla pertenece al anexo técnico CRW 139074, es la tabla del capítulo 8. (CRW 139074, pág. 3)

Además de la placa original de fabricación, cada transformador debe ser provisto de una placa de acero inoxidable con un grosor mínimo de 1.0 mm, sobre la cual está grabada la siguiente información del servicio que se le realizó al transformador según la norma NTC 618 (INCONTEC, 1999, pág. 1):

- Nombre o razón social del fabricante.
- Clase de transformador.
- Número de fases.
- Potencia nominal para cada método de refrigeración.
- Frecuencia nominal.
- Tensiones nominales, número de derivaciones y tensión para cada una.
- Corriente nominal.
- Símbolo del grupo de conexión.
- Tensión de cortocircuito a la corriente nominal, valor medido referido a 85°C, y si es necesario su potencia de referencia.
- Método de refrigeración. Si el transformador tiene más de un régimen nominal, según el método de refrigeración o las conexiones de los devanados y los regímenes nominales

suplementarios han sido explícitamente tenidos en cuenta para el diseño, debe indicarse en la placa de características.

- Tensión de serie de cada devanado.
- Ubicación y marcación de terminales en el tanque.
- Corriente de cortocircuito simétrica.
- Duración del cortocircuito simétrico máximo permisible.
- Volumen del líquido aislante, en litros.
- Clase de aislamiento, para transformadores secos.
- Peso total en kilogramos.
- Nivel básico de aislamiento de cada devanado, BIL o NBA.
- Peso de la parte activa extraíble, para transformadores mayores a 500 kVA.
- Peso para el transporte, para transformadores mayores a 500 kVA.
- Diagrama de conexiones.
- Líquido aislante.
- Condición de instalación y aumentos de temperatura diferentes a los normalizados.
- Nombre del cliente y número del contrato, cuando se conozca.
- Presión y vacío del transformador, para transformadores de potencia mayor o igual a 1000kVA.
- Diagrama fasorial.
- Material del devanado.
- El domicilio del taller o fábrica que efectuó la reconstrucción o reparación.
- La fecha en la cual se reconstruyó o se reparó.
- Número de la licencia de reparación.

- Razón social de la empresa.
- Impedancia del transformador.
- Indicar si es reparación total o parcial.

Desde la fecha de entrega de los equipos, se programa la fecha de recepción de los equipos con los ensayos de rutina, cuando un transformador no cumpla con las especificaciones de la Norma NTC 1954, teniendo en cuenta su año de fabricación, el equipo se rechaza y el contratista está en potestad de elegir, entre volverlo a reparar o mantener o definitivamente darle de baja, por la imposibilidad de llevarlo hasta las condiciones de la norma.

Los transformadores que han sido dados de baja con plena justificación, incluyendo todas sus partes y embebidos desarmados dentro de sus cubas, la chatarra discriminada y marcada por cada equipo, resultante de la reparación y mantenimiento de los transformadores.

Todos los residuos peligrosos que se generen en el proceso de trabajo de reparación, mantenimiento o dado de baja de los transformadores, deben ser pesados, tabulados y dispuestos de una manera ambientalmente adecuada, mediante empresas gestoras ambientales que se encuentren licenciadas, ante la Corporación Autónoma Regional, que les corresponda.