



UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CUENCA

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERIA,
INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**USO DE METODOS DIFUSOS PARA LA GESTION DEL
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES AEREOS
DE DISTRIBUCION**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR: HENRY PATRICIO GUAMAN TAPIA

JUAN DIEGO NIEVES ARCE

DIRECTOR: ING. XAVIER BERNARDO CABRERA MEJÍA, Ph.D.

CUENCA - ECUADOR

2025

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERIA,
INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**USO DE METODOS DIFUSOS PARA LA GESTION DEL
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES AEREOS
DE DISTRIBUCION**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR: HENRY PATRICIO GUAMAN TAPIA

JUAN DIEGO NIEVES ARCE

DIRECTOR: ING. XAVIER BERNARDO CABRERA MEJÍA, Ph.D.

CUENCA - ECUADOR

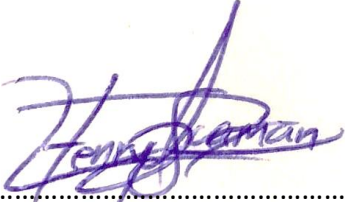
2025

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO

DECLARATORIA DE AUTORIA Y RESPONSABILIDAD

Henry Patricio Guamán Tapia y Juan Diego Nieves Arce portadore(a)s de las cédulas de ciudadanía N.º 0105214480 y 0105945299. Declaramos ser autore(a)s de la obra: **“Uso de sistemas difusos para la gestión del mantenimiento de transformadores aéreos de distribución”**, sobre la cual nos hacemos responsables sobre las opiniones, versiones e ideas expresadas. Declaramos que la misma ha sido elaborada respetando los derechos de propiedad intelectual de terceros y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca sobre cualquier reclamación que pudiera existir al respecto. Declaramos finalmente que nuestra obra ha sido realizada cumpliendo con todos los requisitos legales, éticos y bioéticos de investigación, que la misma no incumple con la normativa nacional e internacional en el área específica de investigación, sobre la que también nos responsabilizamos y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca de toda reclamación al respecto.

Cuenca, 21 de marzo de 2025

F: 
Henry Patricio Guamán Tapia
0105214480

F: 
Juan Diego Nieves Arce
0105945299

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Henry Patricio Guamán Tapia y Juan Diego Nieves Arce, bajo mi supervisión.



Ing. Javier Bernardo Cabrera Mejía PhD.
DIRECTOR

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi Dios, por guiarme en el camino del bien ya que gracias a él he logrado cumplir una meta añorada en mi vida de ser un profesional.

A mis padres, Ramón y María por su amor incondicional, su apoyo constante y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Ustedes me dieron la base para llegar a ser quien soy ahora.

A mi compañera de vida, por su apoyo, amor y comprensión en esta etapa de mi vida. Es la persona que me enseñó a creer en mí y a no darme por vencido. Este proyecto no fue fácil, pero estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían.

Para mis hijos Sebastián y Thiago quienes son la luz de mi vida y la motivación detrás de cada esfuerzo para poder superarme cada día más y así poder luchar para que la vida nos depare un futuro mejor. Este trabajo es un reflejo de la dedicación y el amor que deseo transmitirles.

A mi tutor, Ing. Javier Cabrera por su invaluable guía, apoyo incondicional y sabiduría a lo largo de este proceso. Su dedicación y entusiasmo por el conocimiento han sido fuente de inspiración, y estoy muy agradecido por su ayuda en la realización de este trabajo.

Henry Patricio Guamán Tapia.

DEDICATORIA

A toda mi familia, por su amor incondicional, su guía y sacrificio constante, pilares fundamentales de todo lo que soy y de lo que he logrado.

A mis docentes, quienes con su sabiduría y paciencia sembraron en mí el entusiasmo por aprender y superar cada desafío, de forma especial a nuestro tutor Ing. Javier Cabrera PhD.

A mis amigos y seres queridos, por su apoyo en los momentos difíciles y por celebrar conmigo cada pequeño triunfo en este camino.

Y, sobre todo, a quienes creyeron en mí incluso cuando yo dudaba de mí mismo, esta meta alcanzada es también su victoria.

Juan Diego Nieves Arce.

AGRADECIMIENTOS

Durante la fase de desarrollo de esta tesis, queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos a todas las personas que, con su colaboración y confianza, han contribuido de manera desinteresada a este proyecto. Terminarla no hubiese sido posible sin el apoyo y motivación de muchas personas que nos orgullecen mencionar aquí.

En primer lugar, un agradecimiento sincero a mi tutor de tesis Ing. Javier Cabrera PhD por su esfuerzo y dedicación ya que, en virtud de sus conocimientos, sus orientaciones, su persistencia, y paciencia se pudo concluir con éxito este trabajo de titulación.

Agradecer de forma sincera a mi compañero de trabajo quien ha sido un pilar fundamental en el desarrollo de esta tesis. Su compromiso e interés constante han enriquecido este proceso y han hecho de esta experiencia algo memorable. Gracias por compartir sus conocimientos, por los intercambios de ideas y su constante disposición a ofrecer ayuda. Sin su compañía y amistad, este trabajo no hubiera sido posible.

A nuestras familias, por su incondicional apoyo y la confianza que han depositado en nosotros. Ustedes han sido los impulsores de nuestra carrera y, gracias a su comprensión y aliento en los momentos de desafío, hemos logrado alcanzar la meta deseada.

RESUMEN

Este trabajo desarrolla un modelo de gestión para el mantenimiento de transformadores de distribución de las empresas distribuidoras, tomando como caso de estudio a la Empresa Eléctrica Centrosur C.A., basado en lógica difusa y el concepto de efectos olvidados. El principal objetivo es identificar y jerarquizar factores importantes que los métodos tradicionales suelen ignorar para realizar el mantenimiento técnico de los transformadores. Se plantea mediante un análisis a expertos la caracterización y análisis de las fallas más frecuentes, considerando las relaciones de causalidad entre variables relacionadas al índice de salud del transformador. Entre los métodos según la revisión del estado del arte, se usa el de la lógica difusa, mismo que permite clasificar las variables de análisis y minimizar riesgos de fallas, incrementar el rendimiento y prolongar la vida útil del transformador. Los resultados muestran que las variables más influyentes en la gestión del mantenimiento presentaron valores de incidencia entre 0,5 (media) y 0,6 (alta), a más de, propone una guía sistemática que prioriza las acciones de mantenimiento, definiendo por dónde iniciar, garantizando una operación más confiable y sostenible ya que está basado no solo en la experticia de los expertos, sino en un modelo matemático.

Palabras clave: efectos olvidados, gestión del mantenimiento, juicio de expertos, lógica difusa, transformador

ABSTRACT

This work develops a maintenance management model for distribution transformers in power distribution companies, using Centrosur C.A. Electrical Company as a case study. The model is based on fuzzy logic and the concept of forgotten effects. The main objective is to identify and prioritize key factors that traditional methods often overlook when performing transformer maintenance. The study involves an expert analysis to characterize and assess the most frequent failures, considering the causal relationships between variables related to the transformer health index. Based on a review of the state of the art, the fuzzy logic method is employed, allowing for the classification of analysis variables, risk minimization, performance enhancement, and an extended transformer lifespan. The results indicate that the most influential variables in maintenance management exhibited incidence values ranging between 0.5 (moderate) and 0.6 (high). Furthermore, the study proposes a systematic framework that prioritizes maintenance actions, defining the optimal starting point and ensuring a more reliable and sustainable operation. This framework is grounded not only in expert knowledge but also in a mathematical model.

Keywords: neglected effects, maintenance management, expert judgment, fuzzy logic, transformer

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|----------------------------------|------|
| CERTIFICACIÓN..... | II |
| DEDICATORIA | III |
| DEDICATORIA | IV |
| AGRADECIMIENTOS..... | V |
| RESUMEN | VI |
| ABSTRACT | VII |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | VIII |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | XIII |
| LISTA DE TABLAS..... | XV |
| LISTA DE ANEXOS | XVII |
| 1. INTRODUCCION..... | 1 |
| 1.1 <i>Objetivos</i> | 1 |
| 1.1.1 Objetivo general | 1 |
| 1.1.2 Objetivos específicos..... | 1 |
| 1.2 <i>Alcance</i> | 1 |
| 1.3 <i>Justificación</i> | 2 |
| 1.4 <i>Metodología</i> | 2 |
| CAPITULO 2 | 4 |

| | | |
|---------|--|----|
| 2. | FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA..... | 4 |
| 2.1 | <i>Transformador</i> | 4 |
| 2.1.1 | Principios básicos | 4 |
| 2.1.2 | Pérdidas en los transformadores..... | 5 |
| 2.1.3 | Definición de la eficiencia energética en transformadores de distribución..... | 6 |
| 2.1.4 | Mejora de la eficiencia de transformadores | 6 |
| 2.1.5 | Máximas pérdidas en vacío y en carga | 7 |
| 2.1.6 | Eficiencia porcentual | 8 |
| 2.1.6.2 | Estándares de eficiencia de transformadores..... | 9 |
| 2.2 | <i>Índice de salud del transformador (HI)</i> | 10 |
| 2.2.1 | Índice de salud 1 (HI1) | 12 |
| 2.2.2 | Índice de salud 2 (HI2) | 12 |
| 2.2.3 | Aplicación de los índices de salud uno y dos..... | 12 |
| 2.2.4 | Salida HI..... | 13 |
| 2.3 | <i>Pruebas de diagnóstico al aceite dieléctrico del transformador</i> | 14 |
| 2.3.1 | Rigidez dieléctrica..... | 14 |
| 2.3.2 | Factor de disipación o (Factor de potencia)..... | 14 |
| 2.3.3 | Humedad en el aceite..... | 14 |
| 2.3.4 | Número de acidez..... | 15 |
| 2.3.5 | Análisis de gases disueltos..... | 15 |

| | |
|--|----|
| 2.3.5.1 Gases disueltos en el aceite dieléctrico..... | 15 |
| 2.3.5.2 Detección de fallos a través del análisis de gases disueltos | 16 |
| 2.3.6 Análisis de contenido de furanos y grados de polimerización | 17 |
| 2.3.6.1 Correlación entre furanos y grados de polimerización (GP) | 17 |
| 2.3.7 Estimación de la edad del transformador según la normativa IEC 62874..... | 18 |
| 2.3.8 <i>Análisis de las propiedades de los materiales dieléctricos</i> | 18 |
| 2.3.8.1 Propiedades físicas del aceite..... | 18 |
| 2.4 <i>Estimación de la edad del transformador a través de modelos matemáticos</i> | 21 |
| 2.5 <i>Lógica difusa</i> | 23 |
| 2.5.1 Formulación de membresía..... | 23 |
| 2.5.2 Diferencia entre conjunto clásico y difuso | 24 |
| 2.5.3 Funciones de pertenencia..... | 24 |
| 2.5.4 Operaciones difusas..... | 29 |
| 2.5.5 Sistemas de inferencia difuso | 31 |
| 2.5.6 Modelos de efectos olvidados..... | 32 |
| CAPITULO 3 | 35 |
| 3. SITUACIÓN ACTUAL | 35 |
| 3.1 <i>Desafíos actuales de las redes eléctricas de la Centrosur</i> | 35 |
| 3.2 <i>Estructura actual del sistema de mantenimiento</i> | 35 |
| 3.3 <i>Área de concesión de la Empresa Eléctrica Centrosur</i> | 36 |

| | | |
|----------------------|--|----|
| 3.4 | <i>Descripción de la flota de transformadores del Alimentador 0325</i> | 37 |
| 3.5 | <i>Procesos de mantenimiento realizados en la Centrosur</i> | 40 |
| 3.5.1 | <i>Actividades de mantenimiento</i> | 41 |
| 3.5.1.1 | Mantenimiento correctivo..... | 41 |
| 3.5.1.2 | Mantenimiento preventivo..... | 42 |
| 3.5.1.3 | Mantenimiento predictivo | 44 |
| 3.6 | <i>Datos generales de mantenimiento realizado en el alimentador 0325</i> | 45 |
| 3.7 | <i>Reporte de incidentes presentados durante el periodo 2023 – 2024 en el alimentador 0325</i> | 46 |
| CAPITULO 4 | | 52 |
| 4. | RESULTADOS..... | 52 |
| 4.1 | <i>Aplicación de la metodología difusa para la gestión del mantenimiento del transformador de distribución aéreo</i> | 52 |
| 4.2 | <i>Determinación de las variables causa – efecto</i> | 52 |
| 4.3 | Datos de entrada..... | 53 |
| 4.4 | Inicialización | 53 |
| 4.5 | Matriz Causa – Efecto (M) | 54 |
| 4.6 | Evaluación de las variables de confiabilidad mediante el método de efectos olvidados | 57 |
| 4.7 | Análisis e interpretación de las variables con mayor incidencia..... | 62 |
| CONCLUSIONES..... | | 65 |
| RECOMENDACIONES..... | | 67 |

| | |
|----------------------------------|----|
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 68 |
| ANEXOS..... | 75 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Transformadores de distribución aérea monofásico y trifásico | 4 |
| Figura 2. Núcleo magnético | 5 |
| Figura 3. Diagrama de bloques de la metodología de cálculo del HI..... | 12 |
| Figura 4. Esquema del índice de salud tipo 1..... | 12 |
| Figura 5. Procedimiento de cálculo del índice de salud tipo 2 | 13 |
| Figura 6. Pentágono de Duval | 16 |
| Figura 7. Función Triangular..... | 25 |
| Figura 8. Función Trapezoidal | 26 |
| Figura 9. Función Gaussiana con desviación estándar 1 | 27 |
| Figura 10. Función Gaussiana con desviación estándar 4..... | 28 |
| Figura 11. Función Gaussiana con desviación estándar 10..... | 28 |
| Figura 12. Operadores estándar en conjuntos difusos | 29 |
| Figura 13. Sistema de inferencia difuso | 31 |
| Figura 14. Matriz de incidencias directas..... | 33 |
| Figura 15. Dirección de distribución..... | 35 |
| Figura 16. Dirección Morona Santiago (DIMS)..... | 36 |
| Figura 17. Mapa del área de servicio de CENTROSUR | 37 |
| Figura 18. Ubicación Geográfica del Alim. 0325..... | 38 |
| Figura 19. Procedimiento para el mantenimiento correctivo a una estación de transformación | 42 |

| | |
|---|----|
| Figura 20. Procedimiento para el mantenimiento preventivo a una estación de transformación | 43 |
| Figura 21. Procedimiento para el mantenimiento predictivo a una estación de transformación | 45 |
| Figura 22. Cantidad de fallas reportadas en el Alimentador 0325, año 2023 | 47 |
| Figura 23. Cantidad de fallas reportadas en el Alimentador 0325, año 2024 | 49 |
| Figura 24. Daños comunes en el mantenimiento de transformadores Alim. 0325..... | 52 |

LISTA DE TABLAS

| | | |
|-----------------|---|----|
| Tabla 1 | Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución | 9 |
| Tabla 2 | Valores del factor del índice de salud HI | 11 |
| Tabla 3 | Propiedades físicas del aceite | 19 |
| Tabla 4 | Propiedades eléctricas del aceite | 20 |
| Tabla 5 | Propiedades químicas del aceite | 20 |
| Tabla 6 | Ecuaciones matemáticas para la determinación del envejecimiento del transformador | 22 |
| Tabla 7 | Datos técnicos de los transformadores de CENTROSUR por alimentador y Zonas | 38 |
| Tabla 8 | Reporte de fallas por parte del grupo de mantenimiento durante el año 2024 | 46 |
| Tabla 9 | Cantidad de fallas reportadas en al año 2023 | 46 |
| Tabla 10 | Reporte de causas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2023 | 47 |
| Tabla 11 | Reporte de subcausas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2023 | 48 |
| Tabla 12 | Cantidad de fallas reportadas en el año 2024 | 49 |
| Tabla 13 | Reporte de causas que generaron fallas en el alimentador 0325 en el año 2024 | 50 |
| Tabla 14 | Reporte de subcausas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2024 | 50 |
| Tabla 15 | Variables causa – efecto identificadas a partir de reportes de mantenimiento en Centrosur | 53 |

| | | |
|-----------------|---|----|
| Tabla 16 | Nivel de incidencia de las variables | 54 |
| Tabla 17 | Matriz de expertos Causa - Efectos (Promedio) | 55 |
| Tabla 18 | Matriz de expertos Causa - Causa (Promedio) | 56 |
| Tabla 19 | Matriz de expertos Efecto - Efecto (Promedio)..... | 57 |
| Tabla 20 | Matriz C..... | 58 |
| Tabla 21 | Matriz M*..... | 59 |
| Tabla 22 | Matriz Convolución..... | 60 |
| Tabla 23 | Matriz Causa - Efectos | 61 |
| Tabla 24 | Matriz de efectos olvidados..... | 62 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|---|----|
| Anexo A. Diagrama de flujos del mantenimiento correctivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur | 75 |
| Anexo B. Diagrama de flujos del mantenimiento preventivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur | 76 |
| Anexo C. Diagrama de flujos del mantenimiento predictivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur | 77 |
| Anexo D. Reportes de daños presentados en el mantenimiento de transformadores Zona 2. Alim. 0325, periodo 2024. | 78 |

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Generar una metodología óptima de mantenimiento preventivo de transformadores de distribución aéreos mediante un modelo de lógica difusa brindando una alternativa de mantenimiento que considere variables que influyen al desempeño y tiempo de vida útil de los transformadores.

1.1.2 Objetivos específicos

- Determinar las variables que más influyen en el estado de salud del transformador a través del análisis de datos operativos y de mantenimiento histórico (2 mantenimientos preventivos) realizado por la Centrosur, considerando para ello factores eléctricos, mecánicos, térmicos y ambientales para incluirlos en la aplicación del método planteado.
- Caracterizar las variables generadas por la herramienta lógica difusa mediante un análisis de juicio de expertos en donde se validen y confiabilicen los resultados obtenidos para las mejores prácticas de mantenimiento preventivo en los transformadores de Centrosur.
- Generar una herramienta basada en lógica difusa mediante un conjunto de reglas de inferencia que considere las variables definidas, de tal manera que permita de manera óptima y confiable la priorización del mantenimiento de los transformadores aéreos en el alimentador 0325 de la Empresa Centrosur.

1.2 Alcance

El análisis se llevará a cabo en la red de distribución eléctrica perteneciente a la Empresa Eléctrica Centrosur, ubicada en la provincia del Azuay Cantón Cuenca Zona 6.

Se analizarán los procesos de mantenimiento ejecutados por parte del grupo encargado del mantenimiento de estos equipos en un periodo de dos últimos años. La zona prevista para el estudio son los transformadores aéreos que conforman el alimentador 0325 perteneciente a Centrosur con una muestra de 312 transformadores.

Se proyecta por lo tanto determinar un modelo matemático mediante la aplicación de la lógica difusa enfocada al mantenimiento preventivo y predictivo en dichos equipos, lo que incluye la programación de inspecciones periódicas, análisis de aceite, termografía y otras actividades de monitoreo y diagnóstico. Se excluyen aspectos relacionados con el mantenimiento correctivo o las reparaciones mayores, que pueden requerir intervenciones más específicas y detalladas.

El trabajo se centra en identificar las variables que más influyen en el deterioro del mantenimiento del transformador, para lo cual mediante el análisis de efectos olvidados se busca obtener un enfoque integral y proactivo que permita descubrir y evaluar factores secundarios ignorados, esto contribuirá a la confiabilidad, eficiencia y durabilidad de los transformadores optimizando el mantenimiento.

1.3 Justificación

Aunque la Empresa Eléctrica mantiene un plan de mantenimiento anual para sus transformadores, se justifica esta investigación en desarrollar una evaluación de múltiples variables y experticias para obtener una estimación efectiva y comprensiva del estado de salud del transformador mejorando la confiabilidad y disponibilidad del equipo en el sistema de distribución eléctrico. Los factores como temperatura, sobretensiones, la contaminación por acumulación de sedimentos (como el polvo) y las fugas de aceite, entre otros, causan degradación del transformador sin un adecuado mantenimiento, por lo que mediante la metodología propuesta se busca minimizar tales efectos al considerarlos parte de un plan de mantenimiento preventivo o predictivo. Los datos serán tomados de inspecciones termográficas y de registros de trabajos realizados en sitio durante los últimos años de mantenimiento (se considera 3 años, si se cuenta con dos mantenimientos preventivos). Así también, se considerarán para llevar a cabo este proyecto los diferentes procesos relacionados al mantenimiento y cuidado de los transformadores aplicando lógica difusa, esto permitirá identificar técnicas y procedimientos óptimos para desarrollar un plan de mantenimiento eficiente y adaptado a las necesidades específicas de estos equipos.

1.4 Metodología

El proyecto se desarrolla basado en la lógica difusa mediante la metodología de efectos olvidados. Para lo cual, se recopilarán datos relevantes de fuentes de interés. Además, se incluyen encuestas, análisis de datos existentes con el fin de definir las variables más relevantes relacionadas al mantenimiento del transformador de distribución en Centrosur.

Con las variables involucradas se aplican técnicas de lógica difusa que permiten manejar la incertidumbre y subjetividad asociadas con los datos proporcionados por los expertos. Para lo cual, se realizan archivos en Excel, para el análisis de las variables causa – efecto mediante matrices de incidencia.

Los resultados obtenidos mediante el modelo de efectos olvidados respecto al mantenimiento de transformadores, facilitan la implementación de estrategias de

mantenimiento más efectivas y eficientes contribuyendo a la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

CAPITULO 2

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.

2.1 Transformador

El transformador se caracteriza como un dispositivo estático compuesto por dos o más bobinas, diseñado para modificar los niveles de tensión y corriente dentro de un sistema eléctrico. Su funcionamiento se basa en la capacidad de ajustar la potencia eléctrica mediante la variación de estos parámetros, operando bajo los principios fundamentales de la inducción electromagnética. Este mecanismo permite la transferencia eficiente de energía entre circuitos, manteniendo la frecuencia constante mientras se adaptan los valores de voltaje y corriente según las necesidades del sistema Camacho Cañizares et al., (2024).

En la figura 1 se visualizan dos tipos de transformadores aéreos utilizados en distribución de la marca ECUATRAN.



Figura 1. Transformadores de distribución aérea monofásico y trifásico

Fuente: Quisintuña F. B., 2023

2.1.1 Principios básicos

Un transformador opera a partir del fenómeno de inducción electromagnética. Al suministrar voltaje al devanado primario, se genera un campo magnético cambiante en el núcleo ferromagnético. Este campo induce una corriente en el devanado secundario, permitiendo la transferencia de energía sin necesidad de contacto físico entre ambos circuitos Morales, D. (2023).

La relación de transformación (n) se refiere a la proporción entre el número de vueltas entre el número de vueltas del devanado primario (V_p) y el número de vueltas del devanado secundario (V_s) Preciado, L. A. & Ríos, L. A. (2024). Viene expresada por la siguiente ecuación:

$$n = \frac{V_s}{V_p} \quad (1)$$

El transformador utiliza un núcleo magnético cuyo objetivo es permitir la conexión entre los devanados primario y secundario. Este elemento está conformado por láminas de material ferromagnético de permeabilidad alta y rápida saturación lo que permite proteger al devanado secundario de sobre corrientes en caso de producirse fallas en el devanado primario. El núcleo proporciona un camino de baja resistencia al flujo magnético. Gordillo et al., (2023). En la figura 2 se observa un modelo de núcleo de transformador.

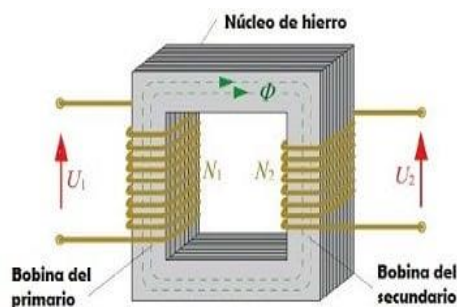


Figura 2. Núcleo magnético

Fuente: Flores J. M. et al., 2021

2.1.2 Pérdidas en los transformadores

La creciente demanda del uso de equipos electrónicos y cargas no lineales resulta en una mayor circulación de corrientes armónicas, lo que incrementa las pérdidas en los transformadores. Además, las cargas desequilibradas en sistemas trifásicos contribuyen a estas pérdidas, afectando al rendimiento del transformador. La vida útil del transformador está fuertemente influenciada por la temperatura de funcionamiento, que depende tanto de la carga como de la temperatura ambiente, así como del sistema de aislamiento y ventilación empleado Payán M. B. & Roldán J. M. (2020).

En cuanto a las pérdidas en los transformadores, estas se clasifican en dos tipos principales: las pérdidas en vacío, que son constantes y están asociadas principalmente al núcleo magnético, y las pérdidas en carga, que fluctúan según la demanda y se originan principalmente por el efecto Joule en los devanados. Estas pérdidas son inherentes a todos los transformadores, independientemente de su aplicación específica o su capacidad nominal López et al. (2022).

Las pérdidas en los transformadores se pueden clasificar en dos categorías principales: pérdidas en vacío, que son independientes de la carga y se deben principalmente al núcleo magnético, y pérdidas en carga, que varían con la carga y se deben principalmente al efecto Joule en los devanados. Estas pérdidas ocurren básicamente en todos los tipos de transformadores, sin importar su aplicación o potencia nominal López et al. (2022).

Las pérdidas en el cobre se deben al efecto Joule, que ocurre debido a la resistencia al flujo de corriente en los devanados del transformador. Estas pérdidas son variables y dependen del nivel de carga que soporta el transformador. En cambio, las pérdidas en el hierro contemplan dos factores: pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes inducidas en el núcleo (corrientes parásitas de Foucault). Las pérdidas por histéresis ocurren debido a la reorientación de los dominios magnéticos en cada ciclo de corriente alterna aplicado al núcleo. Las corrientes parásitas se generan por los cambios en el campo magnético dentro del núcleo del transformador Uribe. S. M. (2023).

2.1.3 Definición de la eficiencia energética en transformadores de distribución

El desempeño de un transformador se expresa a través de su eficiencia, que representa la fracción de la energía absorbida desde la fuente que realmente llega a la carga. Este valor puede determinarse con base en las pérdidas totales del sistema, las cuales se calculan considerando tanto las pérdidas en vacío (NLL) como las pérdidas que ocurren durante su funcionamiento con carga (LL) Tirado F. (2022). La eficiencia viene se la representa por la siguiente ecuación:

$$\text{Eficiencia} = \eta = \frac{\text{Potencia útil entregada a la carga}}{\text{Potencia total recibida por la fuente}} \quad (2)$$

2.1.4 Mejora de la eficiencia de transformadores

La eficiencia de un transformador influye directamente en su rendimiento y en su proceso de envejecimiento, situándose generalmente en un rango que oscila entre el 95% y el 99%. De acuerdo con investigaciones realizadas, la eficiencia de estos dispositivos está determinada por tres factores clave: la potencia aparente de la carga conectada, el factor de potencia y las pérdidas, tanto en condiciones de plena carga como en vacío. La eficiencia varía en función de los niveles de carga, alcanzando su punto óptimo cuando las pérdidas en plena carga y las pérdidas en vacío se equilibran. Este máximo de eficiencia se obtiene cuando la potencia aparente de la carga es inferior a la potencia aparente nominal del transformador Condori E. (2021).

Un estudio enfocado a la mejora de la eficiencia en un transformador de distribución trifásico determinó que el material Mu_metal y el de acero M-4 presentan menores pérdidas para la construcción del núcleo del transformador, siendo el Mu_metal el que tiene mayor magnetismo y menor pérdida que el acero M-4 Flores J. M. et al. (2021).

2.1.5 Máximas pérdidas en vacío y en carga

Las pérdidas de carga afectan la eficiencia y la vida útil de los transformadores, ya que el sobrecalentamiento y el deterioro de sus componentes las limitan. Las pérdidas pueden ser caracterizadas a través de resistencias de corto circuito tales como: Resistencia afectiva de cada fase y a resistencia afectiva de cortocircuito del transformador. La primera guarda relación con la distribución de las pérdidas de potencia dentro del transformador y es la única que proporciona una estimación precisa de las pérdidas de carga en cada fase León M. et al. (2023).

Los transformadores de distribución experimentan dos categorías principales de pérdidas técnicas: las pérdidas en el núcleo (también conocidas como pérdidas en vacío) y las pérdidas en los devanados (denominadas pérdidas en carga). Las pérdidas en el núcleo se generan cuando el transformador está energizado, sin importar si existe una carga conectada en el lado secundario. Por su parte, las pérdidas en los devanados ocurren únicamente cuando se conecta una carga al secundario del transformador, y su magnitud depende directamente del cuadrado de la corriente de carga multiplicado por la resistencia presente en los devanados. Estas pérdidas son inherentes al funcionamiento del transformador y están directamente relacionadas con su diseño y condiciones de operación Arango F. M (2020).

2.1.5.1 Máxima pérdidas combinadas

En las máximas pérdidas combinadas se definen variables en función de las potencias de pérdidas en carga (potencias de cortocircuito) y pérdidas en vacío (potencia en vacío).

Pérdidas totales: son las pérdidas que presenta el transformador durante su operación y son evaluadas mediante pruebas para calcular su eficiencia y entender cómo esta eficiencia afecta su comportamiento en la red. Dichas pérdidas totales son de gran utilidad para determinar la constante de tiempo del aceite superior, la cual debe definirse en términos de la carga nominal, es decir, la potencia total de las pérdidas a la carga nominal Biamont C. J. (2021). Esto se expresa en la siguiente ecuación:

$$P_{TR} = P_{CC} + P_O(W) \quad (3)$$

Donde:

P_{TR} = Pérdidas totales en el transformador

P_{CC} = Pérdidas en carga

$P_o(W)$ = Pérdidas en vacío

Por otra parte, relacionar la potencia de pérdidas en carga (P_{CC}) sobre la potencia de pérdidas sin carga (P_o) permite también calcular la elevación de temperatura del aceite en el transformador. Se representa por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{P_{CC}}{P_o} \quad (4)$$

2.1.6 Eficiencia porcentual

El rendimiento o eficiencia del transformador varía y depende de diferentes factores como las potencia, la forma y la calidad de material del transformador Changoluisa A. A. & Quicaliquín E. E. (2021). La eficiencia de una máquina eléctrica se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} \times 100\% \quad (5)$$

Donde:

η = Eficiencia porcentual

P_{sal} = Potencia de salida

P_{ent} = Potencia de entrada

2.1.6.1 Índice de eficiencia máxima

Para calcular la eficiencia de un transformador de distribución con una carga determinada, se suman las pérdidas en cada una de las resistencias, aplicando la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{(P_{sal} + P_{pérdidas})} \times 100\% \quad (6)$$

Puesto que la potencia es $P_{sal} = V_s * I_s \cos\theta$, la eficiencia se puede expresar por:

$$\eta = \frac{V_s * I_s \cos\theta}{P_{cu} + P_{Núcleo} + V_s * I_s \cos\theta} \times 100\% \quad (7)$$

El índice de eficiencia máxima permite evaluar el rendimiento del transformador, por lo tanto, si esta es alta, significa que el transformador convierte la mayor parte de la potencia de entrada en potencia útil de salida sin mayores pérdidas.

2.1.6.2 Estándares de eficiencia de transformadores

En Ecuador, el Reglamento Técnico Ecuatoriano (RTE INEN 141) define los estándares mínimos de seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución. Esta normativa es aplicable a transformadores de distribución de tipo poste, subestación, pedestal y sumergible, cuyas potencias nominales se encuentran en un rango que va desde los 10 kVA hasta los 500 kVA. El reglamento busca garantizar que estos equipos cumplan con criterios técnicos y operativos que aseguren su funcionamiento seguro y eficiente dentro del sistema eléctrico nacional.

Los requisitos de eficiencia energética aplicables a los transformadores de distribución deben alinearse con los valores establecidos en la Tabla 1:

Tabla 1

Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución

| TIPO DE ALIMENTACIÓN | POTENCIA NOMINAL Kva | NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO | |
|----------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|
| | | MV ≤ 25 kV | 25 kV < MV ≤ 34,5 kV |
| MONOFÁSICO | 3 | 97,42 | - |
| | 5 | 97,88 | - |
| | 10 | 98,30 | - |
| | 15 | 98,48 | 97,63 |
| | 25 | 98,65 | 98,02 |
| | 37,5 | 98,76 | 98,28 |
| | 50 | 98,83 | 98,43 |
| | 75 | 98,93 | 98,63 |
| | 100 | 99,00 | 98,76 |
| | 167 | 99,10 | 98,95 |
| TRIFÁSICO | 15 | 97,79 | - |
| | 30 | 98,17 | - |
| | 45 | 98,32 | - |
| | 50 | 98,35 | - |
| | 60 | 98,41 | - |
| | 75 | 98,47 | 98,01 |
| | 100 | 98,55 | - |
| | 112,5 | 98,58 | 98,19 |
| | 125 | 98,60 | - |
| | 150 | 98,65 | 98,31 |
| | 160 | 98,59 | - |
| | 200 | 98,66 | - |

| | | |
|------|-------|-------|
| 225 | 98,69 | 98,46 |
| 250 | 98,72 | - |
| 300 | 98,77 | 98,56 |
| 350 | 98,80 | - |
| 400 | 98,82 | 98,65 |
| 500 | 98,86 | 98,71 |
| 630 | 98,89 | 98,78 |
| 750 | 98,92 | 98,83 |
| 800 | 98,93 | 98,84 |
| 1000 | 98,94 | 98,85 |
| 1250 | 98,98 | 98,90 |
| 1500 | 99,01 | - |
| 1600 | 99,02 | 98,96 |
| 2000 | 99,04 | 99,00 |

Nota. Según la normativa RTE, los transformadores de distribución con capacidades que no coincidan exactamente con las especificadas en la tabla deberán cumplir con los criterios de eficiencia correspondientes al nivel de capacidad inmediatamente superior. Fuente: MIPRO, 2018.

2.2 Índice de salud del transformador (HI)

El índice de salud del transformador es un parámetro que se obtiene a partir del procesamiento y la integración de datos recopilados mediante diversas pruebas diagnósticas realizadas en el equipo. Este indicador resulta fundamental para respaldar la toma de decisiones relacionadas con el mantenimiento, la renovación, la operación y la gestión del transformador. Existen múltiples metodologías para calcular este índice, entre las cuales destacan técnicas avanzadas como la lógica difusa, el análisis multivariable, la teoría de la evidencia y los modelos basados en relaciones lineales. Estas herramientas permiten evaluar de manera integral el estado del transformador, facilitando una gestión más eficiente y proactiva de los activos eléctricos Aponte G. et al. (2020).

El cálculo del índice de salud del transformador generalmente se fundamenta en un sistema de puntuaciones y ponderaciones diseñado para incorporar aspectos como las condiciones de operación en campo, los hallazgos de inspecciones visuales, los resultados de pruebas de laboratorio y otros factores relevantes. Las variables de entrada y las asignaciones de puntuación dependen en gran medida del criterio del evaluador, lo que puede generar discrepancias en el índice de salud incluso para condiciones similares. Estos valores preliminares se integran posteriormente para obtener un índice de salud (HI, por sus siglas en inglés) final, el cual refleja de manera

global el estado actual del transformador. Este enfoque permite una evaluación estructurada, aunque subjetiva, del equipo en cuestión Peralta J. I. (2022).

El cálculo de índice de salud para el transformador se lleva a cabo utilizando la ecuación (8), en la cual se consideran todos los parámetros y factores obtenidos para evaluar su estado de condición Nuñez O. et al. (2022).

$$HI = \frac{\sum_{i=1}^n K_j HIF_j}{\sum_{i=1}^n 4K_j} \times 100\% \quad (8)$$

Donde:

HIF_j = Representa el factor del índice de prueba j, asignado de acuerdo con la prueba realizada, como se indica en la tabla 2. El valor de HIF_j para cada parámetro oscila entre 0 y 4.

Tabla 2

Valores del factor del índice de salud HI

| HIF | Condición |
|-----|-----------|
| 4 | Muy bueno |
| 3 | Bueno |
| 2 | Regular |
| 1 | Pobre |
| 0 | Muy pobre |

Fuente: Nuñez O. et al. (2022)

K_j = Representa el factor de peso asignado a la prueba j, los valores oscilan entre 1 y 10, considerando la importancia de los resultados de dicha prueba en la evaluación de la condición del transformador.

n = Número de máximo de pruebas empleadas.

Acorde a la ecuación (8), el cálculo del HI se realiza sumando el producto del factor del índice de salud para cada parámetro y su peso correspondiente, dividido por la suma total de los pesos de todos los parámetros utilizados, y multiplicado por la puntuación máxima. El resultado del HI es un valor que va desde 0 a 100%, en donde 0% indica la peor condición posible y 100% la mejor condición posible.

El índice de salud de un transformador es un indicador completo que agrupa diversos datos de monitoreo de condiciones para dar a conocer el estado general del transformador. La figura 3 presenta el procedimiento general para determinar el índice de salud.

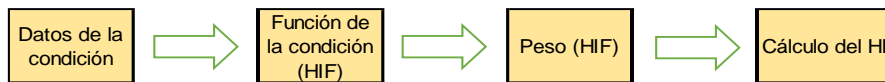


Figura 3. Diagrama de bloques de la metodología de cálculo del HI.

Fuente: Nuñez M. et al. (2022)

2.2.1 Índice de salud 1 (HI1)

HI1 es un valor teórico del índice de salud calculado considerando el envejecimiento del aislamiento de papel – aceite del transformador y el nivel de contaminación, así como el ambiente de operación y cambios de carga en el equipo. Representa la degradación de la resistencia mecánica del transformador debido al envejecimiento térmico del papel aislante durante su operación prolongada. HI1 refleja principalmente la capacidad de protección contra cortocircuitos del transformador debido al envejecimiento térmico Guo H. & Guo L. (2022).

2.2.2 Índice de salud 2 (HI2)

El HI2 es una evaluación más específica y detallada, generalmente emplea un análisis más profundo del estado del transformador desde la perspectiva de múltiples pruebas. En el caso de HI2, el análisis de gases disueltos (DGA) se considera un factor clave para su evaluación. Este análisis puede indicar problemas en el transformador, como arcos eléctricos, descargas parciales y sobrecalentamiento. Además, otro factor crucial en la determinación de HI2 es la prueba de calidad del aceite, que ofrece una visión general del estado del aceite y es sensible a los signos de envejecimiento del mismo Guo H. & Guo L. (2022).

2.2.3 Aplicación de los índices de salud uno y dos

El Índice de Salud Tipo 1 se compone de tres elementos esenciales, los cuales se representan en la figura 4. Estos elementos son el indicador, la ponderación y el índice de salud final.

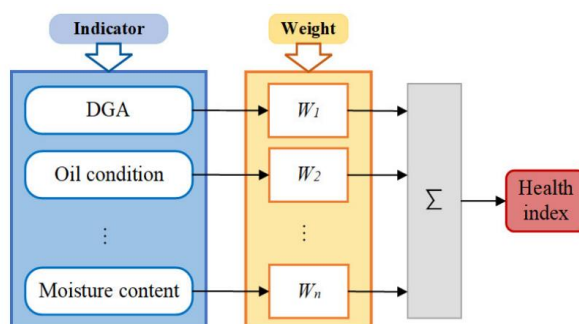


Figura 4. Esquema del índice de salud tipo 1

Fuente: Li S. et al. (2023)

El indicador refiere a los datos de condición que proporcionan información parcial sobre el estado del transformador. Siguiendo a las normas IEEE/IEC cada indicador se traduce a una puntuación numérica (por ejemplo, un número entero entre 1 y 4, si el estándar define 4 niveles para el estado de los datos de condición). El peso asignado a los indicadores dentro del índice de salud 1 se determina, generalmente, a partir de la experiencia de expertos. Definidos entonces los indicadores y respectivas ponderaciones, se calcula una suma ponderada de las puntuaciones de los distintos indicadores, resultando en el índice de salud final del transformador Li S. et al. (2023).

En el caso del Índice de Salud 2, es posible evaluar diversos componentes del transformador, tales como los devanados, el núcleo de hierro, el tanque de aceite, los casquillos, el aceite y otros accesorios. El índice de salud se determina como un resultado compuesto que integra la evaluación de estos diferentes componentes y finalmente, se otorga una ponderación a cada componente, reflejando su relevancia en el funcionamiento general del transformador Li S. et al. (2023).

El proceso para elaborar el Índice de Salud Tipo 2 se muestra en la Figura 5 y se compone de cuatro pasos.

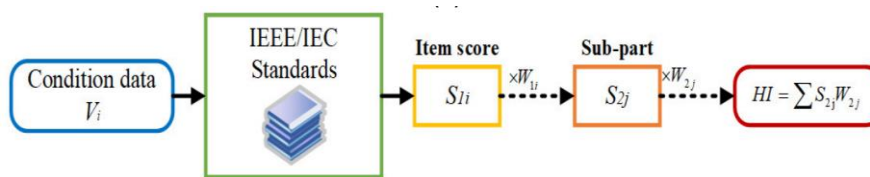


Figura 5. Procedimiento de cálculo del índice de salud tipo 2

Fuente: Li S. et al. (2023)

Paso 1 asignación a cada tipo de dato relacionado con la condición, paso 2 cálculo de la puntuación de condición para cada elemento, paso 3 determinación del subíndice y paso 4 elaboración del índice de salud a partir de la integración del subíndice.

2.2.4 Salida HI

El uso del índice de salud (HI) y los procesos de gestión de activos permite a las empresas utilizar la información de manera eficiente, logrando un retorno de la inversión y enfoques confiables para actividades de mantenimiento a corto, mediano y largo plazo en los transformadores. La obtención del HI permite evaluar el estado de degradación y envejecimiento de los transformadores Castillo J. C. & Robles L. A. (2022).

Por lo tanto, se determina que una de las mejores formas de combinar resultados es mediante el uso de la lógica difusa. Este enfoque se basa en reglas expertas

lingüísticas que consideran todas las condiciones de entrada, permitiendo que un sistema, basado en dichas reglas formuladas por expertos, procese múltiples resultados numéricos en infiera una salida lingüística para determinar un estado Camacho F. R. (2022).

2.3 Pruebas de diagnóstico al aceite dieléctrico del transformador

Se han diseñado estudios para caracterizar en profundidad la composición físico-química del aceite aislante y para identificar cualquier gas que se forme en el interior del equipo. En este análisis se ponen a prueba tres elementos fundamentales, los cuales suelen ser los más afectados por procesos de degradación y contaminación: el material de papel empleado en el aislamiento de los conductores, el cartón que sirve de soporte principal y aislante para los arrollamientos, y el aceite dieléctrico. Además, es fundamental considerar la contaminación derivada de fugas de aceite, las cuales pueden ser causadas por empaques en mal estado o por maniobras incorrectamente ejecutadas. Estos factores son críticos para mantener la integridad y el rendimiento del transformador Rueda W. P. (2022).

2.3.1 Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica, también conocida como tensión de ruptura, es una medida de la capacidad del aceite dieléctrico para soportar un campo eléctrico de alta densidad y es fundamental para detectar la presencia de humedad y contaminantes, como agua o materiales sólidos en suspensión. La prueba de rigidez dieléctrica es esencial para determinar las condiciones y el estado del aceite dieléctrico Gonzáles M. G. (2021).

2.3.2 Factor de disipación o (Factor de potencia)

Para determinar la eficacia de un aceite aislante, se analiza su factor de potencia, que refleja la energía que se pierde internamente durante la operación del equipo. Este desperdicio energético se origina por la presencia de compuestos polares en el aceite, los cuales pueden provocar elevaciones de temperatura anómalas en condiciones de carga. Según lo expuesto por Salazar R. V. & Saltos C. D. (2024), este ensayo es crucial para evaluar el estado del aceite. En esencia, un valor bajo en el factor de potencia indica que el aceite presenta mínimas pérdidas dieléctricas, lo que sugiere una baja contaminación y un menor deterioro Vásquez G.H (2020).

2.3.3 Humedad en el aceite

La presencia de humedad favorece el deterioro acelerado del sistema aislante, conformado por papel y cartón prensado, que se utiliza en transformadores. Para evaluar cómo inciden tanto la humedad como el envejecimiento térmico en las

mediciones obtenidas mediante espectroscopia de dominio de frecuencia (FDS), se diseñó un estudio experimental. En este estudio se emplearon muestras de cartón impregnado en aceite, las cuales se expusieron a variados niveles de humedad y a un proceso de *envejecimiento a 105 °C*. Además de las mediciones FDS, se realizaron análisis adicionales para cuantificar la cantidad de agua, determinar el grado de polimerización (DP), detectar compuestos furánicos y evaluar la presencia de gases disueltos (DGA). Los resultados indican que la humedad es el factor que más influye en las mediciones de FDS, mientras que el envejecimiento del aceite y del cartón prensado tiene un efecto menos pronunciado. Este enfoque permite comprender mejor los mecanismos de degradación y su impacto en las propiedades dieléctricas del aislamiento Moya J. L. (2023).

2.3.4 Número de acidez

El índice de acidez (o número de neutralización) en fluidos aislantes, tanto nuevos como envejecidos, cuantifica la concentración de compuestos ácidos presentes en el fluido. La formación de estos ácidos está comúnmente asociada a la oxidación de los aceites minerales, lo que acelera el deterioro del aislamiento sólido y promueve la formación de sedimentos o lodos Aruquipa E. E. (2023). Un nivel elevado de acidez puede provocar corrosión en los componentes metálicos del transformador y degradar los materiales celulósicos del aislamiento. Un incremento rápido en la acidez del aceite es un indicador claro de que el fluido está envejeciendo a un ritmo más acelerado de lo habitual Severiche A. I. (2022).

2.3.5 Análisis de gases disueltos

La técnica de análisis de gases disueltos (DGA, por sus siglas en inglés) es un método utilizado para detectar y evaluar los gases generados por fallas incipientes en transformadores inmersos en aceite. Cuando el transformador es sometido a tensiones eléctricas y mecánicas, se producen gases como resultado de la descomposición térmica o eléctrica de los materiales aislantes, como el papel y el aceite. El diagnóstico mediante DGA establece umbrales mínimos admisibles para cada uno de estos gases, basándose en normativas reconocidas como la IEEE C57.146 y la IEEE C57.104. Esta técnica es fundamental para identificar anomalías en etapas tempranas, permitiendo una intervención oportuna y evitando fallas catastróficas Zorrilla J. D. et al. (2020).

2.3.5.1 Gases disueltos en el aceite dieléctrico

La técnica de análisis de gases disueltos (AGD) resulta esencial para la vigilancia y el mantenimiento de transformadores eléctricos que están inmersos en aceite, ya que permite detectar fallos de manera efectiva.

En 2014, Michel Duval introduce un nuevo método gráfico para interpretar el AGD, utilizando un pentágono. En la figura 6 se presenta un ejemplo de dicho pentágono, que incluye cinco gases principales: Hidrógeno (H₂), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄) y Acetileno (C₂H₂). El porcentaje de cada uno de estos gases se utiliza para calcular, mediante un método geométrico basado en las coordenadas que definen el centroide del pentágono, las posibles áreas de fallo en el transformador. Este análisis permite identificar zonas de fallos por descargas parciales (PD), descargas de baja energía (D1), descargas de alta energía (D2), fallos térmicos superiores a 700 °C (T3), fallos térmicos entre 300 °C y 700 °C (T2), y fallos térmicos inferiores a 300 °C (T1), entre otros tipos de fallos detectables Céspedes A. et al. (2020).

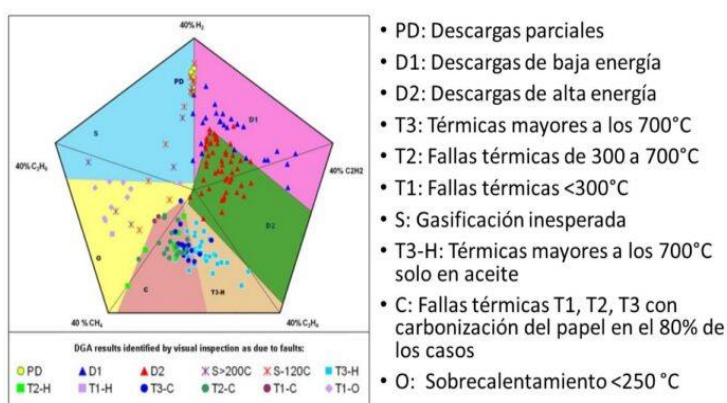


Figura 6. Pentágono de Duval

Fuente: Transequipos S.A., 2020

2.3.5.2 Detección de fallos a través del análisis de gases disueltos

El AGD (análisis de gases disueltos) es un método estándar utilizado para detectar gases en transformadores que están sumergidos en aceite, y su fundamento se basa en la cromatografía, precedida por la extracción de gases presentes en el aceite. Para su ejecución, se siguen los procedimientos especificados en el estándar ASTM D 3612. El AGD está diseñado particularmente para ofrecer un método confiable y económico que permita la detección de fallas, las cuales podrían causar daños a corto plazo Restrepo D. J. (2024). Se recomiendan seguir determinadas consideraciones previo a un AGD, tales como:

- La toma de muestra debe realizarse antes de llevar a cabo cualquier mantenimiento correctivo en el transformador.
- El procesamiento incorrecto de las muestras puede ocurrir debido a un etiquetado inadecuado.
- La presencia de formaciones inusuales de gases puede afectar el diagnóstico y llevar a la toma de decisiones incorrectas.

- Es necesario contar con una base de datos de AGD que permita analizar las tasas de cambio de cada gas generado.
- Es importante contar con un historial del equipo donde consten los casos relevantes que afecten su correcto funcionamiento.
- Disponer de pruebas realizadas al aceite del equipo puede ser útil para analizar las condiciones actuales y tomar decisiones posteriores.

2.3.6 Análisis de contenido de furanos y grados de polimerización

Uno de los indicadores más utilizados para evaluar la calidad del papel aislante es el grado de polimerización (DP), el cual representa el número promedio de anillos de glucosa en una molécula o polímero de celulosa. La celulosa posee una alta resistencia mecánica debido a su estructura fibrosa y depende de la fuerza de los enlaces entre las fibras como de su longitud, cuando dichos enlaces disminuyen, la resistencia mecánica del papel en el interior del transformador también se ve reducida. La mayor complicación de este método reside en la necesidad de extraer muestras del papel dentro del transformador, lo que se torna inviable en condiciones operativas ya que implicaría detener el equipo y vaciar totalmente el aceite. En contraste, para analizar los compuestos furánicos presentes en el aceite se emplean técnicas analíticas avanzadas, como la cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC). Además, la detección de furánicos en el material aislante se inicia con la separación de estos compuestos a partir de una muestra de aceite, utilizando procedimientos de extracción sólido-líquido y líquido-líquido, que permiten aislar y cuantificar dichos componentes de manera precisa Fernández C. D. (2022).

2.3.6.1 Correlación entre furanos y grados de polimerización (GP)

Los compuestos furánicos son los principales productos resultantes de la degradación del papel aislante de celulosa. Dado que el grado de polimerización (GP) es un indicador fiable del deterioro del aislamiento del papel, la relación directa entre este y el contenido de furanos se considera un mejor parámetro para evaluar el envejecimiento del papel. Los niveles de compuestos furánicos (CF) indican el estado de un transformador: si los niveles de CF son inferiores a 1 mg/L de aceite, el transformador se considera en buen estado; si los niveles están entre 1 y 2 mg/L de aceite, el transformador presenta un envejecimiento moderado; y si los niveles superan 2 mg/L de aceite, el transformador muestra una alta tasa de envejecimiento Crespo G. et al. (2019).

El análisis del aceite revela que, habitualmente, se encuentra la presencia de cinco sustancias de origen furánico. En detalle, se identifican: el furfurool (FOL), el furfural (2FAL), el acetilfurano (AF), el metil-2 furfural (MF) y el hidroximetil-2 furfural (HMF).

Entre los compuestos furánicos citados, se utiliza con frecuencia la concentración de 2-furfural (2-FAL) para correlacionar con el grado de polimerización (DP), ya que se ha comprobado que es el único que se mantiene estable a temperaturas de operación normales Galeas S. O. (2022).

2.3.7 Estimación de la edad del transformador según la normativa IEC 62874

El papel aislante de celulosa en los transformadores se degrada con el tiempo, formando subproductos que son arrastrados al aceite aislante. La degradación de la celulosa produce diferentes subproductos como el 2-furfural y óxidos de carbono y su concentración en el aceite caliente es medida y utilizada para estimar la degradación térmica del papel y, por lo tanto, la vida útil de los transformadores. Afectando a la medición de estos subproductos hay factores como la temperatura, la humedad y el oxígeno. La carga y otros parámetros operativos también juegan un papel en el envejecimiento del papel. La norma IEC TR 62874: guía sobre la interpretación de la aceleración de los envejecimientos resultantes de datos de carga sirve para derivar informes sobre la estimación de la vida térmica consumida. Los análisis comparativos pueden ser utilizados como herramientas para evaluar el estado del papel aislante en los transformadores.

El informe evalúa los resultados analíticos para estos dos compuestos con valores típicos establecidos para varias familias de dispositivos de prueba. Proporciona un resumen y una evaluación de la degradación térmica del papel de aislamiento. Eso es vital para la administración de la vida útil de los transformadores y dispositivos eléctricos que operan con aislantes de celulosa.

2.3.8 Análisis de las propiedades de los materiales dieléctricos

El análisis de las propiedades de los materiales dieléctricos es crucial dentro del ámbito eléctrico, ya que estos materiales se emplean extensamente como aislantes en diversos dispositivos y sistemas, además los hace indispensables para garantizar la estabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos.

2.3.8.1 Propiedades físicas del aceite

Las propiedades físicas, químicas y eléctricas son fundamentales para que el aceite dieléctrico desempeñe su función de manera efectiva. Estas propiedades se muestran en las tablas 3, 4 y 5.

Tabla 3

Propiedades físicas del aceite

| PROPIEDADES FÍSICAS | |
|-----------------------------|---|
| Viscosidad | La viscosidad es la resistencia de un fluido a moverse sobre una superficie. Una mayor viscosidad reduce la eficiencia de la refrigeración en el transformador, por lo que los aceites dieléctricos deben tener baja viscosidad para disipar el calor de manera efectiva. |
| Punto de fluidez | El punto de fluidez se define como la temperatura a la cual el aceite deja de fluir durante la refrigeración, y es un indicador clave para diferenciar entre tipos de aceites aislante: <ul style="list-style-type: none">• 0°C o más: hidrocarburos parafínicos.• -10°C: hidrocarburos isoparafínicos.• -20°C a -35°C: hidrocarburos nafténicos.• -40°C a -60°C: hidrocarburos aromáticos. El rango aceptable para aceites dieléctricos, según ASTM D-97, es entre -40°C y -50°C. |
| Punto de inflamación | El punto de inflamación se entiende como la temperatura mínima en la que el aceite desprende vapores en cantidad suficiente para combinarse con el oxígeno, de manera que, en contacto con una fuente de ignición, se puede producir una combustión explosiva. Para garantizar condiciones de seguridad, este valor no debe ser inferior a 145°C. |
| Tensión Interfacial | La solubilidad y la viscosidad de un líquido están intrínsecamente ligadas a su tensión superficial. La insolubilidad entre dos líquidos, como el agua y el aceite, se debe a la disparidad en sus tensiones superficiales. La tensión interfacial, que describe la interacción molecular entre líquidos insolubles, influye en sus respectivas tensiones superficiales. En el caso de los aceites dieléctricos, el valor mínimo aceptable de tensión interfacial, conforme al método ASTM D-971, es de 40 dinas/cm. |
| Punto de Anilina | El punto de anilina se define como la temperatura a la cual un aceite dieléctrico se disuelve en una cantidad igual de anilina, y se emplea como parámetro de control de calidad. Los aceites con elevado contenido de compuestos aromáticos tienden a disolver la anilina a temperaturas más bajas. Para aceites dieléctricos de alta calidad, esta disolución ocurre entre 78 y 86°C. De acuerdo con el método ASTM D611, el rango aceptable para el punto de anilina es de 63 a 84°C. |

| | |
|--------------|---|
| Color | <p>El color del aceite dieléctrico varía según su composición de hidrocarburos:</p> <p>Los aceites elaborados a partir de compuestos parafínicos e isoparafínicos se distinguen por su total transparencia. En contraste, los aceites con componentes nafténicos pueden adoptar tonalidades que oscilan entre un amarillo pálido y un matiz amarillento con leves matices verdosos. Por otro lado, aquellos que contienen hidrocarburos aromáticos se manifiestan en una gama cromática que varía desde un anaranjado rojizo hasta un marrón intenso. La evaluación del color se efectúa mediante el método ASTM D-1500, estableciendo un límite máximo de 0,5, que se asocia con un tono amarillo suave.</p> |
|--------------|---|

Fuente: Gonzáles L. E. (2021)

Tabla 4

Propiedades eléctricas del aceite

| PROPIEDADES ELÉCTRICAS | |
|-------------------------------|--|
| Factor de potencia | El factor de potencia permite cuantificar las pérdidas de corriente en los equipos durante su funcionamiento. Estas pérdidas son generadas por la presencia de compuestos polares en el aceite, lo que a su vez puede causar incrementos inusuales de temperatura en los equipos cuando están sometidos a carga. |
| Rigidez dieléctrica | La capacidad de aislamiento eléctrico de un fluido dieléctrico se determina por el umbral crítico de ruptura: la tensión mínima requerida para generar una descarga disruptiva en su matriz molecular. Este parámetro define su eficacia como barrera contra flujos electrónicos no controlados, siendo indicador directo de su integridad operativa bajo estrés electromagnético. La intrusión de agentes externos (humedad, micropartículas conductoras o residuos carbonizados) actúa como factor degradante, creando microcanales preferenciales que comprometen su rendimiento aislante. Por lo tanto, la mejor manera de verificar la presencia de contaminantes en el aceite es mediante la medición de su rigidez dieléctrica; un valor alto de resistencia dieléctrica sugiere que el aceite está libre de contaminantes. |

Fuente: Gonzáles L. E. (2021)

Tabla 5

Propiedades químicas del aceite

| PROPIEDADES QUÍMICAS | |
|-----------------------------------|--|
| Estabilidad a la oxidación | La estabilidad a la oxidación es esencial para los aceites dieléctricos, que pueden estar expuestos a altas temperaturas, aire y metales catalizadores. Estas condiciones pueden provocar la formación de lodos y ácidos, que deterioran el aceite y reducen su capacidad aislante, causando pérdidas eléctricas. Por lo tanto, es crucial utilizar aceites refinados con alta estabilidad química y resistencia a la oxidación para garantizar su eficacia a largo plazo. |

Fuente: Gonzáles L. E. (2021)

2.4 Estimación de la edad del transformador a través de modelos matemáticos

El deterioro del aislamiento del transformador indica la esperanza de vida de los transformadores. La vida útil de un transformador se estima en función del compuesto de furanos. El concepto de edad del transformador se lo puede clasificar como natural o de aislamiento. La edad natural hace referencia al periodo en que el transformador ha estado en funcionamiento real, mientras que la edad de aislamiento refleja el grado de envejecimiento del equipo representado por su condición de aislamiento. El papel aislante nuevo tiene un DP de 1100 a 1500, este se degrada hasta el final de su vida cuando el DP alcanza los 200.

La edad del aislamiento del transformador se puede predecir por el grado de deterioro del papel impregnado de aceite y existe una relación entre el furfuraldehído (2 FAL) y el grado de polimerización (DP) representado por el índice de correlación 0,9959. 2FAL se emplea ampliamente en el modelado para evaluación del grado de polimerización Yandi R. et al. (2023).

El porcentaje de vida usada es expresada en base a la ecuación 9 de McNutt:

$$\% \text{ de vida usada} = 482.2 - 166.1 \times \log(DP) \quad (9)$$

Donde:

% de vida usada: representa el porcentaje de vida usada.

482.2: constante representa punto base para cálculo de % de vida usada.

-166.1: constante indica que, si el log de DP aumenta, el % de vida usada disminuye.

log: indica que la relación entre el DP y el % de vida usada no es lineal.

DP: Grado de polimerización

La relación entre el grado de polimerización y la edad del aislamiento se determina por la fórmula empírica de Manoj Kumar Pradhab:

$$\text{Vida útil transcurrida} = L = 20,5 \times \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) \text{ años} \quad (10)$$

Donde:

L: representa la edad del transformador en años.

DP: grado de polimerización del papel.

1100: representa el grado medio inicial de polimerización del papel impregnado de aceite de un transformador nuevo.

20,5: representa la vida norma mínima del aislamiento según la IEEE Std C57.12.00

Estudio también estiman el tiempo de vida del transformador usando 2FAL. En la tabla 6 se muestra la comparación del modelo de envejecimiento de transformadores. Determina la edad de aislamiento del transformador. El componente 2FAL tiene una unidad en partes por billón (ppb).

Tabla 6

Ecuaciones matemáticas para la determinación del envejecimiento del transformador

| Autor | Ecuación de envejecimiento del transformador |
|---------------------|---|
| Xue Chendong | $L = \frac{1.83 + \log (2FAL)}{0.058} años$ |
| Suhong Chen | $L = \frac{1.31 + \log (2FAL)}{0.05} años$ |
| Lin Chaohui, et al | $L = \frac{2.2680 + \log (2FAL)}{0.07624} años$ |
| McNutt | $L = \frac{2.903 - \log (DP)}{0.6021} \times 20.5 años$ |
| Manoj Kumar Pradhan | $L = 20.5 \times \ln \left(\frac{1100}{DP} \right) años$ |

Fuente: Yandi R. et al. (2023).

El valor del DP puede ser determinado en un laboratorio, por lo que requiere obtener muestras de papel de los devanados, lo cual no es viable mientras el transformador está en operación. Una alternativa es estimar el valor de DP utilizando los datos históricos de carga del transformador Fors J. & Istad M. (2020).

La variación del DP a lo largo del tiempo puede expresarse mediante la ecuación 11:

$$\frac{1}{DP_{final}} - \frac{1}{DP_{inicio}} = \int_{inicio}^{final} dt A(t) e^{-\frac{E_a}{RT(t)}} \quad (11)$$

Donde:

DP_{inicio} y DP_{final} : son valores del DP en los puntos inicial y final del periodo de tiempo.

t : es el tiempo.

$A(t)$: es un factor que depende del contenido de humedad y oxígeno en el aceite.

E_a : es la energía de activación.

R : es la contante de gas universal.

$T(t)$: es la temperatura a la que se expone el papel.

La ecuación (11) se emplea para determinar el valor de DP actual a partir del valor DP cuando se puso en servicio el transformador normalmente un valor DP de 1000.

2.5 Lógica difusa

La lógica difusa es un método de control que ha demostrado mejoras significativas en comparación con la lógica booleana clásica. A diferencia de la lógica booleana, que utiliza valores binarios cerrados (0 o 1), la lógica difusa opera con valores intermedios como 0.1, 0.5, 0.9. Este enfoque refleja mejor la forma en que los seres humanos toman decisiones, que no nos basamos únicamente en valores exactos o binarios Cuji C.C. & Mediavilla E. A. (2022) Fue formulada por el matemático e ingeniero Lotfi A. Zadeh en 1965 y ha sido ampliamente aplicada en diversos campos, como la inteligencia artificial, la robótica, el control de sistemas, la toma de decisiones y la ingeniería Jaramillo L. A. (2024).

2.5.1 Formulación de membresía

Cada entidad flexible opera mediante un perfil de adhesión escalonada que calibra un índice de integración progresiva (entre 0 y 1) para cada componente de su dominio. Este índice determina cuantitativamente la afinidad operativa del elemento con las propiedades nucleares del sistema, donde 0 refleja exclusión categórica y 1 integración absoluta. Las funciones de membresía más comunes en la literatura incluyen funciones triangulares, trapezoidales, gaussianas y funciones S. Estas funciones reflejan la naturaleza borrosa e imprecisa de las relaciones entre conjuntos, especialmente en situaciones donde las fronteras entre categorías no están claramente definidas Vásquez L. A. (2024).

2.5.2 Diferencia entre conjunto clásico y difuso

La lógica de espectro variable supera los sistemas de clasificación binaria tradicionales al operar bajo un paradigma de afinidad escalable. A diferencia de los modelos rígidos que fuerzan elecciones absolutas (incluir/excluir), este marco conceptual opera mediante coeficientes de asociación que cuantifican la relación de un elemento con un dominio específico en escala continua [0,1]. Cada entidad se evalúa mediante una función de vinculación progresiva (FVP), dispositivo matemático que asigna un índice de compatibilidad contextualizado, reflejando su alineación con *patrones flexibles*. Esta FVP, designada como $\Phi_D(\varepsilon)$ para un dominio D y elemento ε , actúa como núcleo decisorio en entornos donde las fronteras categóricas son permeablemente adaptativas. Esta flexibilidad permite modelar situaciones donde las fronteras entre categorías no están claramente definidas, ofreciendo una herramienta poderosa para el análisis de sistemas complejos y ambiguos Gárrido A. (2020).

2.5.3 Funciones de pertenencia

La función de pertenencia de un conjunto difuso se define como un conjunto de pares ordenados, descritos de la siguiente manera en la ecuación 12:

$$F = \{(\mu, \mu_F(\mu)) | \mu \in U\} \dots \quad (12)$$

Donde $\mu_F(\mu)$ indica el grado en que el valor μ de la variable U está incluido en el concepto representado por la etiqueta F . Por ejemplo U podría representar la temperatura; μ , su valor numérico, y $\mu_F(\mu)$, el grado de pertenencia que tiene hacia conceptos como caliente, tibio o frío, donde estos últimos serían las etiquetas, conceptos o conjuntos difusos. La variable U se denomina universo de discurso, y representa la dimensión de todos los valores numéricos de μ García M. G. & Moncada L. F. (2022).

Las principales funciones de pertenencia son las siguientes:

2.5.3.1 Función Triangular

La función triangular se define en la ecuación (13) y se representa en la figura 7.

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, & \text{si}(x \leq a) \\ \frac{x-a}{m-a}, & \text{si}(a < x \leq m) \\ \frac{b-x}{b-m}, & \text{si}(m < x < b) \\ 0, & \text{si}(x \geq b) \end{cases} \quad (13)$$

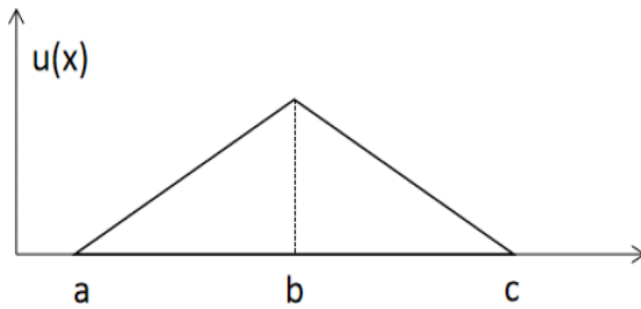


Figura 7. Función Triangular

Fuente: Jiang M. et al. (2023)

La función de pertenencia triangular difusa es una de las más empleadas en los sistemas basados en lógica difusa y puede describir con precisión el grado en el que una muestra pertenece a una categoría. Donde a y c denotan las dos bases del triángulo, y b denota la altura del triángulo Jiang M. et al. (2023).

2.5.3.2 Función Trapezoidal

La función de gradación escalonada se define mediante cuatro parámetros ordenados: *el umbral de base (α), donde comienza la membresía; el punto de estabilización inicial (β), donde alcanza su máximo; el punto de estabilización terminal (γ), donde empieza a disminuir; y el umbral de saturación (δ), donde se desvanece. Estos parámetros, que cumplen $\alpha < \beta < \gamma < \delta$, modelan transiciones suaves entre inclusión y exclusión, capturando la naturaleza gradual de la pertenencia en sistemas con incertidumbre. Ideal para representar grados intermedios, esta función es clave en lógica difusa y toma de decisiones bajo ambigüedad Prajapati S. & Fernandez E. (2020).*

La función trapezoidal se describe mediante la ecuación (14) y se representa en la figura 8.

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, & \text{si } (x < a) \text{ o } (x > d) \\ \frac{x - a}{b - a}, & \text{si } (a \leq x \leq b) \\ 1, & \text{si } (b \leq x < c) \\ \frac{d - x}{d - c}, & \text{si } (c \leq x \leq d) \end{cases} \quad (14)$$

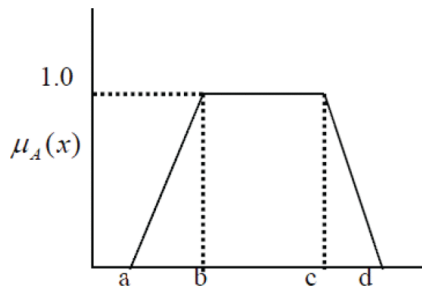


Figura 8. Función Trapezoidal

Fuente: Prajapati S. & Fernandez E. (2020)

2.5.3.3 Función Gaussiana

La función de pertenencia gaussiana generalmente se expresa como Gaussian ($x: \mu, \sigma$) y se define como:

$$\mu(x) = e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (15)$$

donde μ y σ corresponden a la media y la desviación estándar, respectivamente. En este contexto μ define el centro, σ la amplitud, y α actúa como el factor de suavización. Dependiendo de los valores de estos parámetros, se pueden obtener diferentes formas de funciones de pertenencia Gaussianas MFs Prajapati S. & Fernandez E. (2020).

Si se introduce un factor de suavización α , que modifica la desviación estándar de acuerdo con la ecuación 16:

$$\sigma' = \alpha * \sigma \quad (16)$$

El parámetro α actúa como un escalador de la dispersión de la función, afectando la amplitud y la forma de la campana gaussiana.

Con los valores específicos proporcionados:

$$\mu = 5$$

$$\sigma = 0.5$$

$$\alpha = 2$$

La nueva desviación estándar sería:

$$\sigma' = 2 * 0.5 = 1$$

Y se ilustra en la figura 9 de la siguiente manera:

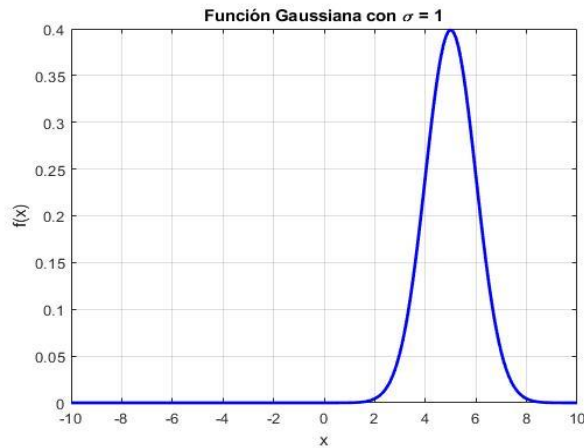


Figura 9. Función Gaussiana con desviación estándar 1

Fuente: Prajapati S. & Fernandez E. (2020)

Esto implica que la función gaussiana tendrá un pico máximo en $x = 5$ y la forma de la curva se hará más ancha y suave debido al factor de suavización ya que una mayor desviación estándar σ se dispersa la función. Así también los valores se atenúan más lentamente lejos del centro.

Si se reduce el factor de suavización a valores menores a la unidad, la función se vuelve más puntiaguda, y si se lo aumenta la función se aplanará y se extenderá mucho más.

El mismo procedimiento se aplica para la función gaussiana de la figura 10 y figura 11 a partir de los valores indicados a continuación:

Para fig. 10:

$$\mu = 5$$

$$\sigma = 2$$

$$\alpha = 2$$

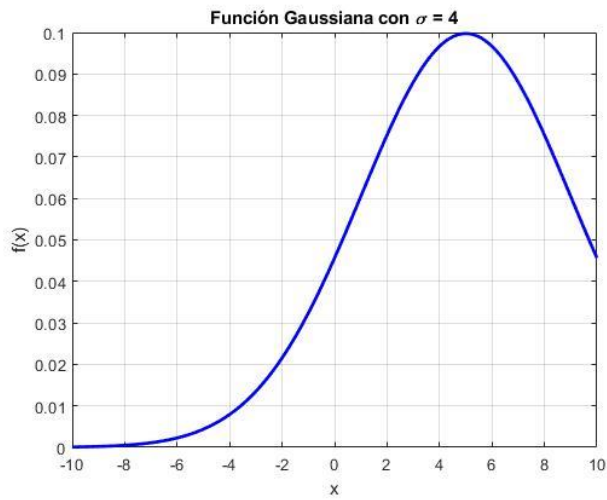


Figura 10. Función Gaussiana con desviación estándar 4

Fuente: Prajapati S. & Fernandez E. (2020)

Para fig. 11:

$$\mu = 5$$

$$\sigma = 5$$

$$\alpha = 2$$

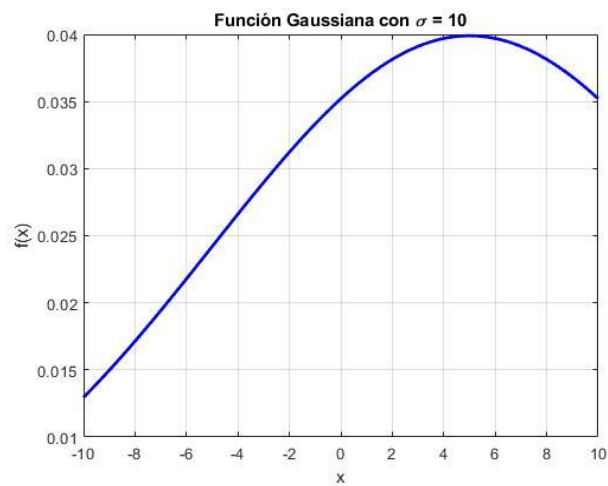


Figura 11. Función Gaussiana con desviación estándar 10

Fuente: Prajapati S. & Fernandez E. (2020)

2.5.4 Operaciones difusas

Las tres operaciones básicas definidas para los conjuntos convencionales pueden ser generalizadas para su aplicación en conjuntos difusos y son las siguientes: unión (OR), intersección (AND) y complemento (NOT) Reyna R. R. & Puente R. I. (2021).

2.5.4.1 Operaciones básicas

A continuación, se presentan las operaciones básicas establecidas para conjuntos difusos como se indica en la figura 12:

Unión: la función característica de la unión de dos conjuntos difusos $A \cup B$ se define de la siguiente manera:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (17)$$

Intersección: la función característica de la intersección de dos conjuntos difusos se define de la siguiente manera:

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (18)$$

Complemento: la función característica del conjunto complementario \bar{A} se define de la siguiente manera:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (19)$$

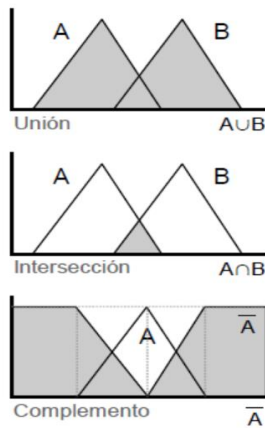


Figura 12. Operadores estándar en conjuntos difusos

Fuente: Ramos V. H. (2020).

2.5.4.2 T-normas y T-conormas

Los operadores de convergencia (clasificados como funciones de agregación sintética en sistemas flexibles) funcionan como herramientas de precisión escalable para modelar ambigüedades interconectadas. Su rol crítico radica en cuantificar niveles de adhesión compuesta cuando entidades pertenecientes a clusters flexibles coexisten en espacios superpuestos. Actuando como protocolos de fusión binaria, estos dispositivos procesan dos coeficientes de vinculación iniciales –representando afinidades parciales– para sintetizar un índice unificado que codifica la intensidad de cohesión en la zona de interacción compartida. Estas funciones-C (base de los esquemas de racionalidad graduada) operan como arquitectos de precisión relativa en entornos donde los límites categóricos son inherentemente porosos. Este mecanismo permite modelar de manera precisa la superposición o coincidencia entre conjuntos difusos, facilitando el análisis de relaciones y la toma de decisiones en contextos donde la incertidumbre y la ambigüedad están presentes Alaminos A. (2023).

Definición matemática T-norma: dado los elementos $x, y, z, w \in [0, 1]$, una operación binaria escrita como $x \Delta y$ Valencia S. A. (2020).

$$\Delta: [0, 1] \times [0, 1] \rightarrow [0, 1] \quad (20)$$

Se dice una T-norma si cumple las siguientes condiciones:

1 debe comportarse como identidad, es decir $1 \Delta x = x$

Δ es conmutativa, es decir $x \Delta y = y \Delta x$

Δ es asociativa $x \Delta (y \Delta z) = (x \Delta y) \Delta z$

Δ es monótona creciente, es decir si $x \leq w$ y $y \leq z$ entonces: $x \Delta y \leq w \Delta z$

Las funciones de fusión maximal (denominadas S-operadores en teoría de conjuntos flexibles) actúan como mecanismos de combinación expansiva, extrapolando el principio de inclusión total de la teoría clásica a escenarios de ambigüedad controlada. Estas herramientas cuantifican la intensidad de vinculación cuando dos dominios borrosos interactúan, generando un espectro de adhesión compuesto. Al igual que sus contrapartes restrictivas (los operadores de intersección generalizada), estos dispositivos S configuran la columna vertebral de los sistemas de razonamiento aproximado, siendo críticos para modelar protocolos de decisión bajo incertidumbre. La selección estratégica de un S-operador condiciona radicalmente la eficacia de modelos predictivos y sistemas adaptativos, pues define los patrones de sinergia entre variables en contextos donde la precisión absoluta es una ilusión operativa. Este enfoque permite

una mayor flexibilidad y precisión en la modelación de sistemas complejos Alaminos A. (2023). Definición matemática T-conorma: dado los elementos $x, y, z, w \in [0, 1]$, una operación binaria escrita como $x \nabla y$ Valencia S. A. (2020).

$$\nabla: [0, 1] \times [0, 1] \rightarrow [0, 1] \quad (21)$$

Se dice que una T-conorma si cumple las siguientes condiciones:

0 debe comportarse como identidad, es decir $0 \nabla x = x$

∇ es conmutativa, es decir $x \nabla y = y \nabla x$

∇ es asociativa $x \nabla (y \nabla z) = (x \nabla y) \nabla z$

∇ es monótona creciente, es decir si $x \leq w$ y $y \leq z$ entonces: $x \nabla y \leq w \nabla z$

2.5.5 Sistemas de inferencia difuso

La inferencia difusa es un proceso mediante el cual se adquiere nuevo conocimiento utilizando lógica difusa. Un sistema de inferencia difuso se le define como un conjunto de reglas o principios que incorpora las opiniones y experiencias de expertos que poseen conocimientos en un área específica. La construcción de un sistema de inferencia implica una serie de pasos no convencionales, pero que se pueden resumir de la siguiente manera: identificación de las variables lingüísticas de entrada y la variable de salida, formulación de las reglas difusas y defusificación Ortigosa M. (2022). En la figura 13 se expone el proyecto general de un sistema de inferencia difuso:

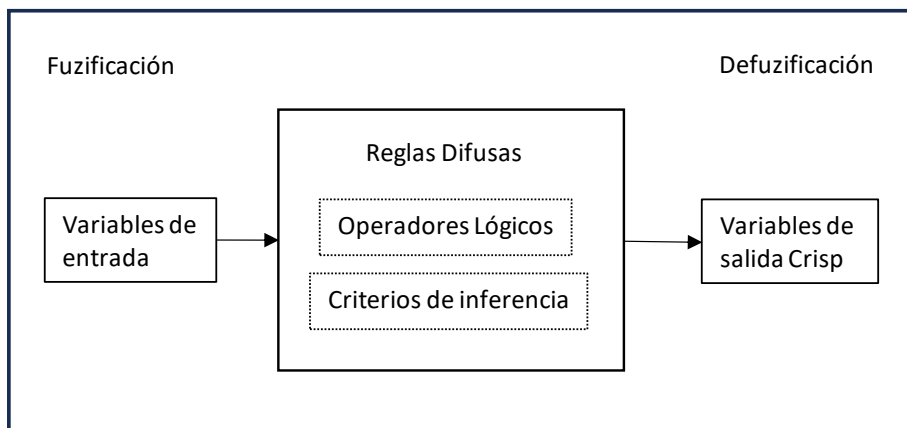


Figura 13. Sistema de inferencia difuso

Fuente: Ortigosa M. (2022)

2.5.6 Modelos de efectos olvidados

La teoría de los efectos olvidados desarrollada por Kaufmann y Gil Aluja permite conocer las relaciones de incidencia que no siempre pueden resultar fáciles de detectar cuando se realiza un estudio de causalidad entre diferentes elementos.

Para realizar este proceso se parte de la existencia de dos conjuntos de elementos:

$$A = \{a_1, a_2, a_3, \dots, a_n\} \text{ CAUSAS}$$

$$B = \{b_1, b_2, b_3, \dots, b_m\} \text{ EFECTOS}$$

Donde se considera que el elemento (a_i) influye en (b_j) si la función de pertenencia del par a_i, b_j toma un valor en el rango de $(0, 1)$. Esto significa que el grado de influencia de cada a_i sobre cada b_j se puede representar mediante una función específica.

$$\mu: AXB \rightarrow [0, 1] \tag{22}$$

De tal manera que:

$$\forall (a_i, b_j) \in AXB; \mu(a_i, b_j) \in [0, 1] \tag{23}$$

El sistema emplea μ como operador cuantitativo que mapea interacciones en un espacio bidimensional, generado a partir de correlaciones entre pares de datos estudiados. Este constructo da origen al Diagrama de Influencia Primaria (referenciado en la figura 14), donde se visualiza cómo los elementos del grupo (A) (orígenes catalíticos) generan impactos escalables sobre los componentes de (B) (manifestaciones resultantes), revelando gradientes de intensidad en sus nexos operativos Cabrera J. et al., (2023).

| | b_1 | b_2 | b_3 | b_4 | ... | b_n |
|----------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------|----------------|
| a_1 | $\mu_{a_1b_1}$ | $\mu_{a_1b_2}$ | $\mu_{a_1b_3}$ | $\mu_{a_1b_4}$ | ... | $\mu_{a_1b_n}$ |
| a_2 | $\mu_{a_2b_1}$ | $\mu_{a_2b_2}$ | $\mu_{a_2b_3}$ | $\mu_{a_2b_4}$ | ... | $\mu_{a_2b_n}$ |
| a_3 | $\mu_{a_3b_1}$ | $\mu_{a_3b_2}$ | $\mu_{a_3b_3}$ | $\mu_{a_3b_4}$ | ... | $\mu_{a_3b_n}$ |
| a_4 | $\mu_{a_4b_1}$ | $\mu_{a_4b_2}$ | $\mu_{a_4b_3}$ | $\mu_{a_4b_4}$ | ... | $\mu_{a_4b_n}$ |
| a_5 | $\mu_{a_5b_1}$ | $\mu_{a_5b_2}$ | $\mu_{a_5b_3}$ | $\mu_{a_5b_4}$ | ... | $\mu_{a_5b_n}$ |
| \vdots | \vdots | \vdots | \vdots | \vdots | \vdots | \vdots |
| a_n | $\mu_{a_nb_1}$ | $\mu_{a_nb_2}$ | $\mu_{a_nb_3}$ | $\mu_{a_nb_4}$ | ... | $\mu_{a_nb_n}$ |

Figura 14. Matriz de incidencias directas

Fuente: Cabrera J. et al., (2023)

Se establece por lo tanto una relación de causas y efectos (causalidad), definida por la matriz $[M]$ en base al criterio de juicio de expertos:

$$[M] = \{ \mu_{a_i b_j} \in [0, 1] / i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m \} \quad (24)$$

La matriz $[M]$ opera como núcleo analítico al integrar aproximaciones sobre las interacciones dinámicas entre los elementos de A hacia B. No obstante, el sistema requiere definir una estructura matricial de incidencias que cartografie exhaustivamente las dependencias causales, para lo cual se propone un enfoque metodológico basado en el desarrollo de matrices complementarias configuradas bajo los criterios:

$$[A] = \{ \mu_{a_i a_j} \in [0, 1] / i, j = 1, 2, \dots, n \} \quad (25)$$

$$[B] = \{ \mu_{b_i b_j} \in [0, 1] / i, j = 1, 2, \dots, m \} \quad (26)$$

Estas matrices son cuadradas reflexivas, es decir:

$$\mu_{a_i a_j} = 1 \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (27)$$

$$\mu_{b_i b_j} = 1 \forall j = 1, 2, \dots, m \quad (28)$$

Donde los elementos de la diagonal principal son iguales a 1 y representan la relación que cada elemento tiene consigo mismo. Por otra parte, las matrices $[A]$ y $[B]$ carecen de simetría pues la relación en algún subíndice es distinta.

$$\mu_{a_i a_j} \neq \mu_{a_j a_i} \quad (29)$$

$$\mu_{b_i b_j} \neq \mu_{b_j b_i} \quad (30)$$

Establecidas las tres matrices $[M]$, $[A]$ y $[B]$ se procede a identificar las relaciones de causalidad indirectas utilizando el operador max-min.

$$[M^*] = [A] \circ [M] \circ [B] \quad (31)$$

Con la obtención de la matriz $[M^*]$, se da paso a una resta algebraica con la matriz $[M]$, generando la matriz $[O]$, la cual representa los efectos olvidados.

CAPITULO 3

3. SITUACIÓN ACTUAL

3.1 Desafíos actuales de las redes eléctricas de la Centrosur

La Empresa Eléctrica Centrosur, en su plan estratégico para el período 2022-2025, se ha propuesto consolidarse como una organización líder en Latinoamérica, reconocida por su excelencia en la prestación de servicios de energía eléctrica y alumbrado público, así como por su compromiso con la satisfacción del usuario y el desarrollo social. Para alcanzar esta visión, la empresa ha definido cuatro pilares fundamentales: la transformación empresarial, la modernización de su infraestructura de red, la implementación de soluciones digitales avanzadas y la gestión eficiente de proyectos.

Dentro de sus objetivos estratégicos, destaca la modernización de la red eléctrica, la cual implica la adopción de tecnologías de comunicación de última generación y la instalación de sensores inteligentes que permiten monitorear, controlar y actuar de manera proactiva ante cualquier eventualidad. Asimismo, se contempla el análisis y procesamiento de grandes volúmenes de datos, lo que facilitará una interacción más dinámica y eficiente entre los generadores de energía y los consumidores conectados a la red de distribución. Estas innovaciones se traducirán en una mayor confiabilidad, eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico, además de fortalecer la seguridad operativa y promover la sostenibilidad a largo plazo.

3.2 Estructura actual del sistema de mantenimiento

Las figuras 15 y 16 muestran la estructura organizacional de las Direcciones de Distribución (DIDIS) y de la dirección de Morona Santiago (DIMS), encargadas del mantenimiento dentro del área de concesión de la Centrosur.

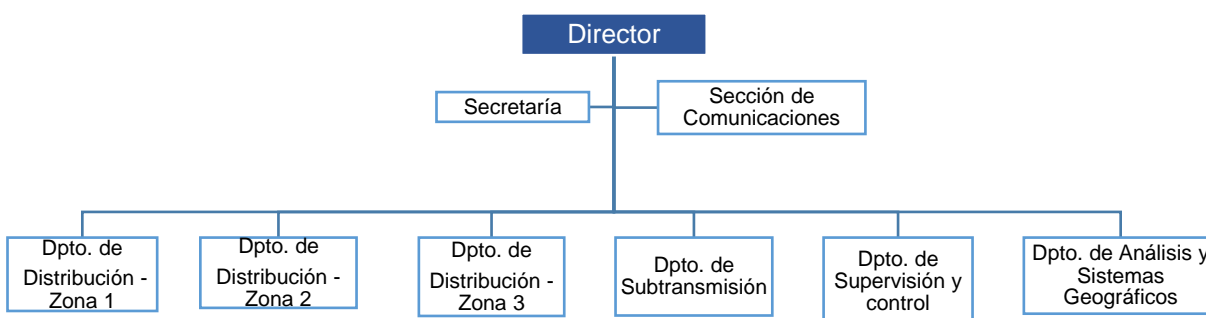


Figura 15. Dirección de distribución

Fuente: Centrosur

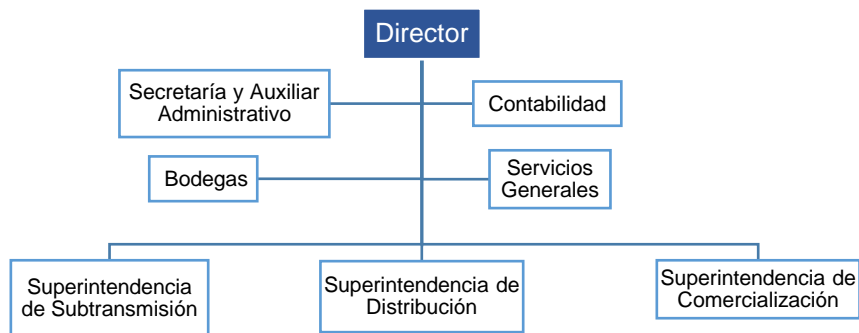


Figura 16. Dirección Morona Santiago (DIMS)

Fuente: Centrosur

3.3 Área de concesión de la Empresa Eléctrica Centrosur

El ámbito operativo de la Empresa Eléctrica Centrosur se distribuye en 30.273,40 km², representando aproximadamente el 11,77% de la superficie del país. Morona Santiago concentra el 64,96% de esta extensión (19.666 km²), aunque en localidades como Huamboya, Pablo Sexto y Gualaquiza el suministro es intermitente. La provincia de Azuay ocupa el 26,19% del área total (7.928 km²), seguida por Cañar con un 8,12%, excluyendo las jurisdicciones de Azogues y Déleg. Este despliegue contrasta con la realidad demográfica: mientras Morona Santiago domina geográficamente, Azuay alberga la mayor densidad de usuarios activos dentro de su porción territorial más reducida. Esta disparidad geográfica evidencia una marcada concentración de demanda energética en zonas urbanas y semiurbanas de la región azuaya, pese a su menor cobertura espacial

La operación de Centrosur se extiende de forma periférica a territorios anexos: El Triunfo y Naranjal (Guayas), junto con Saraguro (Loja), que en conjunto representan apenas el 0.72% de su cobertura total (219 km²). Estos enclaves, ubicados fuera de su zona nuclear de servicio, evidencian una expansión estratégica interprovincial, aunque su contribución territorial marginal contrasta con la escala principal de su área de influencia

La figura 17 muestra el mapa del área de concesión asignada a la Empresa Eléctrica Centrosur para la prestación del servicio eléctrico.

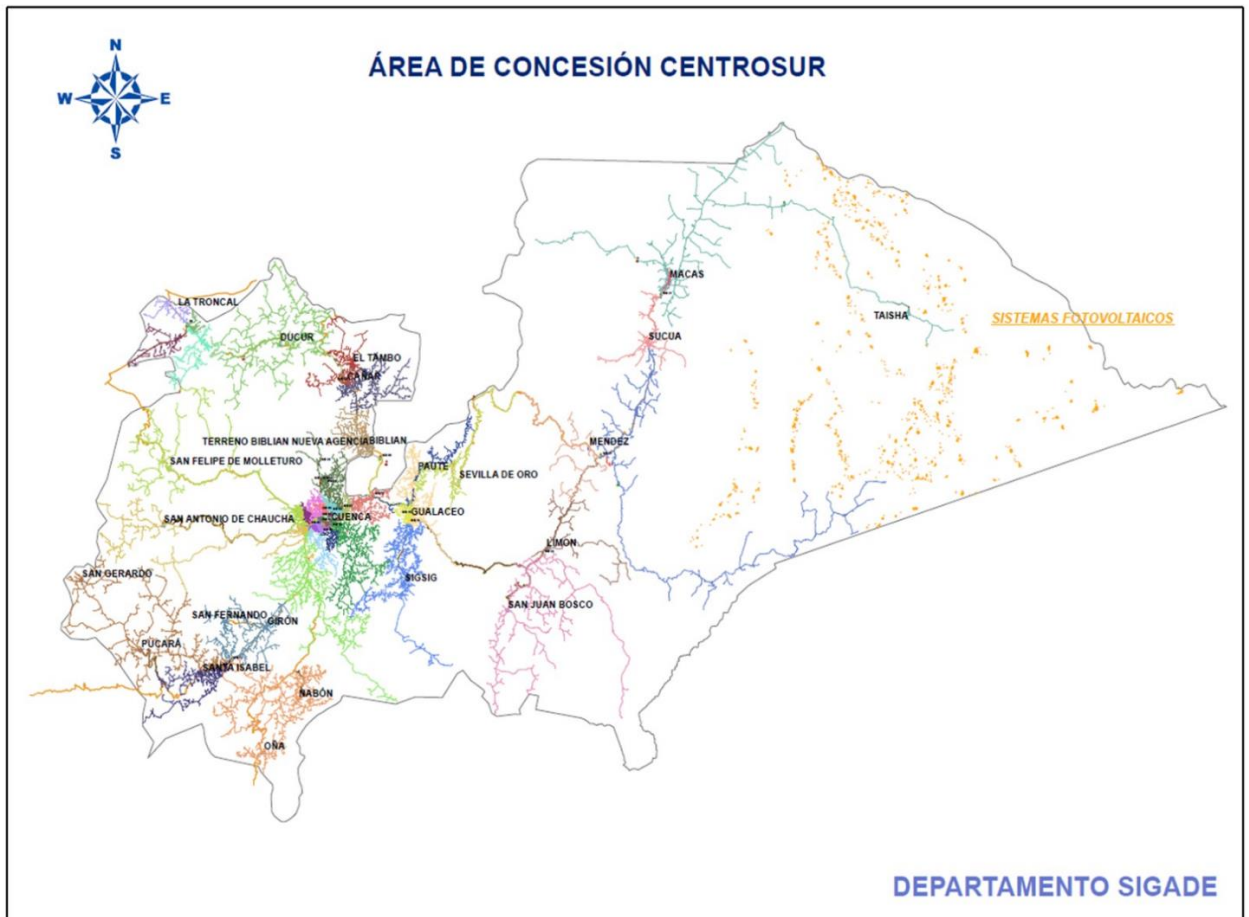


Figura 17. Mapa del área de servicio de Centrosur

Fuente: Centrosur

3.4 Descripción de la flota de transformadores del Alimentador 0325

El alimentador 0325 pertenece a la subestación 03 de la Empresa Eléctrica Centrosur, se encuentra distribuido en el cantón Cuenca, prestando servicio en gran parte a la parroquia Totoracocha y una pequeña parte a la parroquia Monay en la Av. Max Uhle hasta la Av. Gonzáles Suárez como se observa en la figura 18.

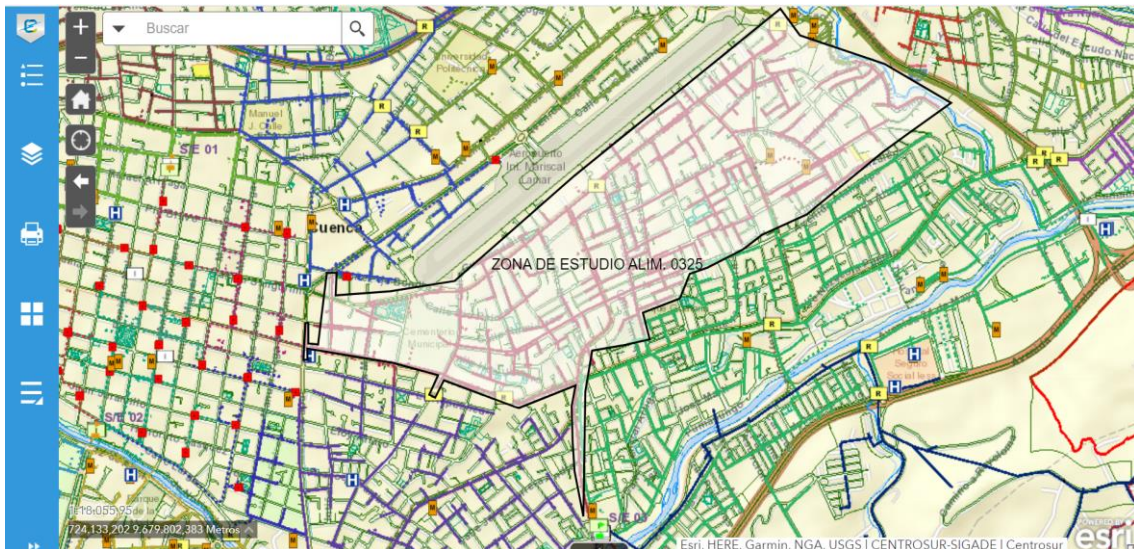


Figura 18. Ubicación Geográfica del Alim. 0325

Fuente: Geovisor técnico Centrosur

Este alimentador es de tipo aéreo, opera a un nivel de voltaje de 22 KV, y el sistema tiene una longitud de 29,76 km, de los cuales 3,29 km son de red monofásica y 26,47 de red trifásica.

El sistema cuenta con una potencia instalada de 18,7 kVA, soportada por una red de 74 transformadores de fase única y 238 transformadores de tres fases. Esta configuración permite abastecer de energía a un total de 9450 usuarios, tal y como se refleja en la tabla 7.

Tabla 7

Datos técnicos de los transformadores de CENTROSUR por alimentador y Zonas

| TRANSFORMADORES POR ALIMENTADOR | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------|---|-------|----------|--------------|----------|--------------|----------|--------------|-------|-----------|
| VOLTAJE | ZONA | 1 | ALIM. | M.FASICO | KVA M.FASICO | B.FASICO | KVA B.FASICO | T.FASICO | KVA T.FASICO | TOTAL | KVA TOTAL |
| | | | NULOS | 42 | 1270 | 2 | 87,5 | 61 | 19699 | 105 | 21056,50 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 101 | 0 | 0 | 2 | 75 | 28 | 4772,5 | 30 | 4847,50 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 102 | 0 | 0 | 1 | 37,5 | 41 | 5660 | 42 | 5697,50 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 3180 | 17 | 3180,00 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 104 | 0 | 0 | 9 | 325 | 63 | 5037,5 | 72 | 5362,50 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 201 | 0 | 0 | 3 | 100 | 30 | 3797,5 | 33 | 3897,50 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 202 | 0 | 0 | 1 | 15 | 42 | 5750 | 43 | 5765,00 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 203 | 0 | 0 | 1 | 25 | 21 | 3625 | 22 | 3650,00 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 204 | 0 | 0 | 2 | 75 | 86 | 9405 | 88 | 9480,00 |
| 6,3 | ZONA 1 | | 205 | 0 | 0 | 5 | 225 | 71 | 6797,5 | 76 | 7022,50 |

| | | | | | | | | | | |
|----|---------|------|------|---------|---|---|-----|---------|------|----------|
| 22 | ZON A 3 | 321 | 1020 | 16300 | 0 | 0 | 76 | 4907,5 | 1096 | 21207,50 |
| 22 | ZON A 2 | 322 | 198 | 5752,5 | 0 | 0 | 124 | 16040 | 322 | 21792,50 |
| 22 | ZON A 3 | 323 | 65 | 1752,5 | 0 | 0 | 131 | 11122,5 | 196 | 12875,00 |
| 22 | ZON A 3 | 324 | 42 | 990 | 0 | 0 | 146 | 12535 | 188 | 13525,00 |
| 22 | ZON A 2 | 325 | 74 | 2150 | 0 | 0 | 238 | 16550 | 312 | 18700,00 |
| 22 | ZON A 2 | 421 | 11 | 140 | 0 | 0 | 52 | 13994 | 63 | 14134,00 |
| 22 | ZON A 2 | 422 | 76 | 1840 | 0 | 0 | 133 | 12270 | 209 | 14110,00 |
| 22 | ZON A 2 | 423 | 378 | 10127,5 | 0 | 0 | 144 | 8767 | 522 | 18894,50 |
| 22 | ZON A 2 | 424 | 44 | 1102,5 | 0 | 0 | 102 | 9154,5 | 146 | 10257,00 |
| 22 | ZON A 2 | 425 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 12000 | 7 | 12000,00 |
| 22 | ZON A 2 | 426 | 10 | 302,5 | 0 | 0 | 82 | 20809,5 | 92 | 21112,00 |
| 22 | ZON A 2 | 427 | 440 | 10297,5 | 0 | 0 | 104 | 12525 | 544 | 22822,50 |
| 22 | ZON A 1 | 428 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2000 | 1 | 2000,00 |
| 22 | ZON A 3 | 521 | 469 | 8705 | 0 | 0 | 71 | 6787,5 | 540 | 15492,50 |
| 22 | ZON A 1 | 522 | 94 | 2642,5 | 0 | 0 | 126 | 11750 | 220 | 14392,50 |
| 22 | ZON A 1 | 523 | 67 | 2212,5 | 0 | 0 | 45 | 3507 | 112 | 5719,50 |
| 22 | ZON A 3 | 524 | 161 | 4277,5 | 0 | 0 | 133 | 12187 | 294 | 16464,50 |
| 22 | ZON A 3 | 525 | 609 | 12058 | 0 | 0 | 69 | 4727,5 | 678 | 16785,50 |
| 22 | ZON A 1 | 526 | 212 | 6160 | 0 | 0 | 136 | 11067,5 | 348 | 17227,50 |
| 22 | ZON A 1 | 527 | 768 | 13362,5 | 0 | 0 | 43 | 3720 | 811 | 17082,50 |
| 22 | ZON A 1 | 528 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2000 | 1 | 2000,00 |
| 22 | ZON A 1 | 529 | 63 | 1837,5 | 0 | 0 | 47 | 2792,5 | 110 | 4630,00 |
| 22 | ZON A 1 | 5210 | 94 | 3090 | 0 | 0 | 132 | 12767,5 | 226 | 15857,50 |
| 22 | ZON A 2 | 721 | 260 | 6802,5 | 0 | 0 | 102 | 8122,5 | 362 | 14925,00 |
| 22 | ZON A 2 | 722 | 291 | 6012,5 | 0 | 0 | 73 | 6222 | 364 | 12234,50 |
| 22 | ZON A 2 | 723 | 468 | 8410 | 0 | 0 | 61 | 9420 | 529 | 17830,00 |
| 22 | ZON A 2 | 724 | 136 | 2637,5 | 0 | 0 | 28 | 7967,5 | 164 | 10605,00 |
| 22 | ZON A 3 | 821 | 112 | 2862,5 | 0 | 0 | 304 | 21090 | 416 | 23952,50 |
| 22 | ZON A 3 | 822 | 129 | 3080 | 0 | 0 | 190 | 16307,5 | 319 | 19387,50 |
| 22 | ZON A 3 | 823 | 342 | 5147,5 | 0 | 0 | 20 | 975 | 362 | 6122,50 |
| 22 | ZON A 3 | 824 | 254 | 5265 | 0 | 0 | 31 | 1730 | 285 | 6995,00 |
| 22 | ZON A 1 | 921 | 551 | 7622,5 | 0 | 0 | 64 | 3355 | 615 | 10977,50 |
| 22 | ZON A 2 | 1221 | 739 | 14632,5 | 0 | 0 | 85 | 13065 | 824 | 27697,50 |
| 22 | ZON A 2 | 1222 | 431 | 6442,5 | 0 | 0 | 31 | 2607 | 462 | 9049,50 |
| 22 | ZON A 2 | 1223 | 566 | 8402,5 | 0 | 0 | 23 | 1010 | 589 | 9412,50 |
| 22 | ZON A 2 | 1224 | 3 | 30 | 0 | 0 | 1 | 30 | 4 | 60,00 |
| 22 | ZON A 3 | 1321 | 3 | 25 | 0 | 0 | 7 | 2100 | 10 | 2125,00 |
| 22 | ZON A 3 | 1322 | 2 | 15 | 0 | 0 | 21 | 2435 | 23 | 2450,00 |
| 22 | ZON A 3 | 1323 | 837 | 12198 | 0 | 0 | 63 | 5695 | 900 | 17893,00 |
| 22 | ZON A 3 | 1421 | 996 | 18080,5 | 0 | 0 | 63 | 4195 | 1059 | 22275,50 |
| 22 | ZON A 3 | 1422 | 745 | 9065,5 | 0 | 0 | 19 | 1770 | 764 | 10835,50 |

| | | | | | | | | | | |
|------|---------|--------------|------------------|-------------------|--------------|---------------|-----------------|-------------------|------------------|-------------------|
| 22 | ZON A 3 | 1423 | 743 | 10965,5 | 0 | 0 | 38 | 1700 | 781 | 12665,50 |
| 22 | ZON A 3 | 1424 | 935 | 12784 | 0 | 0 | 40 | 9204,5 | 975 | 21988,50 |
| 22 | ZON A 3 | 1425 | 348 | 4355,5 | 0 | 0 | 17 | 1580 | 365 | 5935,50 |
| 22 | ZON A 2 | 1521 | 743 | 10113 | 0 | 0 | 41 | 2195 | 784 | 12308,00 |
| 22 | ZON A 2 | 1522 | 303 | 5845 | 0 | 0 | 130 | 8747 | 433 | 14592,00 |
| 22 | ZON A 2 | 1523 | 642 | 10222,5 | 0 | 0 | 101 | 7487,5 | 743 | 17710,00 |
| 22 | ZON A 2 | 1524 | 425 | 7510 | 0 | 0 | 56 | 3092,5 | 481 | 10602,50 |
| 22 | ZON A 1 | 1722 | 49 | 1450 | 0 | 0 | 14 | 1335 | 63 | 2785,00 |
| 22 | ZON A 1 | 1723 | 274 | 6142,5 | 0 | 0 | 77 | 6885 | 351 | 13027,50 |
| 22 | ZON A 1 | 1724 | 344 | 8165 | 0 | 0 | 75 | 8857 | 419 | 17022,00 |
| 22 | ZON A 1 | 1821 | 566 | 7542,5 | 0 | 0 | 33 | 1630 | 599 | 9172,50 |
| 22 | ZON A 1 | 1822 | 463 | 7712,5 | 0 | 0 | 38 | 4822,5 | 501 | 12535,00 |
| 22 | ZON A 1 | 1823 | 653 | 7816 | 0 | 0 | 7 | 425 | 660 | 8241,00 |
| 22 | ZON A 1 | 1824 | 168 | 3537,5 | 0 | 0 | 105 | 5995 | 273 | 9532,50 |
| 22 | ZON A 1 | 1825 | 254 | 3578 | 0 | 0 | 6 | 2230 | 260 | 5808,00 |
| 22 | DIMS | 2121 | 135 | 2646 | 0 | 0 | 99 | 7505 | 234 | 10151,00 |
| 22 | DIMS | 2122 | 145 | 2928 | 0 | 0 | 49 | 3245 | 194 | 6173,00 |
| 22 | DIMS | 2123 | 641 | 10750 | 0 | 0 | 67 | 3865 | 708 | 14615,00 |
| 22 | DIMS | 2125 | 15 | 335 | 0 | 0 | 102 | 8852,5 | 117 | 9187,50 |
| 22 | DIMS | 2127 | 420 | 7346,5 | 0 | 0 | 127 | 7720 | 547 | 15066,50 |
| 13,8 | DIMS | 2128 | 151 | 3190 | 0 | 0 | 64 | 3930 | 215 | 7120,00 |
| 13,8 | DIMS | 2211 | 116 | 1362,5 | 0 | 0 | 1 | 30 | 117 | 1392,50 |
| 13,8 | DIMS | 2212 | 267 | 3555,5 | 0 | 0 | 44 | 2225 | 311 | 5780,50 |
| 13,8 | DIMS | 2223 | 368 | 4201 | 0 | 0 | 20 | 1355 | 388 | 5556,00 |
| 13,8 | DIMS | 2311 | 398 | 4687 | 0 | 0 | 19 | 900 | 417 | 5587,00 |
| 13,8 | DIMS | 2312 | 582 | 7264 | 0 | 0 | 10 | 570 | 592 | 7834,00 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5011 | 168 | 3300,5 | 0 | 0 | 8 | 385 | 176 | 3685,50 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5012 | 356 | 10990 | 0 | 0 | 60 | 3635 | 416 | 14625,00 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5013 | 278 | 9020 | 0 | 0 | 76 | 5890 | 354 | 14910,00 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5014 | 323 | 7497,5 | 0 | 0 | 18 | 2085 | 341 | 9582,50 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5015 | 286 | 5230,5 | 0 | 0 | 9 | 2442,5 | 295 | 7673,00 |
| 13,8 | ZON A 1 | 5016 | 385 | 9547,5 | 0 | 0 | 30 | 2440 | 415 | 11987,50 |
| | | Total | 23.746,00 | 424.693,00 | 26,00 | 965,00 | 5.370,00 | 523.063,00 | 29.142,00 | 948.721,00 |

Fuente: Centrosur

3.5 Procesos de mantenimiento realizados en la Centrosur

De acuerdo con el Artículo 34 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), la Empresa Eléctrica Centrosur tiene la responsabilidad de gestionar la construcción, operación y mantenimiento de la construcción relacionada con la colocación y mercadeo de energía eléctrica. Para cumplir con esta obligación, la

empresa implementa un programa de mantenimiento integral que abarca toda la infraestructura eléctrica dentro de su zona de cobertura, incluyendo subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y sistemas de alumbrado público. Este plan garantiza la continuidad y calidad del servicio eléctrico en las áreas atendidas.

3.5.1 Actividades de mantenimiento

En CENTROSUR se llevan a cabo mantenimientos de tipo correctivo, preventivo y predictivo, los cuales se realizan con líneas energizadas o desenergizadas en media y baja tensión.

3.5.1.1 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo en las redes de media y baja tensión se enfoca en atender las fallas reportadas por los usuarios a través del Call Center de la empresa. Estas intervenciones son realizadas por personal técnico propio o con el apoyo de contratistas especializados en mantenimiento eléctrico.

Entre las tareas más comunes dentro del mantenimiento correctivo se encuentran el reemplazo de fusibles, seccionadores, tirafusibles, pararrayos y postes dañados, así como la reparación de conectores, acometidas y redes afectadas por eventos externos. También se incluyen ajustes en componentes de estaciones de transformación y la reparación de sistemas de alumbrado público. Estas acciones, en su mayoría, se llevan a cabo con las líneas desenergizadas para garantizar la seguridad del personal y la eficacia de las reparaciones. Este enfoque permite restablecer el servicio de manera rápida y segura, minimizando el impacto en los usuarios.

El procedimiento para realizar un mantenimiento correctivo a una estación de transformación, como tema de interés principal, se describe de la siguiente manera en la figura 19:

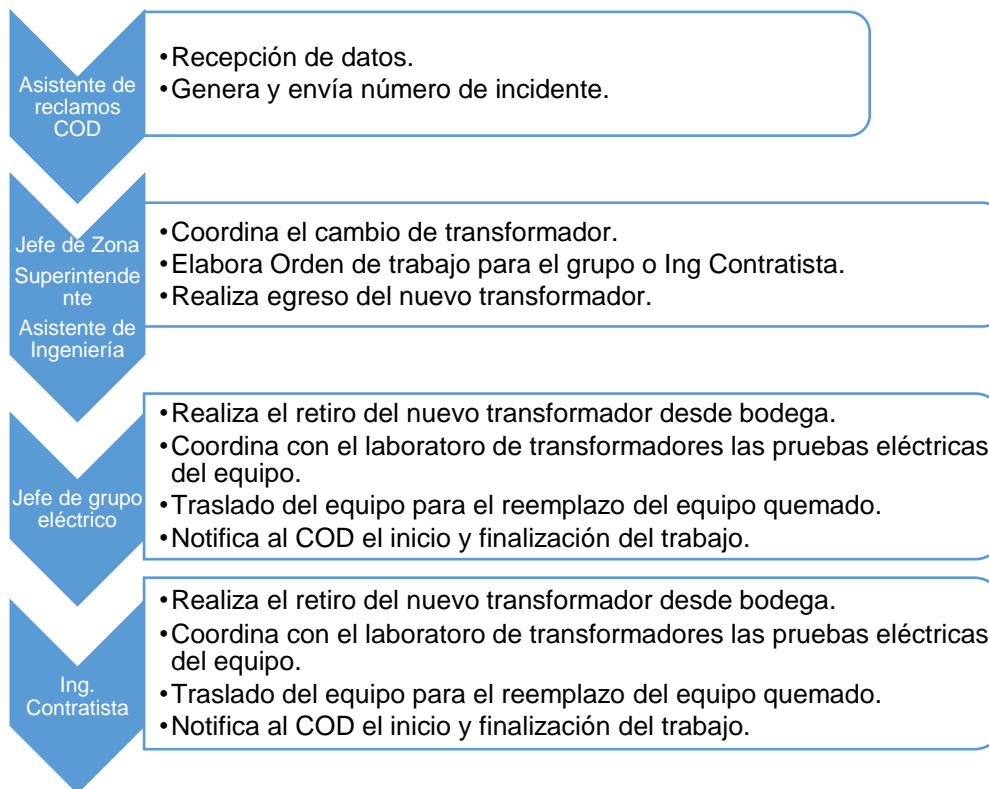


Figura 19. Procedimiento para el mantenimiento correctivo a una estación de transformación

Fuente: Elaboración propia

Para más detalles sobre este procedimiento, se recomienda consultar el **anexo A**, donde se incluyen los diagramas y procedimientos específicos que complementan la información presentada en este apartado.

3.5.1.2 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo en el sistema de distribución de Centrosur se ejecuta con el propósito de reducir al máximo las interrupciones en el suministro de energía. La mayoría de estas actividades son realizadas por el personal técnico de la empresa e incluyen tareas como el reajuste de líneas, el balanceo de fases, la revisión y mantenimiento de estaciones de transformación, la calibración de protecciones, y la inspección de equipos de protección y maniobra. Además, se llevan a cabo modificaciones en la topología de la red, el reemplazo y nivelación de postes, el ajuste o sustitución de conectores, la mejora de sistemas de puesta a tierra, el cambio o reparación de tensores, y la revisión o renovación de sistemas de medición. También se incluye el mantenimiento o sustitución de luminarias y sus componentes. Estas acciones se realizan tanto en redes de media como de baja tensión, asegurando un funcionamiento óptimo y confiable del sistema eléctrico.

Dentro de las actividades de mantenimiento preventivo están aquellas realizadas en línea energizada, tales como el cambio de estructuras trifásicas, seccionadores, izado de postes y montaje de reconectores, entre otras. Para llevar a cabo estas tareas, se utilizan equipos y herramientas especializadas, diseñadas específicamente para trabajar bajo tensión.

De igual forma, se presenta el procedimiento para llevar a cabo el mantenimiento preventivo de una estación de transformación, el cual se describe en la figura 20.

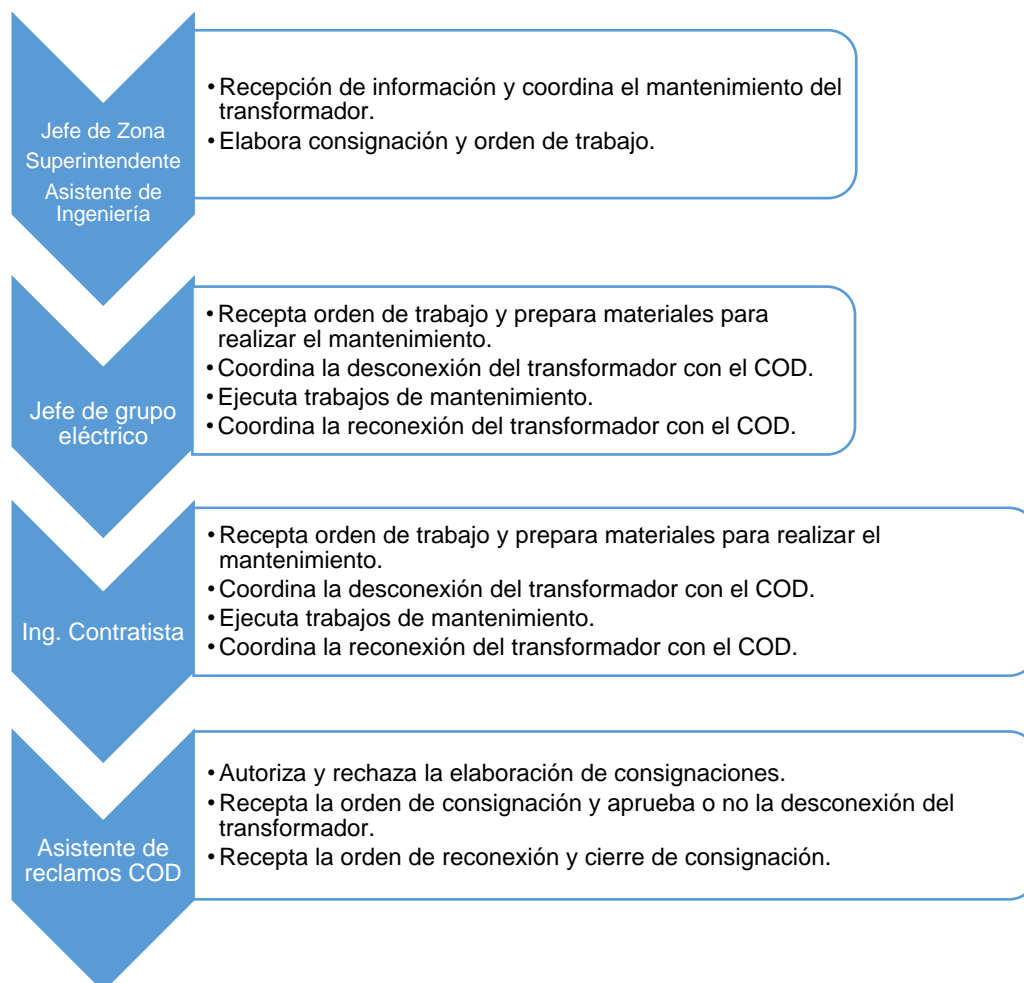


Figura 20. Procedimiento para el mantenimiento preventivo a una estación de transformación

Fuente: Elaboración propia

Para más detalles sobre este procedimiento, se recomienda consultar el **anexo B**, donde se incluyen los diagramas y procedimientos específicos que complementan la información presentada en este apartado.

3.5.1.3 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento se lleva a cabo de manera programada y se centra en identificar y analizar factores que contribuyen al deterioro de diversos parámetros, tales como efectos dinámicos, térmicos, químicos, físicos, la presencia de partículas y procesos de corrosión. En Centrosur, se emplean diversas técnicas para este fin, entre las cuales se destacan:

3.5.1.3.1 Termografía:

En el sistema de distribución, esta técnica se aplica una o dos veces al año e implica la inspección de cada alimentador primario, prestando especial atención a áreas donde se encuentran instalados transformadores, reconectores, capacitores, interruptores y otros equipos clave, así como puentes aéreos, conectores, empalmes de línea y estructuras de soporte.

En las redes de subtransmisión y subestaciones, el procedimiento es similar al de distribución, con un enfoque particular en transformadores de potencia, equipos de corte, maniobra y protección.

Estas actividades suelen realizarse durante la noche, cuando se registran las demandas de carga más altas y, por ende, los mayores esfuerzos térmicos. Sin embargo, en áreas como el parque industrial, donde las demandas máximas y las temperaturas elevadas ocurren durante el día, las inspecciones se ajustan a estos horarios para garantizar la detección precisa de anomalías. Este enfoque permite identificar problemas potenciales antes de que se conviertan en fallas críticas, asegurando la continuidad y eficiencia del servicio.

3.5.1.3.2 Análisis de aceite:

La Centrosur cuenta con un laboratorio especializado para llevar a cabo pruebas y tareas de mantenimiento en transformadores de media tensión. En este espacio, se realizan análisis de aceite utilizando un espintoterómetro, además de disponer de un banco de pruebas destinado a evaluar el desempeño y las condiciones de funcionamiento de estos equipos.

En la figura 21 se muestra el procedimiento para llevar a cabo el mantenimiento predictivo a una estación de transformación.

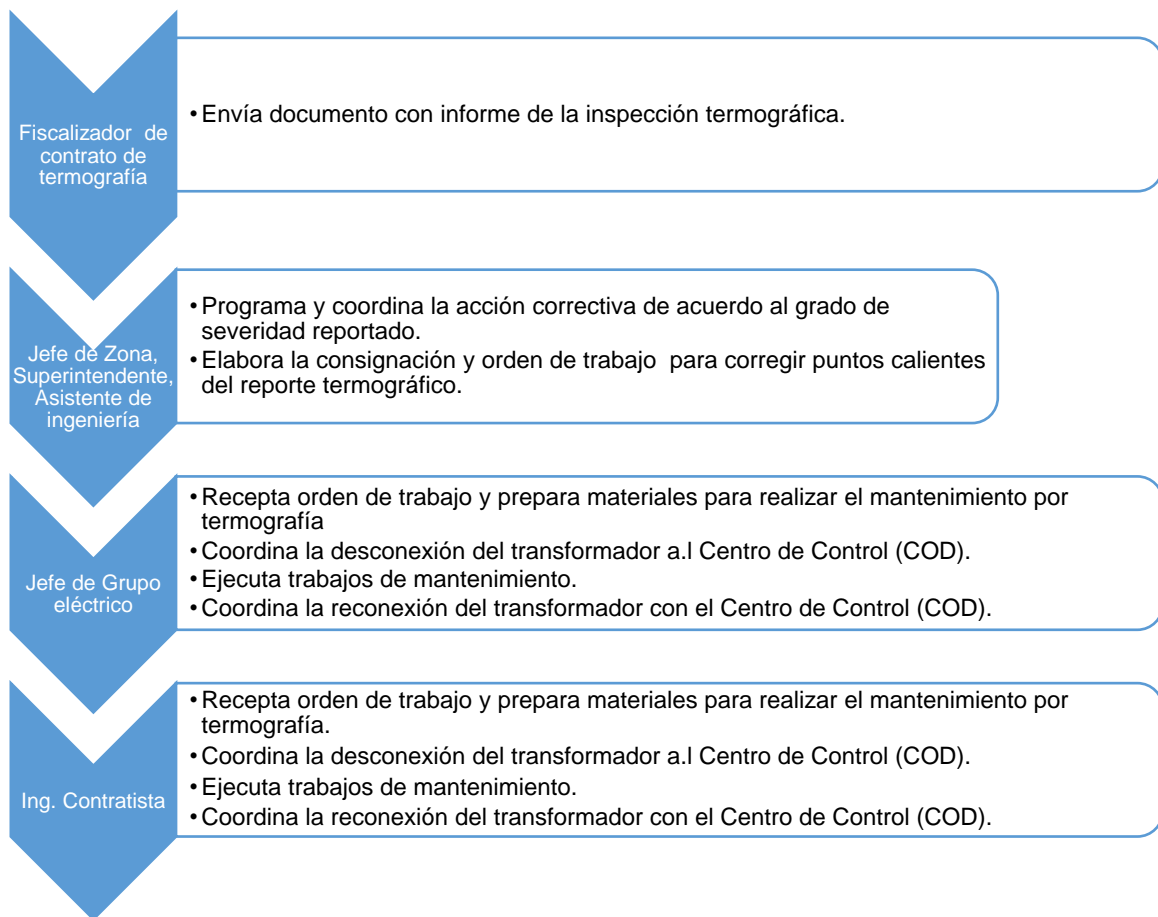


Figura 21. Procedimiento para el mantenimiento predictivo a una estación de transformación

Fuente: Elaboración propia

Para más detalles sobre este procedimiento, se recomienda consultar el **anexo C**, donde se incluyen los diagramas y procedimientos específicos que complementan la información presentada en este apartado.

3.6 Datos generales de mantenimiento realizado en el alimentador 0325

Durante el año 2024, el grupo operativo encargado del mantenimiento ha realizado diversos trabajos en el alimentador 0325. Las fallas más frecuentes identificadas se presentan en la tabla 8.

Tabla 8

Reporte de fallas por parte del grupo de mantenimiento durante el año 2024

TRABAJOS REALIZADOS

1. Cambio de puentes en MV
2. Cambio de bajantes
3. Cambio de conectores
4. Cambio de fusible NH
5. Ajuste de conectores
6. Balance de cargas
7. Reemplazo de seccionadores
8. Limpieza franja de vegetación
9. Reposición de puesta a tierra
10. Cambio de estribos en BV
11. Reposición de Transformador
12. Reposición de tensor MV
13. Recalibrado de líneas
14. Aplomado de poste
15. Cambio de pararrayos
16. Fuga de aceite

Fuente: Centrosur

3.7 Reporte de incidentes presentados durante el periodo 2023 – 2024 en el alimentador 0325

Del Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución (ADMS), se obtiene el reporte de las diferentes funcionalidades en el ámbito de la operación de los alimentadores primarios de Centrosur como: frecuencia media de interrupción, tiempo medio de interrupción, tasa de falla de alumbrado público, entre otros.

Durante el año 2023, en el alimentador 0325 se registraron diversas fallas, las cuales se clasifican en cuatro tipos. Cada tipo incluye los datos correspondientes al total de incidentes registrados, los cuales se detallan en la tabla 9.

Tabla 9

Cantidad de fallas reportadas en al año 2023

| Reporte Alimentador 0325/2023 | |
|--------------------------------------|------------|
| Tipo de fallas | Datos |
| Programadas | 59 |
| No Programadas Sin Servicio | 391 |
| No Programadas Con Servicio | 23 |
| Fallo del alumbrado público | 105 |
| Total | 578 |

Fuente: Centrosur

En la figura 22 se describe el porcentaje de fallas ocurridas en el alimentador 0325 durante el periodo analizado. Se observa que la causa más frecuente corresponde

al tipo de falla no programadas sin servicio, que representa el 67,65% del total de fallas. En segundo lugar, el tipo de a alumbrado público con un 18,17%, seguido del tipo de falla programadas con un 10,21% y finalmente el tipo de falla no programadas con servicio con el 3,98%.

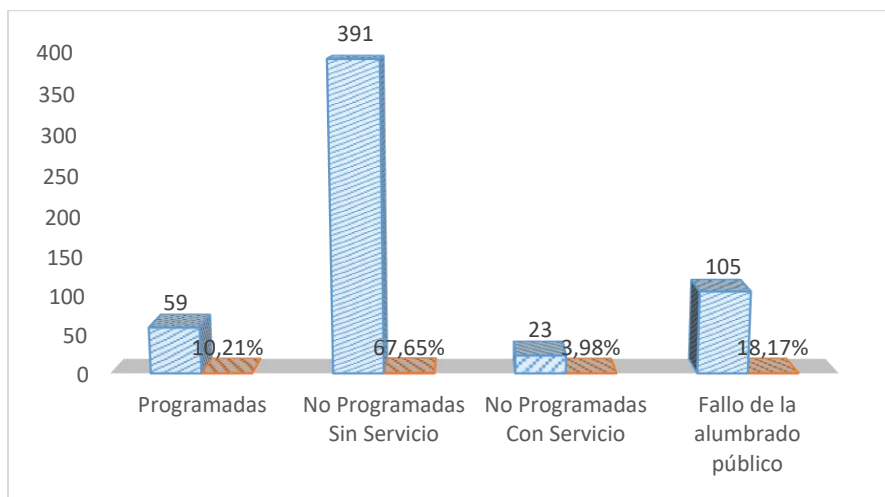


Figura 22. Cantidad de fallas reportadas en el Alimentador 0325, año 2023

Fuente: Elaboración propia

Del reporte del alimentador 0325 correspondiente al año de análisis, se registraron diversas causas y subcausas que generaron fallas, las cuales se desglosan en la tabla 10 y tabla 11 respectivamente.

Tabla 10

Reporte de causas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2023

| Reporte Alimentador 0325/2023 | |
|--|---------|
| Causas | Totales |
| Ambientales | 0 |
| Ampliaciones y Mejoras | 4 |
| Climáticas | 1 |
| Desconexión por restricción de energía | 29 |
| Mantenimiento | 26 |
| Red Bajo Voltaje | 318 |
| Terceros | 159 |
| Transmisor | 2 |

Fuente: Centrosur

Tabla 11

Reporte de subcausas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2023

| Reporte Alimentador 0325/2023 | |
|--|---------|
| Subcausas | Totales |
| Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia (sobrecarga, oscilación de potencia y variaciones de voltaje) | 1 |
| Arboles (sin incluir podas) | 5 |
| Aves | 0 |
| Choque de vehículos | 0 |
| Daño interno | 65 |
| Daño o interferencia accidental de particulares | 7 |
| Daño o interferencia intencional | 0 |
| Descargas Atmosféricas (Rayos) | 0 |
| Desconocidas | 30 |
| Falla de equipamiento, materiales y accesorios | 297 |
| Falla humana | 6 |
| Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas | 10 |
| Mantenimiento de equipos y/o líneas de distribución | 3 |
| Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos etc.) | 1 |
| Programadas para mantenimiento correctivo | 3 |
| Programadas para mantenimiento Preventivo | 22 |
| Programadas para transferencia de carga | 0 |
| Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes | 0 |
| Programadas por ampliaciones | 0 |
| Protección, medición, supervisión y control | 23 |
| Servicio normal | 80 |

Fuente: Centrosur

Estos datos permiten identificar las causas principales de las fallas en el alimentador 0325 durante el año 2023, resaltando los problemas más recurrentes que afectan la estabilidad de la red eléctrica. La información obtenida es crucial para la planificación de mejoras a corto y largo plazo, así como para optimizar la operación y confiabilidad del alimentador.

De forma similar, en el año 2024 se registraron varias fallas en el alimentador 0325, cuyas características y detalles se encuentran especificados en la tabla 12.

Tabla 12

Cantidad de fallas reportadas en el año 2024

| Reporte Alimentador 0325/2024 | |
|-------------------------------|-------|
| Tipos de fallas | Datos |
| Programadas | 60 |
| No Programadas Sin Servicio | 262 |
| No Programadas Con Servicio | 19 |
| Fallo del alumbrado público | 42 |
| Total | 383 |

Fuente: Centrosur

En la figura 23 se presenta el porcentaje de fallas ocurridas en el alimentador 0325 durante el periodo 2024. Se visualiza que la causa más frecuente corresponde al tipo de falla no programadas sin servicio, representando el 68,41% del total de fallas. En segundo lugar, el tipo de fallas programadas con un 15,67%, seguido del tipo de falla de alumbrado público con un 10% y finalmente el tipo de falla no programadas con servicio con el 4,96%.

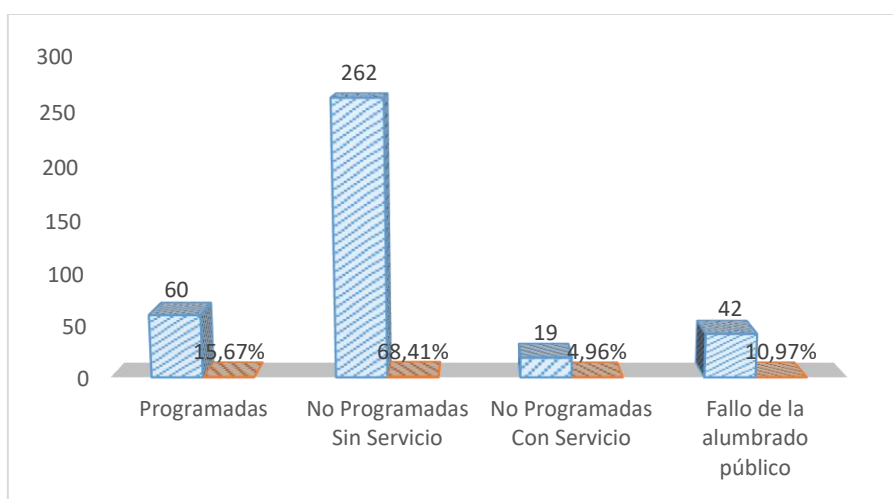


Figura 23. Cantidad de fallas reportadas en el Alimentador 0325, año 2024

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, en el reporte del alimentador 0325 correspondiente al año 2024, se registraron diversas causas y subcausas que dieron lugar a fallas. Estas se desglosan en las tablas 13 y 14.

Tabla 13

Reporte de causas que generaron fallas en el alimentador 0325 en el año 2024

| Reporte Alimentador 0325/2024 | |
|--|---------|
| Causas | Totales |
| Ambientales | 13 |
| Ampliaciones y Mejoras | 2 |
| Climáticas | 4 |
| Desconexión por restricción de energía | 24 |
| Mantenimiento | 38 |
| Red Bajo Voltaje | 194 |
| Terceros | 90 |
| Transmisor | 0 |

Fuente: Centrosur

Tabla 14

Reporte de subcausas que generaron fallas en el Alimentador 0325 en el año 2024

| Reporte Alimentador 0325/2024 | |
|--|---------|
| Subcausas | Totales |
| Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia (sobrecarga, oscilación de potencia y variaciones de voltaje) | 0 |
| Arboles (sin incluir podas) | 2 |
| Aves | 0 |
| Choque de vehículos | 0 |
| Daño interno | 37 |
| Daño o interferencia accidental de particulares | 0 |
| Daño o interferencia intencional | 0 |
| Descargas Atmosféricas (Rayos) | 0 |
| Desconocidas | 25 |
| Falla de equipamiento, materiales y accesorios | 176 |
| Falla humana | 2 |
| Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas | 17 |
| Mantenimiento de equipos y/o líneas de distribución | 1 |
| Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos etc.) | 0 |
| Programadas para mantenimiento correctivo | 23 |
| Programadas para mantenimiento Preventivo | 15 |
| Programadas para transferencia de carga | 0 |
| Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes | 0 |
| Programadas por ampliaciones | 0 |
| Protección, medición, supervisión y control | 15 |
| Servicio normal | 52 |

Fuente: Centrosur

Con los datos del reporte del alimentador 0325 correspondientes a los años 2023 y 2024, es posible llevar a cabo un análisis detallado de las causas y subcausas de las fallas, lo que permite identificar patrones, tendencias y áreas críticas que impactan la operación del sistema.

La elección de este alimentador se basa en los problemas recurrentes que presenta. Controlando adecuadamente el mantenimiento de los transformadores, se puede contribuir a reducir los índices de fallas. Para abordar la incertidumbre e imprecisión presentes en los datos de fallos, se propone aplicar la metodología de efectos olvidados, lo que permitirá una gestión más efectiva de los incidentes y una mejora en la fiabilidad del sistema.

CAPITULO 4

4. RESULTADOS

4.1 Aplicación de la metodología difusa para la gestión del mantenimiento del transformador de distribución aéreo.

La metodología empleada es de tipo cuantitativa, para lo cual se determinaron un orden de reglas basado en criterio de expertos realizando encuestas a personal técnico en el mantenimiento de transformadores de Centrosur tales como: Ingenieros, jefes de Grupo Eléctrico y Electricistas del área de Distribución quienes están involucrados de una u otra manera con el sistema eléctrico por lo que, su experticia y conocimiento permitieron el desarrollo del este trabajo.

4.2 Determinación de las variables causa – efecto

Del registro de los mantenimientos realizados en el año 2024 a los transformadores del alimentador 0325 (ver anexo D), se identificaron los problemas más frecuentes durante su ejecución. Estos se observan en la figura 24.



Figura 24. Daños comunes en el mantenimiento de transformadores Alim. 0325.

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos revelan que la mayoría de las fallas se concentran en 49 casos de cambios de conectores, 39 reemplazos de bajantes y 36 sustituciones de fusibles NH, siendo estos los componentes con mayor incidencia en comparación con el resto.

4.3 Datos de entrada

El sistema experto diseñado para la gestión del mantenimiento del transformador, utiliza 28 variables de tipo causa como datos de entrada y 18 variables de efecto como salidas del sistema, lo cual se detalla en la tabla 15.

Tabla 15

Variables causa – efecto identificadas a partir de reportes de mantenimiento en Centrosur

| CAUSA - (CONJUNTO A) | EFEECTO - (CONJUNTO B) |
|--|--|
| C1. Conexiones defectuosas o flojas | E1. Deterioro del estribo para derivación |
| C2. Desgaste mecánico (por vibraciones o condiciones climáticas adversas) | E2. Daño en la grapa de derivación para línea caliente |
| C3. Sobrecalentamiento | E3. Daño en el seccionador fusible del transformador |
| C4. Sobretensiones | E4. Daño en hilo fusible para seccionador |
| C5. Corrosión de los materiales metálicos del conector | E5. Daño en el pararrayos del transformador |
| C6. Sobrecargas eléctricas (continuas o prolongadas) | E6. Descarga en el bushing de MV y BV |
| C7. Cortocircuitos | E7. Sobrecalentamiento de los aisladores bushing |
| C8. Contaminación (acumulación de polvo, partículas conductoras) reducción en el aislamiento | E8. Temperatura elevada en el transformador |
| C9. Arcos eléctricos | E9. Generación de gases |
| C10. Descargas atmosféricas | E10. Actuación de la válvula de sobrepresión |
| C11. Desgaste de empaques en el Bushing de MV y BV | E11. Fuga de aceite |
| C12. Fisuras en los aisladores Bushing de MV y BV | E12. Degradación del aislamiento |
| C13. Perforación en el tanque del transformador | E13. Daño en bajantes del transformador |
| C14. Bajo nivel de aceite | E14. Daño en base porta fusible cuchilla NH |
| C15. Contaminación del aceite dieléctrico | E15. Daño en fusible tipo cuchilla NH |
| C16. Pruebas de PCBs (Bifelinos policlorados) | E16. Sobrevoltajes en el secundario del transformador |
| C17. Corriente de fuga a tierra y fallas de aislamiento en el conductor | E17. Variación de voltaje |
| C18. Envejecimiento térmico (en el conductor) | E18. Alta resistencia a tierra |
| C19. Calidad y desgaste de los materiales | |
| C20. Exposición a factores ambientales | |
| C21. Desgaste por envejecimiento térmico (Fusible tipo NH) | |
| C22. Fusible subdimensionado (selección incorrecta) | |
| C23. Fallas en el cambiador Taps | |
| C24. Neutro flojo en la estación de transformación | |
| C25. Corrosión del sistema de puesta a tierra | |
| C26. Condiciones del suelo (arcillosos o rocosos) | |
| C27. Cambios en el entorno (alteración de las propiedades del terreno) | |
| C28. Profundidad de la varilla a tierra | |

Fuente: Centrosur

4.4 Inicialización

En esta etapa, se configuraron los elementos básicos que construyen el modelo de lógica difusa. Las variables de entrada y salida representan las causas y efectos que afectan el comportamiento del modelo propuesto en la gestión del mantenimiento del transformador de distribución. A estas variables se asignan conjuntos difusos que describen los niveles posibles de las variables, así como las funciones de membresía que asignarán el grado de pertenencia entre (0 y 1) a cada valor dentro del conjunto difuso. Estos niveles se contemplan en la tabla 16.

Tabla 16

Nivel de incidencia de las variables

| Nivel | Etiqueta Semántica |
|-------|------------------------------|
| 0 | Sin incidencia |
| 0,1 | Prácticamente sin incidencia |
| 0,2 | Casi sin incidencia |
| 0,3 | Muy débil incidencia |
| 0,4 | Débil incidencia |
| 0,5 | Mediana incidencia |
| 0,6 | Incidencia sensible |
| 0,7 | Bastante incidencia |
| 0,8 | Fuerte incidencia |
| 0,9 | Muy fuerte incidencia |
| 1 | Fuerte incidencia |

Fuente: Elaboración propia

Mediante el uso de esta escala semántica de 0 a 1, se establece un sistema decimal que convierte las opiniones de los expertos en valores numéricos. Esto facilita una interpretación precisa de los resultados y permite categorizar la variable causa-efecto de manera efectiva.

4.5 Matriz Causa – Efecto (M)

La matriz M está compuesta por elementos que reflejan la incidencia del conjunto A (elemento causa) sobre el conjunto B (elemento efecto), lo que permite analizar su relación e impacto. Esta información se presenta en la Tabla 17.

Tabla 17

Matriz de expertos Causa - Efectos (Promedio)

| M | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | E9 | E10 | E11 | E12 | E13 | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| C1 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,9 | 0,4 |
| C2 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,3 |
| C3 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,5 |
| C4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| C5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| C6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| C7 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| C8 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| C9 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| C10 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C11 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| C12 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,4 |
| C13 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,4 | 1,0 | 0,8 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,3 |
| C14 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| C15 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,8 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| C16 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |
| C17 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| C18 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,5 |
| C19 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C20 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 |
| C21 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,5 | 0,7 | 0,2 |
| C22 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| C23 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,2 |
| C24 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,5 |
| C25 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| C26 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,8 |
| C27 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,8 |
| C28 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,8 |

Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo, se calculan los promedios de la matriz de relaciones de causas (Matriz A). Lo resultados se presentan en la tabla 18.

Tabla 18

Matriz de expertos Causa - Causa (Promedio)

| A | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 | C11 | C12 | C13 | C14 | C15 | C16 | C17 | C18 | C19 | C20 | C21 | C22 | C23 | C24 | C25 | C26 | C27 | C28 | |
|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| C1 | 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C2 | 0.8 | 1.0 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.8 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C3 | 0.8 | 0.7 | 1.0 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | |
| C4 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | |
| C5 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | |
| C6 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.4 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | |
| C7 | 0.8 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.6 | 0.4 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.8 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | |
| C8 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | |
| C9 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C10 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 1.0 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C11 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 1.0 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | |
| C12 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 1.0 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | |
| C13 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 1.0 | 0.8 | 0.7 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| C14 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 1.0 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C15 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 |
| C16 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | |
| C17 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | |
| C18 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C19 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C20 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| C21 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | |
| C22 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 1.0 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | |
| C23 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | |
| C24 | 0.7 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 1.0 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | |
| C25 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.7 | 1.0 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | |
| C26 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | |
| C27 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 1.0 | 0.6 | |
| C28 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 1.0 | |

Fuente: Elaboración propia

En el siguiente proceso, se determinan los valores de las variables relacionadas entre efectos en la matriz B, los cuales se presentan en la tabla 19.

Tabla 19

Matriz de expertos Efecto - Efecto (Promedio)

| B | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | E9 | E10 | E11 | E12 | E13 | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|
| E1 | 1.0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| E2 | 0,6 | 1.0 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 |
| E3 | 0,5 | 0,5 | 1.0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| E4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 1.0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,5 | 0,4 |
| E5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 1.0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |
| E6 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 1.0 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| E7 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 1.0 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| E8 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 1.0 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| E9 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 1.0 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| E10 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 1.0 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 |
| E11 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 1.0 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| E12 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 1.0 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,6 |
| E13 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,7 | 1.0 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,5 |
| E14 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 1.0 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| E15 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 1.0 | 0,6 | 0,7 | 0,5 |
| E16 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 1.0 | 0,7 | 0,6 |
| E17 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 1.0 | 0,6 |
| E18 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,63 | 1.0 |

Fuente: Elaboración propia

4.6 Evaluación de las variables de confiabilidad mediante el método de efectos olvidados

Establecidas las tres matrices $[M]$, $[A]$ y $[B]$ se procede a identificar las relaciones de causalidad indirectas utilizando el operador max-min.

$$[M^*] = [A] \circ [M] \circ [B]$$

Se calcula $[A] \circ [M]$ para obtener una matriz intermedia $[C]$ que refleja cómo las influencias de $[A]$ se ven afectadas por $[M]$, para lo cual se aplica la convolución max-min, comparando filas con columnas entre las matrices $[A] \circ [M]$, se explica el procedimiento únicamente, para (C1, E1):

$$(C1-C1 \wedge C1-E1) \vee (C1-C2 \wedge C2-E1) \vee (C1-C3 \wedge C3-E1) \vee (C1-C4 \wedge C4-E1) \vee (C1-C5 \wedge C5-E1)$$

$$\vee (C1-C6 \wedge C6-E1) \vee (C1-C7 \wedge C7-E1) \vee (C1-C8 \wedge C8-E1) \vee (C1-C9 \wedge C9-E1) \vee (C1-C10 \wedge C10-E1) \vee (C1-C11 \wedge C11-E1) \vee (C1-C12 \wedge C12-E1) \vee (C1-C13 \wedge C13-E1) \vee (C1-C14 \wedge C14-E1) \vee (C1-C15 \wedge C15-E1) \vee (C1-C16 \wedge C16-E1) \vee (C1-C17 \wedge C17-E1) \vee (C1-C18 \wedge C18-E1) \vee (C1-C19 \wedge C19-E1) \vee (C1-C20 \wedge C20-E1) \vee (C1-C21 \wedge C21-E1) \vee (C1-$$

C22∧C22-E1) ∨(C1-C23∧C23-E1) ∨(C1-C24∧C24-E1) ∨(C1-C25∧C25-E1) ∨(C1-C26∧C26-E1) ∨(C1-C27∧C27-E1) ∨(C1-C28∧C28-E1)

Reemplazando valores se obtiene:

(1∧0,9) ∨(0,8∧0,5) ∨(0,8∧0,6) ∨(0,7∧0,5) ∨(0,7∧0,6) ∨(0,8∧0,6) ∨ (0,8∧0,7)
 ∨(0,7∧0,4) ∨(0,7∧0,6) ∨(0,7∧0,5) ∨(0,6∧0,2) ∨(0,7∧0,3) ∨(0,5∧0,2) ∨(0,5∧0,1)
 ∨(0,5∧0,2) ∨(0,5∧0,1) ∨(0,6∧0,3) ∨(0,7∧0,6) ∨(0,7∧0,7) ∨(0,6∧0,5) ∨(0,8∧0,2)
 ∨(0,7∧0,3) ∨(0,6∧0,2) ∨(0,7∧0,4) ∨(0,7∧0,3) ∨(0,5∧0,1) ∨(0,5∧0,1) ∨(0,5∧0,2)

De cada par se obtiene el valor menor:

0,9 ∨ 0,5 ∨ 0,6 ∨ 0,5 ∨ 0,6 ∨ 0,6 ∨ 0,7 ∨ 0,4 ∨ 0,6 ∨ 0,5 ∨ 0,2 ∨ 0,3 ∨ 0,2 ∨ 0,1 ∨ 0,2
 ∨ 0,1 ∨ 0,3 ∨ 0,6 ∨ 0,7 ∨ 0,5 ∨ 0,2 ∨ 0,3 ∨ 0,2 ∨ 0,4 ∨ 0,3 ∨ 0,1 ∨ 0,1 ∨ 0,2

De todos los valores menores encontrados, se escoge el mayor cuyo valor es 0,9; ubicado en la intersección (C1, E1) de la matriz [C] como se observa en la tabla 20.

Tabla 20

Matriz C

| C=Con (M, A) | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | ... | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| C1 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | ... | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C2 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | ... | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C3 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | ... | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C4 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C5 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | ... | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | ... | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C10 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C11 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C12 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C13 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| C19 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C20 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | ... | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| C21 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | ... | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| C22 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | ... | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C23 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | ... | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,5 |
| C24 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C25 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | ... | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| C26 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | ... | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C27 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | ... | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C28 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | ... | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 |

Fuente: Elaboración propia

El siguiente paso es determinar la matriz [M*] que resulta de la convolución de la matriz [C] con la matriz [B] de forma similar con el procedimiento anterior.

(E1-E1λC1-E1) γ(E1-E2λC1-E2) γ(E1-E3λC1-E3) γ(E1-E4λC1-E4) γ(E1-E5λC1-E5) γ(E1-E6λC1-E6) γ(E1-E7λC1-E7) γ(E1-E8λC1-E8) γ(E1-E9λC1-E9) γ(E1-E10λC1-E10) γ(E1-E11λC1-E11) γ(E1-E12λC1-E12) γ(E1-E13λC1-E13) γ(E1-E14λC1-E14) γ(E1-E15λC1-E15) γ(E1-E16λC1-E16) γ(E1-E17λC1-E17) γ(E1-E18λC1-E18)

Remplazando valores se obtiene:

(1λ 0,9) γ(0,6 λ 0,9) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,4 λ 0,7) γ(0,4 λ 0,7) γ(0,4 λ 0,9) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,2 λ 0,8) γ(0,3 λ 0,8) γ(0,4 λ 0,8) γ(0,4 λ 0,8) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,4 λ 0,9) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,5 λ 0,8) γ(0,5 λ 0,9) γ(0,4 λ 0,7)

De cada par se obtiene el valor menor:

0,9 γ 0,6 γ 0,5 γ 0,5 γ 0,4 γ 0,4 γ 0,4 γ 0,5 γ 0,3 γ 0,3 γ 0,4 γ 0,4 γ 0,5 γ 0,4 γ 0,5 γ 0,5 γ 0,5 γ 0,4

De todos los valores menores encontrados, se escoge el mayor cuyo valor es 0,9; ubicado en la intersección (C1, E1) de la matriz [M*] como se observa en la tabla 21.

Tabla 21
Matriz M*

| M* = conv (C, B) | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| C1 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C2 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C3 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C4 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C5 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C10 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C11 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C12 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C13 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| C19 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C20 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C21 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| C22 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C23 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C24 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C25 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| C26 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C27 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C28 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 |

Fuente: Elaboración propia

Como resultado, la matriz $[M^*]$ compila las interacciones entre causas y efectos de segunda generación, facilitando la identificación de los efectos olvidados. Posteriormente, es necesario distinguir los efectos acumulados presentes en la matriz $[M^*]$ (ver tabla 22) de aquellos efectos directos en la matriz $[M]$ (ver tabla 23) a través de la siguiente resta algebraica.

$$[M^*] - [M] = [0]$$

Tabla 22

Matriz Convolución

| M*= conv (C, B) | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| C1 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C2 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C3 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| C4 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C5 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C9 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C10 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C11 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C12 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C13 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| C19 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C20 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C21 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| C22 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 |
| C23 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| C24 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,7 |
| C25 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| C26 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C27 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 |
| C28 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 |

Fuente: Elaboración propia



Tabla 23

Matriz Causa - Efectos

| M | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | E9 | E10 | E11 | E12 | E13 | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| C1 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,9 | 0,4 |
| C2 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,3 |
| C3 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,5 |
| C4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| C5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| C6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,6 |
| C7 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| C8 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| C9 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| C10 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| C11 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| C12 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,4 |
| C13 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,4 | 1,0 | 0,8 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,3 |
| C14 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| C15 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,8 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| C16 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |
| C17 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,6 |
| C18 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,5 |
| C19 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| C20 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,6 |
| C21 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,5 | 0,7 | 0,2 |
| C22 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| C23 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,2 |
| C24 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,5 |
| C25 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| C26 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,8 |
| C27 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,8 |
| C28 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,8 |

Fuente: Elaboración propia

El resultado es una matriz de efectos olvidados que contiene los valores con mayor porcentaje de incidencia cercanos a la unidad, los cuales representan efectos olvidados o no tomados en cuenta por los expertos durante la encuesta. Para nuestro análisis se consideraron *relevantes los valores $\geq 0,5$ como se visualizan en la tabla 24.*

Tabla 24

Matriz de efectos olvidados

| EO=(M*-M) | E1 | E2 | E3 | E4 | E5 | E6 | E7 | E8 | E9 | E10 | E11 | E12 | E13 | E14 | E15 | E16 | E17 | E18 |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| C1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,3 |
| C2 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,4 |
| C3 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| C4 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| C5 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| C6 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| C7 | 0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| C8 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| C9 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| C10 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| C11 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| C12 | 0,4 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,3 |
| C13 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,5 | 0,3 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,5 |
| C14 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| C15 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 |
| C16 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 |
| C17 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,1 |
| C18 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,1 |
| C19 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 |
| C20 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,2 | 0,0 |
| C21 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,1 | 0,4 |
| C22 | 0,4 | 0,4 | 0,2 | 0,0 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 0,5 | 0,4 | 0,4 |
| C23 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,4 |
| C24 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| C25 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| C26 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,0 |
| C27 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,0 |
| C28 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,0 |

Fuente: Elaboración propia

4.7 Análisis e interpretación de las variables con mayor incidencia

Los resultados obtenidos tras el análisis por efectos olvidados de la población encuestada, demuestran que las variables que impactan de forma considerable en la gestión del mantenimiento del transformador, presentan valores de incidencia que oscilan entre 0,5 (mediana incidencia) y 0,6 (incidencia sensible).

De la matriz de efectos olvidados se analizaron las causas y efectos que presentan un 60% de grado de incidencia.

El resultado obtenido en el casillero C21-E1 de la tabla 24 sobre el impacto del desgaste por envejecimiento térmico del fusible tipo NH y el deterioro del estribo para

derivación, muestra un valor de 0,6 de efecto olvidado, por lo que se considera a este desgaste un factor crítico que puede comprometer la integridad del sistema. Es decir, un ambiente térmico acelera la degradación de ambos elementos comprometiendo su funcionalidad. Por lo que se debería priorizar su mantenimiento mediante inspecciones periódicas y utilización de materiales resistentes al calor.

El resultado alcanzado en el casillero C21-E2 de la tabla 24, entre el desgaste por envejecimiento térmico del fusible tipo NH y el daño en la grapa de derivación para línea caliente, presenta un valor de 0,6 de efecto olvidado, es decir que un aumento térmico en el fusible puede afectar de forma significativa los materiales de la grapa por el calor generado por corrientes de efecto Joule, por cargas eléctricas variables y también el ambiente. Ante este grado de incidencia se debería realizar mantenimientos preventivos y predictivos con el fin de minimizar desconexiones eléctricas.

El casillero C21-E11 de la tabla 24 muestra la relación causal entre el desgaste por envejecimiento térmico del fusible tipo NH y la fuga de aceite, con un valor de efecto olvidado de 0,6 el cual determina un factor de incidencia sensible en el funcionamiento del transformador ya que si un fusible no funciona adecuadamente por razones como; calor generado por corrientes de efecto Joule, cargas eléctricas variables, puede llegar a causar sobrecalentamientos en el interior del transformador llegando a generar fugas de aceite, por degradación de juntas y sellos, oxidación de componentes metálicos, fatigas térmicas en soldaduras o uniones entre otras. Por tal motivo es necesario monitorear y dar mantenimiento de forma prioritaria a estos equipos.

El valor calculado de los casilleros C27 con E9, E10 y E11 de la tabla 24, muestra la relación de causalidad de los cambios en el entorno del terreno, con la generación de gases, actuación de la válvula de sobrepresión y fugas de aceite presentado valores de efectos olvidados de 0,6. Dicho valor nos da un grado de indicio de que su importancia es considerable, por ejemplo si el terreno se desplaza o se asienta de manera desigual el poste que sostiene el transformador, puede este inclinarse o vibrar, estas vibraciones o tensiones adicionales pueden generar descargas parciales o estrés en los materiales internos del transformador, lo que causa la descomposición del aceite y la formación de gases como hidrógeno y metano. Además, si el terreno cercano emite partículas contaminantes como salinidad, polvos químicos o industriales, estos pueden depositarse sobre el transformador generando afecciones de corrosión externa, afección de sellos; que abrían paso al ingreso de aire y humedad resultando en oxidación interna y generación de gases. De igual manera, si el terreno presenta calentamiento excesivo por cambios ambientales (suelos despejados o asfaltados)

pueden incrementar la temperatura ambiente alrededor del transformador y llevarlo a una sobrecarga térmica.

Para minimizar estas afecciones se debería verificar las condiciones del terreno antes de la instalación para garantizar la estabilidad del poste, así también implementar barrera contra contaminantes como pantallas o recubrimientos protectores.

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta todos los aspectos considerados en este trabajo de titulación es posible sostener que el modelo difuso de análisis de efectos olvidados, facilitó la identificación de las variables asociadas a las fallas más recurrentes durante el mantenimiento del transformador, permitiendo desarrollar estrategias de mantenimiento más específicas y planificadas, al centrarse en las áreas que demandan mayor atención del grupo operativo.

Con base al criterio por parte del juicio de expertos respecto al grado de incidencia de las variables, se elaboraron tres tipos de matrices para aplicar la metodología propuesta. Estas matrices incluyeron: causa-efecto, para identificar las relaciones entre las causas y sus consecuencias; causa-causa, para analizar las interacciones entre factores causales; y efecto-efecto, enfocada en evaluar las correlaciones entre los efectos identificados.

Con la aplicación del software Excel se desarrolló la convolución de datos de las matrices descritas anteriormente, el modelo matemático empleado permitió identificar y caracterizar las variables de mayor incidencia en el daño del transformador, mediante una matriz que refleja los efectos omitidos, los cuales fueron proporcionados por los expertos durante la encuesta. Estos efectos tienen una relevancia considerable en la gestión del mantenimiento del transformador, presentando valores de incidencia que oscilan entre el 50% y el 60%.

Con los resultados obtenidos, es posible estructurar un enfoque ordenado para la gestión del mantenimiento del transformador, permitiendo a los grupos operativos priorizar las intervenciones de acuerdo con la gravedad de las incidencias. Este enfoque consiste en iniciar el mantenimiento a partir de las fallas de mayor incidencia, avanzando hacia aquellas de menor relevancia.

Al adoptar esta metodología, se logra una mayor eficiencia en las intervenciones, lo que contribuye a minimizar el riesgo de fallas mayores. Priorizar de manera adecuada las incidencias no solo optimiza el tiempo y los recursos, sino que también asegura una respuesta más oportuna frente a los problemas que pueden comprometer el rendimiento del transformador.

Finalmente podemos decir que el modelo de efectos olvidados se puede implementar de manera efectiva al mantenimiento de transformadores, ya que, a diferencia de un enfoque rutinario de mantenimientos, este permite identificar de manera precisa las áreas que requieren atención prioritaria. Este modelo ofrece un enfoque más estratégico para la gestión del mantenimiento, lo que contribuye a reducir el riesgo de fallas que pueden afectar tanto el rendimiento como la vida útil del transformador.

RECOMENDACIONES

Se recomienda utilizar este modelo de lógica difusa, para optimizar los periodos de mantenimiento preventivo en cada transformador, es decir optar por un enfoque de mantenimiento más dinámico que permita a los grupos operativos de la Empresa Eléctrica realizar intervenciones sólo en condiciones que este lo requiera, optimizando así la programación de intervenciones en el cronograma de mantenimientos.

Se recomienda incorporar al modelo los parámetros específicos de cada transformador, tales como la edad, capacidad de carga, datos de placa, etc. Además, sería beneficioso utilizar un software especializado que permita automatizar la programación de las intervenciones de mantenimiento basándose en estos parámetros para prever las acciones a realizar durante un período determinado.

Se recomienda realizar e incorporar un análisis de costo-beneficio para evaluar la efectividad del modelo propuesto con los métodos tradicionales de mantenimiento. Este análisis debe considerar no solo los costos directos asociados a la implementación del modelo, como equipos y capacitación, sino también los beneficios derivados, incluyendo la reducción de fallas, el incremento en la vida útil de los transformadores y la optimización de recursos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alaminos A. (2023). Introducción a la teoría de conjuntos difusos y sus aplicaciones en investigación social e IA.

<https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/132732/6/Introduccion-a-la-teoria-de-conjuntos-difusos-y-sus-aplicaciones-en-investigacion-social-e-IA.pdf>

Aponte, G., Cadavid, H., Cerón, A. F., Zuñiga, A. F., Tariacuri, J. A., Calderón, L. C., Cortes, E., Gaona, M., Serna, A. C., & Mena, J. F. (2020). HERRAMIENTA DE SOFTWARE PARA ESTIMAR EL ÍNDICE DE SALUD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. 18.

Arango F. M. (2020). Reducción de pérdidas técnicas de energía en niveles de tensión 1 y 2 a partir de reconfiguración de transformadores usando una estrategia de búsqueda local. <https://drive.google.com/file/d/12R4HKIA09fy1f6fDbqOo7UKnyELKtsTR/view>

Aruquipa E. E. (2023). EVALUACIÓN TÉCNICA, AMBIENTAL Y ECONÓMICA DEL LÍQUIDO AISLANTE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA, COMPARACIÓN ENTRE UN ACEITE MINERAL Y UN ACEITE VEGETAL. [UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRE´S]. <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/34483/TM-8533.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Biamont C. J. (2021). LÍMITES PERMISIBLES DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS PARA LA PUESTA EN PARALELO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS [UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA]. <https://drive.google.com/file/d/1TeZvq8hpdsKaHAJ3J89fbdIUgz1abtm4/view>

Cabrera J., Araujo G., & Vimos N. (2023). Analysis of the Factors That Affect the Performance of Agroecological MSMEs in the City of Cuenca Through the Forgotten Effects Theory. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10407002>

Camacho Cañizares, F. R., López Sevilla, G. M., Freire Aillón, T. M., & Robayo Jacome, D. J. (2024). Sistema experto difuso para el diagnóstico del índice de salud de transformadores eléctricos. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 31. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052023000100227>

Camacho F. R. (2022). SISTEMA EXPERTO DIFUSO PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÍNDICE DE SALUD DE TRANSFORMADORES [Pontificia Universidad Católica del Ecuador]. <https://repositorio.puce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/d3cda1e7-0382-43e5-bc9a-d7ac31319203/content>

Castillo J. C. & Robles L. A. (2022). Evaluación del índice de salud integral basado en sistemas difusos para la gestión del mantenimiento del transformador de distribución de la subestación eléctrica de la sede central SUNAT. file:///C:/Users/HENRY/Downloads/J.Castillo_L.Robles_Tesis_Titulo_Profesional_2022%20(2).pdf

Céspedes A., García D. F., & Zorilla J. D. (2020). Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 28(2), 184-203. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052020000200184>

Changoluisa A. A. & Quicaliquín E. E. (2021). "OBTENCIÓN DEL FACTOR DE CARGA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIO PARA LOS BLOQUES A Y B DEL CAMPUS LA MATRIZ DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI". file:///C:/Users/HENRY/Downloads/PI-001747.pdf

Condori E. (2021). ESTUDIO Y ELABORACIÓN DE PROGRAMAS PARA LA OBTENCIÓN DEL PUNTO DE MÁXIMA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO MEDIANTE MATLAB. <https://drive.google.com/file/d/1-siWR4AbfiEzG9R-qvMw8Kj5LcLGOin9/view>

Crespo G., Cabrera J. L., Padrón A., & García Z. (2019). Estimación del tiempo de vida útil restante en transformadores de fuerza a partir de la despolimerización de la celulosa del aislamiento. file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Correlaci%C3%B3n%20entre%20furanos%20y%20grado%20de%20polimerizaci%C3%B3n%20(DP)Pg127.pdf

Cuji C.C. & Mediavilla E. A. (2022). Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables. *Revista Técnica «energía»*, 18(2), 61-73. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491>

Fernández C. D. (2022). CARACTERIZACIÓN DE LA DEGRADACIÓN DE MATERIALES DIELECTRICOS SÓLIDOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA. UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.

Flores J. M., Inderique N. R., & Javier C. E. (2021a). Diseño del núcleo de un transformador trifásico de distribución para la reducción de pérdidas técnicas [Graphic]. https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/10091/1/IV_FIN_109_TE_Flores_Inderique_Javier_2021.pdf

Flores J. M., Inderique N. R., & Javier C. E. (2021b). Diseño del núcleo de un transformador trifásico de distribución para la reducción de pérdidas técnicas. <https://drive.google.com/file/d/1LaOlv7DNfLweTdH-6M0AEGmTzNzCmK36/view>

Foros J. & Istad M. (2020). Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(6), 2612-2620. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2972976>

Galeas S. O. (2022). ESTUDIO DE PRESENCIA DE HUMEDAD EN EL ACEITE DIELECTRICO DEL AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA UTILIZADO EN TRANSMISIÓN PARA ESTIMAR LA VIDA ÚTIL REMANENTE. [file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Correlaci%C3%B3n%20entre%20furanos%20y%20grado%20de%20polimerizaci%C3%B3n%20\(DP\)Pg13.pdf](file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Correlaci%C3%B3n%20entre%20furanos%20y%20grado%20de%20polimerizaci%C3%B3n%20(DP)Pg13.pdf)

García M. G. & Moncada L. F. (2022). TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO. <https://drive.google.com/drive/folders/1fIANht5Islu3A83CCRk4T-OY4BDiXTpA>

Gárrido A. (2020). Los avances de la Inteligencia Artificial (American Psychological Assoc). <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2681/login.aspx?direct=true&db=nlebk&AN=2435333&site=e=ehost-live>.

González L. E. (2021). DISEÑO DE UNA MÁQUINA PARA TRATAMIENTO DE BAJOS VOLÚMENES DE ACEITE DIELECTRICO (PCB) PARA SU REUTILIZACIÓN EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN AÉREO DE MEDIA TENSIÓN EN LA CIUDAD DE CHICLAYO. <file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Propiedades%20fisicas%20de%20los%20aceites%20dielectricos%20%20Pg24.pdf>

González M. G. (2021). Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica. <http://www.repositorio.usac.edu.gt/18787/1/Marvin%20Guillermo%20Gonz%C3%A1lez%20Gutierrez.pdf>

Gordillo, D. M. Q., Ricardo, C., Galindo, R., & Chancusig, B. R. Z. (2023). DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA BOBINADORA SEMIAUTOMÁTICA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE BAJA POTENCIA.

Guo H. & Guo L. (2022). Health index for power transformer condition assessment based on operation history and test data. *Energy Reports*, 8, 9038-9045. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.041>

Jaramillo L. A. (2024). Sistema de lógica difusa para el análisis de riesgo por descarga eléctrica atmosférica. <file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Sistema%20de%20l%C3%B3gica%20difusa%20para%20el%20an%C3%A1lisis%20de%20riesgo%20por%20descarga.pdf>

Jiang M., Zhang W., & Zhang H. (2023). Broad Learning System Based on Triangular Fuzzy Membership Function. 2023 8th International Conference on Image, Vision and Computing (ICIVC), 842-846. <https://doi.org/10.1109/ICIVC58118.2023.10270212>

León-Martínez, V., Peñalvo-López, E., Andrada-Monrós, C., & Sáiz-Jiménez, J. Á. (2023). Load Losses and Short-Circuit Resistances of Distribution Transformers According to IEEE Standard C57.110. *Inventions*, 8(6), 154. <https://doi.org/10.3390/inventions8060154>

Li S., Li X., Cui Y., & Li H. (2023). Review of Transformer Health Index from the Perspective of Survivability and Condition Assessment. *Electronics*, 12(11), 2407. <https://doi.org/10.3390/electronics12112407>

López, E. P., Martínez, V. L., & Romeu, J. M. (2022). La Importancia de la Sostenibilidad en la Enseñanza de los Transformadores de Distribución.

MIPRO. (2018, enero 25). Reglamento Técnico Ecuatoriano RTE INEN 141 (1R): Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. <https://drive.google.com/file/d/15te5bPmBdoi0TXvuDWL2uH2b66p18ApW/view>

Morales, D. (2023). POSTULANTE: UNIV. DANIEL MORALES GUACULLA TUTOR: ING. LUCIO MAMANI CHOQUE. <https://drive.google.com/file/d/1W12OEDEgJ-yiRO4jWvGuYeTJJYJu6c8V/view>

Moya J. L. (2023). ESPECTROSCOPIA EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA COMO DIAGNÓSTICO DE FALLAS DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE. <https://drive.google.com/file/d/1JiG08SYJwZHeHHIXCPOGmtywqBp18v8x/view>

Nuñez M., Gómez G. A., Acuña F., & Gonzáles C. (2022). Metodología para Evaluar la Condición de Transformadores Eléctricos de Potencia Basada en un Índice de Salud Compuesto. *Ingeniería*, 33(1), 48-65. <https://doi.org/10.15517/ri.v33i1.50613>

Nuñez O., Gómez-Ramírez, G., Acuña Rojas, F., & González Solís, C. (2022). Metodología para Evaluar la Condición de Transformadores Eléctricos de Potencia Basada en un Índice de Salud Compuesto. *Ingeniería*, 33(1), 48-65. <https://doi.org/10.15517/ri.v33i1.50613>

Ortigosa M. (2022). Indicador de confianza empresarial en el sector construcción en México a través de un sistema de inferencia difuso. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, 34, 415-445. <https://doi.org/10.46661/revmetodoscuanteconempresa.5976>

Payán M. B. & Roldán J. M. (2020). Impacto de la regulación del ecodiseño europeo en los transformadores de distribución energéticamente eficientes. <https://drive.google.com/file/d/1MKRSKjlyfviHARzgPTNcUhSFaH40divp/view>

Peralta J. I. (2022). Cálculo del Índice de Salud de los Transformadores de Potencia de hasta 69 kV mediante lógica difusa. <https://drive.google.com/file/d/1PgyAlvTbWWgPVEzl4cd538uLj8g0MJTN/view>

Prajapati S. & Fernandez E. (2020). Performance Evaluation of Membership Function on Fuzzy Logic Model for Solar PV array. 2020 IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON), 609-613. <https://doi.org/10.1109/GUCON48875.2020.9231202>

Preciado, L. A. & Ríos, L. A. (2024). Diseño Analítico del Cambio de Relación de Transformación de un Transformador de Distribución de 15 kVA - 13,8 kV/0.22-0.11 A 22 kV. <https://drive.google.com/file/d/1az4jKBLpXqmm1mNK1aZchWCOUwElmhJt/view>

Quisintuña F. B. (2023). DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PARA LA MAQUINARIA EN EL ÁREA DE METALMECÁNICA DE LA EMPRESA ECUATRAN S.A. DE LA CIUDAD DE AMBATO [Graphic]. <https://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/37529/1/Tesis%20I.M.%20741%20-%20Quisintu%C3%B1a%20Chimborazo%20Franklin%20Bladimir.pdf>

Ramos V. H. (2020). ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO.
<https://drive.google.com/drive/folders/1fIANht5Islu3A83CCRk4T-OY4BDiXTpA>

Restrepo D. J. (2024). MONTAJE Y COMPROBACIÓN DEL MÉTODO DE TENDENCIA A LA GASIFICACIÓN DE LÍQUIDOS AISLANTES BAJO CONDICIONES DE ESTRÉS TÉRMICO (STRAY GASES) DE ACUERDO A LA NORMA ASTM D-7150-13(2020).

Reyna R. R. & Puente R. I. (2021). DISEÑO DEL FITOTRON APLICANDO LOGICA DIFUSA [UNIVERSIDAD RICARDO PALMA FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRONICA].
<https://drive.google.com/drive/folders/1fIANht5Islu3A83CCRk4T-OY4BDiXTpA>

Rueda W. P. (2022). Desarrollo de un código de programación para el mantenimiento preventivo de transformadores de potencia [UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI].
<https://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/9790/1/MUTC-001322.pdf>

Salazar R. V. & Saltos C. D. (2024). IMPLEMENTACIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR. UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI EXTENSIÓN LA MANÁ.

Severiche A. I. (2022). Mantenimiento a subestaciones eléctricas de los grandes clientes de EPM ejecutado por la empresa "ENETEL S.A.S".
file:///C:/Users/HENRY/Desktop/Ciclos%20ucacue/Tesis_transf_2024/SevericheArinda_2022_MantenimientoSubestacionesElectricas-acidez.pdf

Tirado F. (2022). Desarrollo de un modelo de predicción de pérdidas en vacío para evitar sobredimensionar el núcleo del transformador de distribución tipo pedestal trifásico menor a 1,001 kVA. <https://drive.google.com/file/d/1AoUPQVdu8-3QwktFGMYp0mjvmZx7bDT8/view>

Transequipos S.A. (2020, septiembre 2). ¿Qué indican los pentágonos de Duval y cuál es su importancia? <https://transequipos.com/que-indican-los-pentagonos-de-duval-y-cual-es-su-importancia/>

Uribe, S. (2023). UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN.
https://drive.google.com/file/d/1_e6vgx8K9mLVW6CZ1AyAjJqFdC432D92/view

Valencia S. A. (2020). PROPUESTA DE UNA DEFINICIÓN DE ELEMENTO DE PARTICIÓN DIFUSA BASADA EN EL HOMOMORFISMO DE LOS CONJUNTOS DIFUSOS Y EL ÁLGEBRA K_3 EXTENDIDA A ESTRUCTURAS ALGEBRAICAS GENERADAS CON OPERACIONES NO ESTÁNDAR. <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/25522/ValenciaRam%C3%A9rezSergioAndr%C3%A9s2020.pdf?sequence=1>

Vásquez G.H. (2020). Transformador de poder—Pruebas eléctricas—Voltage primario-voltage secundariorelación de transformación. file:///C:/Users/HENRY/Desktop/Ciclos%20ucacue/Tesis_transf_2024/Bib%2029.431.pdf

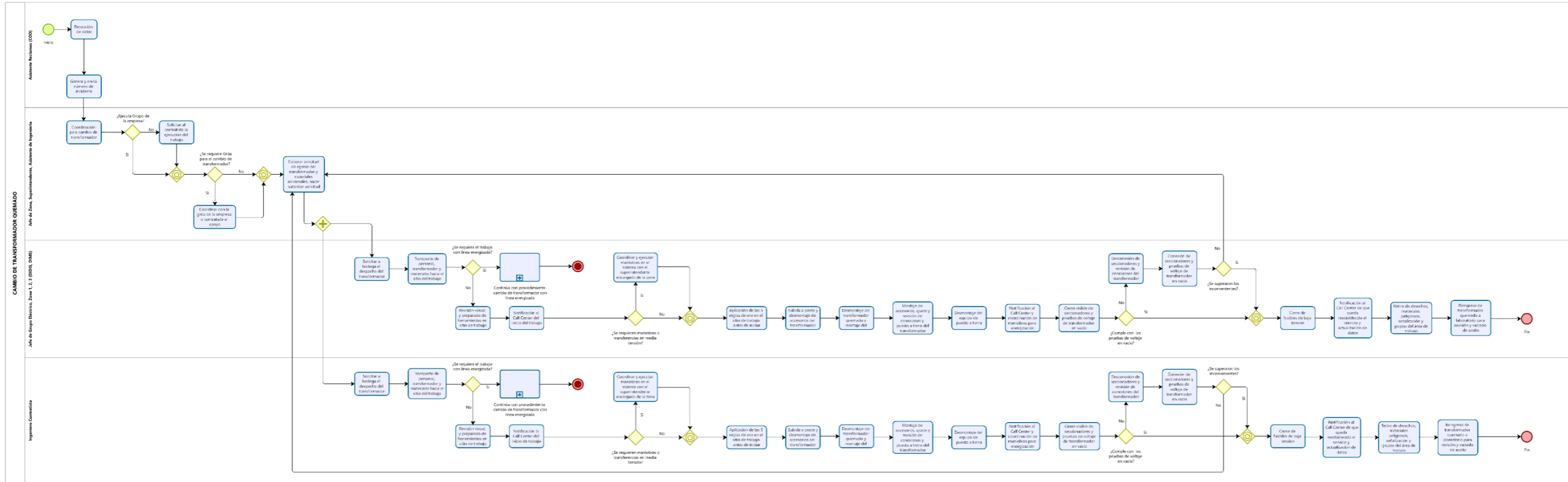
Vásquez L. A. (2024). Sistema de lógica difusa para el análisis de riesgo por descarga eléctrica atmosférica. https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1675&context=ing_electrica

Yandi R., Ardiatus G., Hariyanto N., Soedjarno B. A., Suwarno, & Nurmela. (2023). Comparison of the Degree of Polymerization Model of the Transformer and Lifetime. file:///C:/Users/HENRY/Downloads/Comparison_of_the_Degree_of_Polymerization_Model_of_the_Transformer_and_Lifetime.pdf

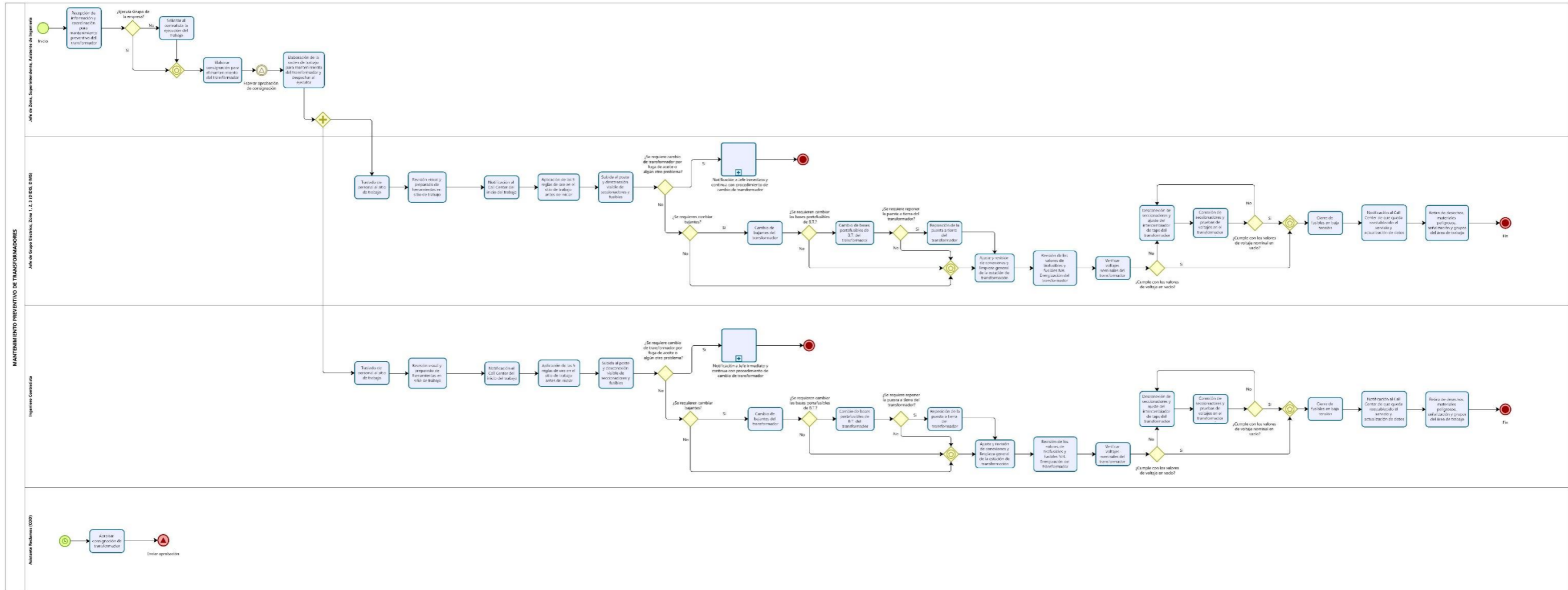
Zorrilla J. D., Alexander Céspedes Fernández, & Diego Fernando García Gómez. (2020). Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 28(2), 184-203. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052020000200184>

ANEXOS

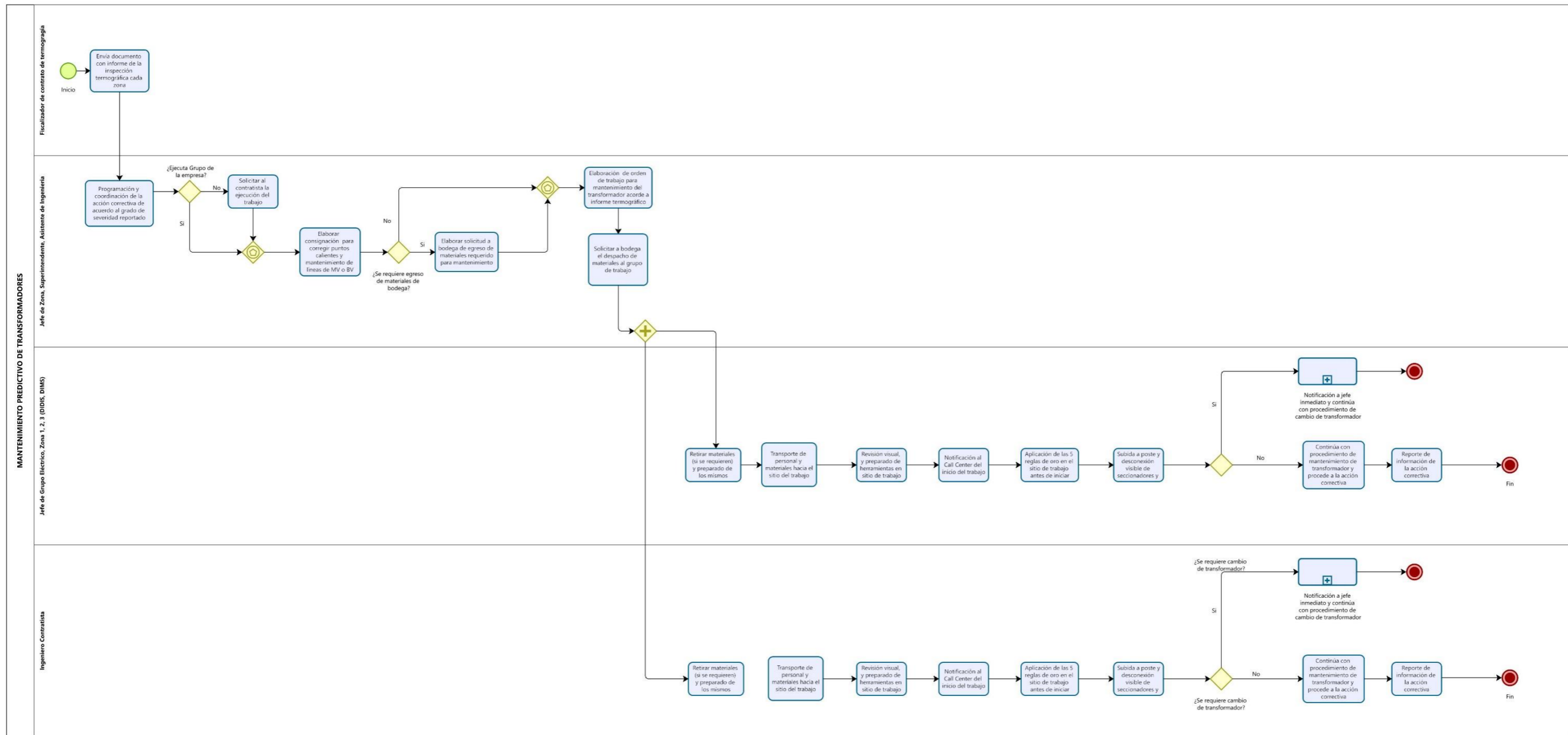
Anexo A. Diagrama de flujos del mantenimiento correctivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur



Anexo B. Diagrama de flujos del mantenimiento preventivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur



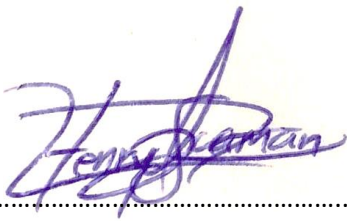
Anexo C. Diagrama de flujos del mantenimiento predictivo del transformador en la Empresa Eléctrica Centro Sur



AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Nosotros, **Henry Patricio Guamán Tapia** y **Juan Diego Nieves Arce** portadores de las cédulas de ciudadanía N.º 0105214480 y 0105945299. En calidad de autores y titulares de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación **“Uso de sistemas difusos para la gestión del mantenimiento de transformadores aéreos de distribución”** de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconocemos a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizamos a la Universidad para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 21 de marzo de 2025

F: 

Henry Patricio Guamán Tapia

0105214480

F: 

Juan Diego Nieves Arce

0105945299