



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ANALISIS PREDICTIVO DE FALLAS INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA UTILIZANDO INDICADORES DE CONDICION PROVENIENTES DE UN
SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Carlos Alberto Valverde Saltos

Nicolas Tommy Alava Mora

TUTOR: Ing. Holger Jorge Santillán Carranza

Guayaquil – Ecuador

2026

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Carlos Alberto Valverde Saltos con documento de identificación N° 0932635535 y Nicolas Tommy Alava Mora con documento de identificación N° 0850504630 manifestamos que:

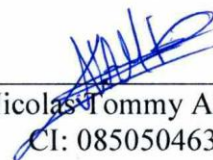
Somos los autores y responsables del presente trabajo y autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 29 de enero del año 2026

Atentamente;



Carlos Alberto Valverde Salto
CI: 0932635535



Nicolas Tommy Alava Mora
CI: 0850504630

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, , Carlos Alberto Valverde Saltos con número de identificación N° 0932635535 y Nicolas Tommy Alava Mora con número de identificación N° 0850504630, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “ANALISIS PREDICTIVO DE FALLAS INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA UTILIZANDO INDICADORES DE CONDICION PROVENIENTES DE UN SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 29 de enero del año 2026

Atentamente;

Carlos Alberto Valverde Saltos
CI: 0932635535

Nicolas Tommy Alava Mora
CI: 0850504630

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Holger Jorge Santillán Carranza con documento de identificación N° 0916303134 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS PREDICTIVO DE FALLAS INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA UTILIZANDO INDICADORES DE CONDICIÓN PROVENIENTES DE UN SISTEMA DE MONITOREO EN LÍNEA”, realizado por Carlos Alberto Valverde Saltos con número de identificación N° 0932635535 y Nicolas Tommy Alava Mora con número de identificación N°0850504630, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 29 de enero del año 2025

Atentamente;



**HOLGER
SANTILLAN, PhD**
Tutor del Proyecto Técnico

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a mi amada familia: a mi padre, mi madre y mis hermanos, quienes con su amor, consejos y apoyo incondicional han sido un pilar fundamental a lo largo de mis cuatro años de formación como futuro profesional. También dedico este logro a mis abuelos, quienes con sus consejos me han inspirado a dar lo mejor de mí en cada etapa de mi vida, demostrando perseverancia, confianza y fe en las capacidades que Dios me ha otorgado enfrentado cada desafío que me ha dado la vida.

Carlos Alberto Valverde Saltos

Dedico este trabajo de titulación, en primer lugar, a mis padres y a mi familia, en especial a la familia Mora, quienes han sido un pilar fundamental en mi vida. De manera especial, a mi abuelita Bella Torres, cuyo apoyo incondicional ha sido clave para llegar hasta donde me encuentro hoy; sin ella, este logro no habría sido posible. Asimismo, a la familia Obando Calderón, en especial a mi tía Catalina Calderón, por su apoyo desde el inicio y por sus valiosas orientaciones, que me guiaron cuando no sabía cómo continuar. Finalmente, a mi padre y, de manera muy especial, a mi madre, Anavel Mora, cuyo apoyo constante, motivación y entrega incondicional me impulsaron a seguir adelante en los momentos más difíciles. De igual manera, agradezco a mi padre Tony Álava, por su apoyo en los momentos más complejos, por sus consejos y por brindarme siempre las mejores pautas para seguir adelante. Este logro es también de ellos.

Nicolas Tommy Alava Mora

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de disfrutar de la vida, la salud y la fuerza necesaria para llegar a culminar mi carrera profesional. Su guía y bendiciones diarias han sido mi mayor fortaleza a lo largo de mi trayectoria como universitario. A mis padres con esfuerzo y amor me han apoyado en cada paso de este trayecto superando cada obstáculo con determinación y optimismo.

Agradezco a mi Ing. Tutor Holger Santillán al Ingeniero Luis Galarza quien, con sus conocimientos de la carrera, su paciencia y gestos de apoyo han contribuido a mi formación académica. Su dedicación y esfuerzo por compartir su experiencia han sido fundamentales para alcanzar la elaboración de mi proyecto de titulación dejando en mí valores y aprendizajes que marcarán mi futuro.

Carlos Alberto Valverde Saltos

Expreso mi profundo agradecimiento a Dios por la vida, la salud y la fortaleza que me permitieron alcanzar este logro. A mis amigos, a quienes me apoyaron y también a aquellos que, aunque ya no forman parte de mi camino, dejaron una huella importante en este proceso. Mi sincero agradecimiento a los técnicos y, de manera especial, al ingeniero López, por brindarme la oportunidad de aprender y crecer profesionalmente. A Martín Obando, por sus valiosos consejos. Asimismo, a mi hermano René Álvarez y a mi cuñada Candy, por sus orientaciones, su apoyo constante y sus juicios claros que me ayudaron a tomar decisiones y continuar con firmeza este camino. Y, de manera muy especial, a mi hermana menor, Isabella, a quien debo siempre sus palabras de ánimo y su apoyo constante.

Nicolas Tommy Alava Mora

ÍNDICE DE CONTENIDO

Contenido

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	II
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	III
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	IV
DECICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
ÍNDICE DE CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	X
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
ACRONIMOS	XIII
CAPITULO I	1
TITULO	1
ANTECEDENTES	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
JUSTIFICACIÓN	4
ALCANCE	5
BENEFICIARIOS	5
OBJETIVOS	6
OBJETIVO GENERAL	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
CAPITULO II	7
2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	7
2.1.2. FALLAS INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	7
2.1.3. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	8
2.2 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR	8
2.3 ÍNDICES DE SALUD E ÍNDICES DE RIESGO	9
2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	9
2.3.1 SISTEMAS DE DIAGNÓSTICO ASISTIDO	10

2.4. MODELOS MATEMÁTICOS E INDICADORES DE CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR	10
2.4.1. MODELO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR.....	11
2.4.2. ÍNDICE DE ENVEJECIMIENTO TÉRMICO DEL AISLAMIENTO	11
2.4.3. CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL ACEITE.....	12
2.4.4. RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	12
2.4.5. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA).....	13
2.4.6. ÍNDICE DE DESCARGAS PARCIALES.....	13
2.4.7. ÍNDICE GLOBAL DE CONDICIÓN (HEALTH INDEX).....	14
2.4.8. RELACIÓN DE INDICADORES CON EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO	14
CAPITULO III	15
ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO Y METODOLOGÍA.....	15
3.1.1. ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS.....	22
3.1.2. MODELADO DE INDICADORES DE CONDICIÓN	22
3.1.3. EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD Y RIESGO.....	23
3.3. ANÁLISIS DE TENDENCIAS Y METODOLOGÍA GRÁFICA.....	23
3.3.1. METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE CURVAS.....	23
3.3.1.1 PRUEBAS DE ANÁLISIS DE ACEITE EN TRANSFORMADOR PADRE CANALES.....	24
3.3.1.2 REGISTRO HORARIO DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (DÍA CRÍTICO: 24 DE JUNIO).....	25
3.3.2. ANÁLISIS DE LAS CURVAS DEL CASO PADRE CANALES T2.	26
3.3.3. INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE CORRELACIÓN INVERSA (HUMEDAD VS. BDV).....	28
3.3.4 INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE HUMEDAD EN PAPEL (WCP)....	29
CAPÍTULO IV	31
4.1 INTRODUCCIÓN A LA PROPUESTA TECNOLÓGICA	31
4.2. ALGORITMO DE DIAGNÓSTICO AUTOMATIZADO (IMPLEMENTACIÓN EN PYTHON)	31
4.3. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PROPUESTAS.....	37
4.3.1 ESTRATEGIA PARA FALLA DIELECTRICA (ESCENARIO PADRE CANALES)	37
4.3.2 ESTRATEGIA PARA ENVEJECIMIENTO TÉRMICO (ESCENARIO FLOR DE BASTIÓN)	38

4.3.3 ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO BASADO EN CONDICIÓN (CBM)	38
4.4 ANÁLISIS PREDICTIVO DEL SOFTWARE EN LA VARIABLE HUMEDAD DE ACEITE	40
CAPITULO V.....	43
CONCLUSIONES.....	43
RECOMENDACIONES	44
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	45
2.1. ANEXOS.....	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Foto de la Subestación Padre Canales.....	15
Figura 2 Diagrama de subestación Padre Canales y alimentadoras	15
Figura 3 Re-conectores y Bahía de 13.8 kV, Subestación Padre Canales.....	16
Figura 4 Bahía de 69 kV, Subestación Padre Canales.....	17
Figura 5 Transformador de Poder, Subestación Padre Canales	18
Figura 6 Perfil de carga (I) junio 2025-diciembre 2025 Transformador 2 Subestación Padre Canales.....	19
Figura 7 Estructura del enfoque metodológico	21
Figura 8 Evolución de Humedad en papel (WCP) vs tiempo	26
Figura 9 Evolución parámetros críticos (ppm) Humedad de aceite vs tiempo.....	27
Figura 10 Código de inicialización de variables	32
Figura 11 Código de lógica de diagnóstico de falla del transformador.....	33
Figura 12 Código de lógica de diagnóstico de falla del transformador.....	35
Figura 13 Reporte automático evaluando el transformador de poder	36
Figura 14 Reporte de resultados del software	36

Figura 15 Análisis predictivo del dieléctrico del aceite	39
Figura 16 Predictiva del dieléctrico del aceite	40
Figura 17 Análisis predictivo de la humedad del aceite.....	41
Figura 18 Gráfica predictiva de la humedad del aceite	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Alimentadores con su demanda máxima y mínima.....	16
Tabla 2 Análisis de ruptura de aceite en transformador de poder Padre Canales.....	24
Tabla 3 Evolución Horaria de Humedad (ppm) vs. Temperatura (HSP)	25
Tabla 4 Interpretación de la Curva de Correlación Inversa (Humedad vs. BDV).....	28
Tabla 5 Interpretación de la Curva de Humedad en Papel (WCP)	29

RESUMEN

El presente trabajo de titulación se centra en el análisis predictivo de fallas internas en transformadores de potencia, a partir del estudio de indicadores de condición obtenidos mediante sistemas de monitoreo en línea instalados en subestaciones eléctricas. Las condiciones variables de operación, como fluctuaciones térmicas, presencia de humedad en el aceite y esfuerzos dieléctricos, incrementan la probabilidad de deterioro progresivo del aislamiento interno, lo que hace necesario fortalecer las estrategias de mantenimiento predictivo para garantizar la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

La investigación se fundamenta en la recopilación continua de parámetros operativos relevantes, tales como temperatura del aceite, contenido de humedad, gases disueltos, descargas parciales y tasas de envejecimiento del aislamiento. Estos indicadores permiten evaluar el comportamiento real del transformador durante su operación normal, superando las limitaciones de las inspecciones periódicas y de las mediciones aisladas, que muchas veces no reflejan el estado dinámico del equipo.

A partir de la información registrada por el sistema de monitoreo, se realiza una clasificación y correlación de los distintos índices de condición, relacionándolos con eventos térmicos, mecánicos y dieléctricos previamente ocurridos. Este enfoque integral permite identificar patrones de degradación incipiente y establecer relaciones entre variables que, analizadas de forma individual, podrían pasar desapercibidas para el personal operativo.

Los resultados esperados de este estudio contribuyen a mejorar la gestión del mantenimiento en transformadores de potencia, facilitando la detección temprana de fallas internas, la reducción de riesgos operativos y la optimización de recursos económicos asociados a reparaciones mayores o reemplazos no planificados. Asimismo, el trabajo aporta conocimiento aplicado en el ámbito del monitoreo en línea y el diagnóstico de activos eléctricos, fortaleciendo las prácticas de mantenimiento predictivo en subestaciones eléctricas.

Palabras Claves: Monitoreo en línea, Transformadores de potencia, Fallas internas, Indicadores de condición, Mantenimiento predictivo.

ABSTRACT

This thesis focuses on the predictive analysis of internal failures in power transformers, based on the study of condition indicators obtained through online monitoring systems installed in electrical substations. Variable operating conditions, such as thermal fluctuations, the presence of moisture in the oil, and dielectric stresses, increase the probability of progressive deterioration of the internal insulation, making it necessary to strengthen predictive maintenance strategies to guarantee the reliability and continuity of the electrical supply.

The research is based on the continuous collection of relevant operating parameters, such as oil temperature, moisture content, dissolved gases, partial discharges, and insulation aging rates. These indicators allow for the evaluation of the transformer's actual behavior during normal operation, overcoming the limitations of periodic inspections and isolated measurements, which often do not reflect the dynamic state of the equipment.

Based on the information recorded by the monitoring system, the various condition indices are classified and correlated with previously occurring thermal, mechanical, and dielectric events. This comprehensive approach allows for the identification of incipient degradation patterns and the establishment of relationships between variables that, analyzed individually, might go unnoticed by operating personnel.

The expected results of this study contribute to improving maintenance management in power transformers, facilitating the early detection of internal faults, reducing operational risks, and optimizing economic resources associated with major repairs or unplanned replacements. Furthermore, this work contributes applied knowledge in the field of online monitoring and electrical asset diagnostics, strengthening predictive maintenance practices in electrical substations.

Keywords: Online monitoring, Power transformers, Internal faults, Condition indicators, Predictive maintenance.

ACRONIMOS

CNEL: Corporación Nacional de Electricidad.

CYMDIST: Software de simulación para sistemas de distribución eléctrica.

ARCONEL: Agencia de regulación y control de energía.

S/E: Subestación Eléctrica.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.

BIL: Basic Insulation Level.

MVA: mega Voltio-amperio.

KCMIL: Unidad de medida de sección de conductores eléctricos.

ACSR: Aluminum Conductor Steel Reinforced

RMS: Root Mean Square.

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

MT: Media Tensión.

AT: Alta Tensión.

BT: Baja Tensión.

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

AT: Alto tensión.

BT: Bajo tensión.

MV: Medio Voltaje.

DC: Corriente Directa.

AC: Corriente Alterna.

kVA: Kilovoltio-amperio.

kWh: Kilovatio/hora.

kV: Kilovoltio.

Pu: por unidad

CAPITULO I

TITULO

Análisis predictivo de fallas internas en transformadores de potencia utilizando indicadores de condición provenientes de un sistema de monitoreo en línea.

ANTECEDENTES

El transformador de potencia constituye uno de los activos más críticos dentro de las subestaciones eléctricas, debido a su alto costo de adquisición, su rol estratégico en la continuidad del servicio y la complejidad asociada a su reparación o reemplazo. Históricamente, la evaluación de su estado operativo se ha basado en inspecciones periódicas, análisis de aceite fuera de línea y la experiencia del personal técnico, lo que ha permitido identificar fallas evidentes, pero con limitaciones para detectar procesos de deterioro en etapas tempranas [1].

En los últimos años, las empresas eléctricas han incorporado sistemas de monitoreo en línea que permiten registrar de forma continua variables térmicas, dieléctricas, químicas y operativas del transformador. Estudios reportados en la literatura técnica señalan que parámetros como la temperatura del aceite, el contenido de humedad, los gases disueltos y las descargas parciales proporcionan información relevante sobre el estado del aislamiento y la evolución de fallas internas incipientes [2], [3]. No obstante, gran parte de estos datos suele analizarse de manera aislada, lo que dificulta la identificación de patrones asociados a la degradación progresiva del equipo.

Investigaciones recientes destacan la importancia de integrar múltiples indicadores de condición para evaluar el riesgo real de falla interna. Autores como CIGRÉ y la IEEE coinciden en que la correlación entre variables térmicas, dieléctricas y de carga permite mejorar la interpretación del comportamiento del transformador, superando los enfoques

basados únicamente en umbrales de alarma [4], [5]. En este contexto, los índices de condición y los índices de riesgo se han consolidado como herramientas técnicas que facilitan la priorización de mantenimiento y la toma de decisiones operativas.

A pesar de estos avances, aún existe una brecha entre la disponibilidad de información generada por el monitoreo en línea y su aprovechamiento efectivo para la predicción de fallas internas. Esta situación es especialmente relevante en subestaciones urbanas, donde las variaciones de carga y las condiciones ambientales aceleran los procesos de envejecimiento del aislamiento. Por ello, se vuelve necesario desarrollar estudios que analicen de manera estructurada los indicadores de condición, orientados a fortalecer el mantenimiento predictivo y a reducir la probabilidad de fallas catastróficas en transformadores de potencia [6].

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los transformadores de potencia instalados en las subestaciones trabajan en condiciones que suelen cambiar con bastante frecuencia: variaciones de temperatura, humedad dentro del aceite y esfuerzos eléctricos que no siempre se notan a simple vista. Todo eso, con el tiempo, puede generar fallas internas que comienzan de forma casi imperceptible. Aunque hoy en día existen equipos con sensores más avanzados, en la práctica todavía se depende mucho del criterio del técnico o de mediciones puntuales, lo que deja un margen de incertidumbre importante respecto a la detección anticipada de fallas [7].

Otro punto que llama la atención es que, aun teniendo tanta información disponible algunos transformadores generan datos cada poco segundo, gran parte de esa información se queda sin interpretar. No es que no sirva, sino que falta un análisis más profundo que ayude a ordenar tendencias, revisar patrones y relacionar eventos aparentemente aislados. Cuando el personal operativo no puede vincular humedad, temperatura, señales dieléctricas y posibles eventos de descargas parciales, se vuelve complicado anticipar una degradación progresiva que, en el peor de los casos, se convierte en una falla mayor [8].

Además, aunque el monitoreo en línea ha mejorado bastante en los últimos años, todavía hay una brecha entre medir y comprender. Muchos sistemas solo avisan cuando un valor supera un umbral, pero no explican por qué ocurrió el cambio ni si ya había señales previas que se ignoraron. Ahí entran en juego nuevos métodos que permiten estudiar el comportamiento del transformador como un todo, y no como un conjunto de mediciones aisladas [9].

En estudios recientes se ha visto que los modelos de aprendizaje automático pueden encontrar detalles que a simple vista pasarían desapercibidos, por ejemplo, señala que estas técnicas logran identificar fluctuaciones pequeñas que, aunque parecen irrelevantes al inicio, terminan siendo señales tempranas de deterioro. Esta capacidad de “lectura fina” resulta especialmente útil en subestaciones urbanas donde las cargas cambian con bastante rapidez y los márgenes de error son muy pequeños.

También se ha observado que ciertos modelos, como los LSTM, ayudan a interpretar cómo evoluciona la humedad dentro del transformador. Esto es clave, porque la humedad no siempre aumenta de manera lineal; a veces sube por picos, baja, vuelve a subir y así sucesivamente demostraron que estas arquitecturas son capaces de seguir ese comportamiento irregular y, a partir de eso, anticipar el impacto en parámetros críticos como el voltaje de ruptura del aceite. Algo que, en la práctica, ayuda mucho a decidir cuándo intervenir y cuándo esperar [10].

Finalmente, distintos informes técnicos recomiendan que la información de descargas parciales no se analice por separado, sino en combinación con otras variables. remarcan que muchos eventos que parecen aislados cobran sentido solo cuando se estudian junto con la temperatura del bobinado, la humedad y la carga operativa. El desafío actual es que pocos sistemas logran integrar toda esa información al mismo tiempo. Y esa falta de correlación impide detectar si el transformador está entrando en un proceso de degradación más serio de lo que se piensa.

JUSTIFICACIÓN

La incorporación de sistemas de monitoreo en línea en transformadores de potencia ha permitido disponer de información continua y detallada sobre parámetros críticos asociados al estado del equipo, tales como la humedad en el aceite, la temperatura de operación, la rigidez dieléctrica, la tasa de envejecimiento del aislamiento y la presencia de fenómenos internos anómalos. No obstante, la sola disponibilidad de estos datos no garantiza una gestión eficiente del activo, ya que su valor real depende de una correcta interpretación que permita anticipar fallas internas antes de que se manifiesten de forma operativa [11].

En este contexto, el presente proyecto se justifica por la necesidad de fortalecer el mantenimiento predictivo mediante el análisis estructurado de los índices de condición generados por el sistema de monitoreo en línea. La identificación de patrones anómalos y la correlación entre distintos indicadores permiten reconocer fallas internas incipientes, reduciendo la incertidumbre asociada a evaluaciones basadas únicamente en alarmas por umbrales o en inspecciones puntuales [12]. Este enfoque contribuye directamente a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, al facilitar decisiones oportunas sobre la intervención oportuna de los transformadores.

Desde el punto de vista técnico-operativo, la detección temprana de condiciones de deterioro interno disminuye el riesgo de fallas catastróficas, evita daños severos al equipo y mejora la disponibilidad de las subestaciones eléctricas. Diversos estudios técnicos indican que la correlación entre indicadores térmicos, dieléctricos y químicos permite anticipar procesos de degradación que, de no ser atendidos, derivan en desconexiones no programadas y afectaciones al suministro eléctrico [13], [14].

A nivel académico, esta investigación aporta conocimiento aplicado en las áreas de monitoreo en línea, mantenimiento predictivo y gestión de activos eléctricos, las cuales representan campos emergentes dentro de la Ingeniería Eléctrica. Asimismo, fortalece competencias relacionadas con la gestión e interpretación de datos técnicos, el análisis de indicadores de condición y el diagnóstico del estado operativo de transformadores de

potencia, alineándose con las tendencias actuales de digitalización e infraestructura eléctrica inteligente [15].

Finalmente, desde una perspectiva económica, la anticipación de fallas internas permite reducir los costos asociados a reparaciones mayores, reemplazos de equipos y pérdidas derivadas de interrupciones no programadas. En consecuencia, el desarrollo de este estudio contribuye a la optimización de recursos financieros y a la sostenibilidad operativa de las subestaciones eléctricas, justificando plenamente su pertinencia y relevancia en el contexto del sector eléctrico actual [16].

ALCANCE

La presente investigación se enfoca en el análisis de los indicadores de condición provenientes de sistemas de monitoreo en línea instalados en transformadores de potencia ubicados en subestaciones eléctricas. El estudio considera parámetros térmicos, dieléctricos, químicos y operativos, tales como temperatura del aceite, contenido de humedad, gases disueltos, descargas parciales e índices de envejecimiento del aislamiento, con el fin de identificar patrones asociados a fallas internas incipientes.

El alcance del trabajo comprende la recopilación, clasificación, correlación y validación de los índices de condición, utilizando información histórica y registros operativos del transformador. La investigación se limita al análisis técnico de los datos disponibles y a la formulación de recomendaciones orientadas al fortalecimiento del mantenimiento predictivo, sin incluir el diseño, la modificación estructural del transformador, ni la implementación directa de nuevos sistemas de monitoreo en línea a nivel industrial o comercial.

BENEFICIARIOS

Los beneficiarios del proyecto técnico establecido se dividen en tres importantes:

- La Universidad Politécnica Salesiana, al incorporar un trabajo de investigación aplicado que fortalece la formación académica y técnica de los estudiantes de Ingeniería

Eléctrica, contribuyendo a la generación de conocimiento en áreas emergentes como el monitoreo en línea y el mantenimiento predictivo de activos eléctricos.

- Las empresas eléctricas de transmisión y distribución, que se benefician de los resultados del estudio al contar con criterios técnicos que apoyan la toma de decisiones en la gestión de transformadores de potencia, permitiendo optimizar las estrategias de mantenimiento, reducir riesgos operativos y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Los usuarios finales del sistema eléctrico, incluyendo clientes residenciales, comerciales e industriales, quienes se ven favorecidos por una mayor continuidad y calidad del suministro eléctrico, resultado de la disminución de fallas internas y desconexiones no programadas en las subestaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los indicadores de condición provenientes de un sistema de monitoreo en línea para predecir fallas internas en transformadores de potencia estableciendo patrones que permitan mejorar la gestión del mantenimiento predictivo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los principales índices de condición relacionados con fallas internas en transformadores.
- Establecer correlaciones entre los índices de riesgo y eventos térmicos, mecánicos o dieléctricos.
- Evaluar la efectividad del monitoreo en línea para la detección temprana de fallas internas.

- Proponer recomendaciones técnicas para el fortalecimiento del mantenimiento predictivo.

CAPITULO II

2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia es un equipo eléctrico fundamental del sistema de potencia, cuya función principal es transferir energía eléctrica entre circuitos mediante el principio de inducción electromagnética, modificando los niveles de tensión para permitir una transmisión y distribución eficiente de la energía. Está compuesto principalmente por un núcleo magnético, devanados de alta y baja tensión, aceite dieléctrico y un sistema de aislamiento sólido basado en papel celulósico.

Debido a su operación continua y a su exposición a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, el transformador es susceptible a procesos de degradación interna que pueden evolucionar lentamente hasta convertirse en fallas de gran impacto operativo y económico [17]. Por esta razón, su monitoreo permanente es considerado una práctica esencial dentro de las estrategias modernas de mantenimiento.

2.1.2. FALLAS INTERNAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las fallas internas corresponden a defectos que se desarrollan dentro del tanque del transformador y afectan directamente a sus componentes activos. Entre las más comunes se encuentran las descargas parciales, el sobrecalentamiento localizado (puntos calientes), el deterioro del aislamiento sólido, los cortocircuitos entre espiras, el incremento de humedad en el aceite y la generación anormal de gases disueltos [18].

Estas fallas suelen iniciar de manera incipiente, presentando síntomas poco evidentes durante sus primeras etapas. Sin embargo, si no son detectadas oportunamente, pueden derivar en fallas catastróficas que ocasionan la indisponibilidad prolongada del equipo y elevados costos de reparación o reemplazo [19].

2.1.3. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El monitoreo en línea consiste en la adquisición continua (24/7) de parámetros críticos del transformador mediante sensores instalados de forma permanente. Estos sistemas permiten registrar información térmica, dieléctrica, química y operativa, la cual es enviada a plataformas digitales para su almacenamiento y análisis [20].

A diferencia de las inspecciones periódicas o mediciones fuera de línea, el monitoreo en línea posibilita la detección temprana de condiciones anormales en tiempo real, reduciendo la dependencia del criterio subjetivo del operador y mejorando la capacidad de respuesta ante eventos incipientes [21].

2.2 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR

Los indicadores de condición son variables medidas que reflejan el estado operativo y el nivel de degradación del transformador. Entre los indicadores más relevantes se incluyen la temperatura del aceite y del devanado, el contenido de humedad, la rigidez dieléctrica, la concentración de gases disueltos, la tasa de envejecimiento del aislamiento y la actividad de descargas parciales [22].

El análisis individual de estos parámetros proporciona información parcial; sin embargo, su integración permite una evaluación más precisa del estado general del transformador y de la probabilidad de ocurrencia de fallas internas [23].

2.3 ÍNDICES DE SALUD E ÍNDICES DE RIESGO

Los índices de salud (Health Index) y los índices de riesgo son herramientas utilizadas para consolidar múltiples indicadores de condición en una única métrica que facilite la toma de decisiones. Estos índices permiten evaluar tanto el estado actual del transformador como la probabilidad de falla futura, considerando la severidad y la tendencia de los parámetros monitoreados [24].

Generalmente, los índices de riesgo se representan mediante escalas de colores o categorías alfabéticas, lo que facilita la priorización de intervenciones y la asignación eficiente de recursos de mantenimiento [25].

2.4 ANÁLISIS PREDICTIVO APLICADO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El análisis predictivo se basa en la interpretación de datos históricos y actuales para identificar patrones que anticipen la ocurrencia de fallas antes de que se manifiesten de forma operativa. En transformadores de potencia, este enfoque permite correlacionar variaciones térmicas, dieléctricas y químicas con eventos internos anómalos [26].

Diversos estudios han demostrado que el análisis conjunto de indicadores de condición mejora significativamente la capacidad de detección temprana de fallas internas, superando los enfoques tradicionales basados únicamente en alarmas por umbrales [27].

2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

El mantenimiento predictivo es una estrategia orientada a anticipar fallas mediante el seguimiento continuo del estado del equipo. A diferencia del mantenimiento correctivo y preventivo, este enfoque permite intervenir únicamente cuando los indicadores muestran una tendencia de deterioro, optimizando los costos y reduciendo las interrupciones no programadas [28].

En subestaciones eléctricas, el mantenimiento predictivo de transformadores se apoya en el monitoreo en línea, el análisis de indicadores de condición y la evaluación de índices de riesgo, constituyendo una práctica clave para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico [29].

2.3.1 SISTEMAS DE DIAGNÓSTICO ASISTIDO

Los sistemas de diagnóstico asistido integran sensores, plataformas de adquisición de datos y modelos de evaluación que permiten identificar anomalías, generar alertas tempranas y apoyar la planificación del mantenimiento. Estos sistemas procesan grandes volúmenes de información provenientes del monitoreo en línea y transforman los datos en indicadores comprensibles para el personal técnico [30].

La utilización de sistemas de diagnóstico asistido reduce el tiempo de análisis, mejora la consistencia de los diagnósticos y contribuye a disminuir la probabilidad de fallas inesperadas en transformadores de potencia [31].

2.4. MODELOS MATEMÁTICOS E INDICADORES DE CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR

El análisis predictivo del estado de los transformadores de potencia se fundamenta en la evaluación cuantitativa de indicadores de condición, los cuales permiten estimar el nivel de degradación interna y el riesgo de falla. Estos indicadores se obtienen a partir de mediciones continuas realizadas por sistemas de monitoreo en línea y se expresan mediante modelos matemáticos normalizados que facilitan su interpretación técnica [32].

2.4.1. MODELO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR

La temperatura es uno de los factores más determinantes en el envejecimiento del aislamiento. El monitoreo en línea permite registrar la temperatura del aceite superior y, en algunos casos, estimar la temperatura del punto caliente del devanado, parámetro crítico para la evaluación térmica del transformador [33].

La temperatura del punto caliente puede estimarse mediante el modelo térmico simplificado recomendado por IEEE, ecuación 1:

$$\theta_{HS} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_{HS} \quad (1)$$

donde:

- θ_{HS} es la temperatura del punto caliente (°C),
- θ_A es la temperatura ambiente (°C),
- $\Delta\theta_{TO}$ es el incremento de temperatura del aceite superior,
- $\Delta\theta_{HS}$ es el incremento adicional en el devanado.

Este modelo permite evaluar condiciones de sobrecarga y su impacto directo en la degradación térmica del aislamiento sólido [34], [35].

2.4.2. ÍNDICE DE ENVEJECIMIENTO TÉRMICO DEL AISLAMIENTO

El envejecimiento del papel aislante está fuertemente relacionado con la temperatura. IEEE propone el **factor de aceleración del envejecimiento (FAA)** basado en la ecuación de Arrhenius, ecuación 2:

$$FAA = \exp\left(\frac{15000}{\theta_{HS} + 273}\right) \quad (2)$$

Este factor indica cuántas veces se acelera el envejecimiento del aislamiento respecto a una condición nominal. Un valor de $FAA > 1$ implica envejecimiento acelerado, mientras que $FAA < 1$ indica operación favorable del transformador [22], [36].

2.4.3. CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL ACEITE

La humedad es un indicador crítico del estado dieléctrico del transformador. El sistema de monitoreo registra el porcentaje de saturación de humedad en el aceite, el cual se puede expresar como la ecuación 3:

$$H(\%) = \frac{C_{agua}}{C_{sat}} \times 100 \quad (3)$$

donde:

- C_{agua} es la concentración real de agua en el aceite (ppm),
- C_{sat} es la concentración de saturación a la temperatura medida.

Valores elevados de humedad reducen la rigidez dieléctrica del aceite y aceleran la degradación del papel aislante [37], [38].

2.4.4. RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

La rigidez dieléctrica representa la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos sin ruptura. Aunque generalmente se mide fuera de línea, su tendencia puede correlacionarse directamente con los niveles de humedad y temperatura registrados por el sistema de monitoreo en línea [31].

Se considera según ecuación 4 un umbral crítico cuando:

$$BDV < BDV_{min} \quad (4)$$

donde BDV es el voltaje de ruptura medido (kV). La disminución progresiva de este parámetro es un indicio de contaminación, envejecimiento del aceite o deterioro del aislamiento interno del transformador [33].

2.4.5. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA)

El análisis de gases disueltos permite identificar fallas internas mediante la concentración de gases clave como H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ y CO, constituyendo una de las técnicas más confiables para el diagnóstico temprano de anomalías internas [28].

Los indicadores utilizados es el **Total de Gases Combustibles (TDCG)**, ecuación 5:

$$TDCG = \sum_{i=1}^n G_i \quad (5)$$

donde G_i representa la concentración individual de cada gas combustible (ppm).

El incremento del TDCG indica la presencia de procesos anómalos como descargas parciales, arcos eléctricos o sobrecalentamiento [37], [22].

2.4.6. ÍNDICE DE DESCARGAS PARCIALES

Las descargas parciales se cuantifican mediante su magnitud aparente, expresada en picoCoulomb (pC). Un indicador básico se define como la ecuación 6:

$$PD_{index} = \frac{PD_{meas}}{PD_{ref}} \quad (6)$$

donde:

- PD_{meas} es el nivel medido de descarga parcial,
- PD_{ref} es el valor de referencia establecido por normativa.

Valores superiores a la unidad indican actividad anómala asociada a defectos en el aislamiento sólido o líquido del transformador [22].

2.4.7. ÍNDICE GLOBAL DE CONDICIÓN (HEALTH INDEX)

Para integrar todos los indicadores, se utiliza un **índice global de condición**, calculado como una suma ponderada, ecuación 7:

$$HI = \sum_{i=1}^n w_i \cdot S_i \quad (7)$$

donde:

- S_i es la puntuación normalizada del indicador i ,
- w_i es el peso asignado según su importancia técnica.

Este índice permite clasificar el transformador en estados de riesgo (normal, advertencia o crítico), facilitando la toma de decisiones en el mantenimiento predictivo [34], [35], [31].

2.4.8. RELACIÓN DE INDICADORES CON EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

La evolución temporal de los indicadores permite identificar tendencias de deterioro progresivo. Cuando varios indicadores muestran desviaciones simultáneas, el índice de riesgo aumenta, indicando la necesidad de intervención técnica antes de que ocurra una falla mayor. Esta correlación multivariable constituye la base del mantenimiento predictivo moderno aplicado a transformadores de potencia.

CAPITULO III

ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO Y METODOLOGÍA

3.1 Caso de Estudio: Transformador de Poder área Suburbio



Figura 1 Foto de la Subestación Padre Canales

Fuente: [Autores]

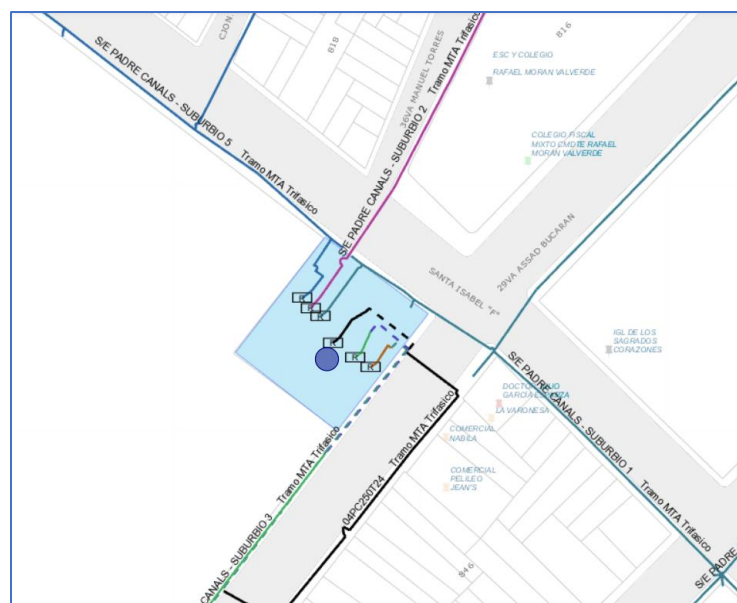


Figura 2 Diagrama de subestación Padre Canales y alimentadoras

Fuente: [Autores]

La subestación Padre Canales está ubicada en el sector del suburbio calle Asaad Bucaram y la Calle 42. Consta de dos transformadores de poder cuya capacidad es de 18/24 MVA. Para nuestro estudio el transformador de interés es el transformador #2 el cual tiene 3 alimentadoras en su bahía de 13.8 kV. A continuación, la descripción de los nombres de los alimentadores con su demanda mínima y máxima registrada en el mes de julio 2025

SUBESTACIÓN	CODIGO DEL ALIMENTADOR (BD SIG)	NOMBRE DEL ALIMENTADOR	Demanda Mínima [MW]	Demanda Máxima Registrada [MW]
PADRE CANALS	04PC250T23	SUBURBIO 3	1,46	5,3
	04PC250T21	SUBURBIO 4	4,31	7,57
	04PC250T22	SUBURBIO 6	2,28	6,8

Tabla 1 Alimentadores con su demanda máxima y mínima

Los alimentadores con sus reconectores mencionados se encuentran en la bahía de media tensión como lo demuestra la figura 3.



Figura 3 Re-conectores y Bahía de 13.8 kV, Subestación Padre Canales

Fuente: [Autores]

El transformador que se será objeto de estudio tiene la alimentación a nivel de alta tensión 69 kV a partir de una estructura también llamada bahía de 69 kV según figura 4.



Figura 4 Bahía de 69 kV, Subestación Padre Canales

Fuente: [Autores]

En la bahía de 69 kV de la figura 4 se muestran elementos tales como el seccionador de aire, pararrayos, fusibles e interruptor de poder GCB.

3.2.1. DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO



Figura 5 Transformador de Poder, Subestación Padre Canales

Fuente: [Autores]

Para validar la metodología de análisis predictivo propuesta, se seleccionó como objeto de estudio el transformador de potencia denominado Padre Canales T2 de la figura 5.

Esta unidad fue elegida debido a su comportamiento anómalo detectado durante el periodo de evaluación de junio a septiembre de 2025, el cual difiere de los patrones de envejecimiento térmico convencionales observados en otras unidades de la misma flota.

La subestación Padre Canales constituye el emplazamiento del equipo objeto de estudio, formando parte del sistema de distribución eléctrica bajo análisis. Su ubicación estratégica permite evaluar el comportamiento operativo del equipo en un entorno representativo de condiciones reales de servicio, lo que resulta fundamental para el desarrollo del presente trabajo y la validez de los resultados obtenidos.

El equipo principal analizado presenta una edad de operación de 12 años, correspondiente a su vida de placa, lo cual lo ubica en una etapa intermedia de su ciclo de vida. Esta condición

permite analizar su desempeño bajo condiciones de operación sostenida, considerando los efectos acumulativos del envejecimiento y el desgaste normal de los componentes eléctricos.

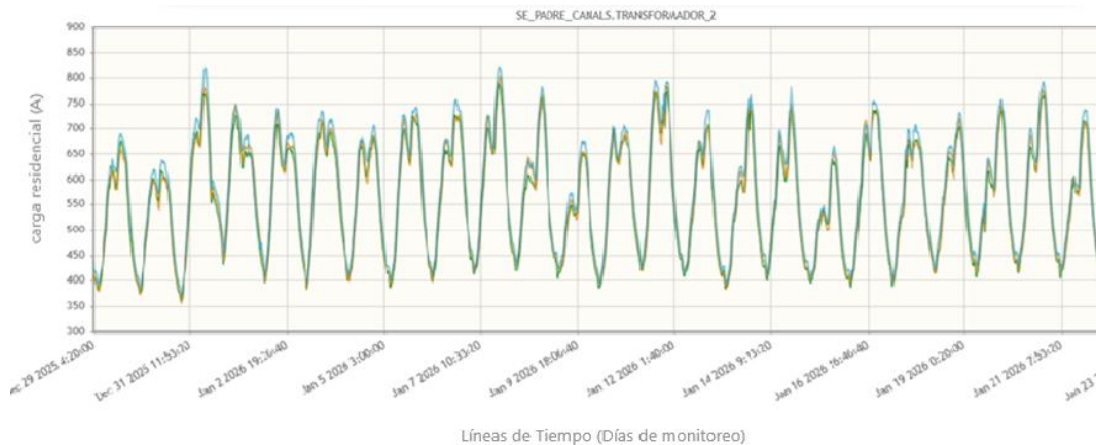


Figura 6 Perfil de carga junio 2025-diciembre 2025 Transformador 2 Subestación Padre Canales

Fuente: [Autores]

Con base en el análisis del perfil histórico de carga de la figura 6, se estima una vida útil restante de aproximadamente 27,2 años, resultado de la evaluación de las condiciones reales de operación y los niveles de exigencia a los que ha sido sometido el equipo. Esta estimación refleja un comportamiento favorable en términos de cargabilidad y gestión operativa, evidenciando que el equipo no ha operado de forma crítica respecto a sus límites de diseño.

3.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LA FALLA DETECTADA

Durante el análisis de la flota, el sistema de monitoreo emitió una alerta de prioridad máxima para el Padre Canales T2, clasificándolo con un Índice de Riesgo Operacional "F" (Crítico). A diferencia de otros casos donde el riesgo provenía de temperaturas extremas (como en el caso del transformador Flor de Bastión T2), en esta unidad se identificó una falla de tipo dieléctrico.

El perfil de la falla se caracteriza por:

Deterioro de la Rigidez Dieléctrica: El indicador de voltaje de ruptura (BDV) descendió a niveles críticos del 32%. Este valor se mantuvo constante incluso cuando se observaron fluctuaciones en la concentración de agua en el aceite, lo que sugiere que la debilidad dieléctrica es estructural y no transitoria.

Alta Saturación de Humedad: Se registraron valores de humedad en el papel (WCP) cercanos al 2.7%. El análisis de tendencias realizado por el sistema identificó una correlación atípica entre la temperatura y la humedad, disparando una alerta de "Indicación Fuerte de Ingreso de Humedad".

Persistencia del Riesgo: En el seguimiento realizado en septiembre de 2025, aunque el contenido absoluto de agua en aceite disminuyó a 38.5 ppm, el índice de salud dieléctrico no mostró recuperación. Esto evidencia que el aislamiento sólido (papel) ha absorbido una cantidad significativa de humedad que no se libera fácilmente, manteniendo al equipo en una zona de alta probabilidad de falla ante sobretensiones o cortocircuitos.

3.2.3. JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN

El caso Padre Canales T2 es paradigmático para esta tesis porque demuestra la capacidad del análisis predictivo multivariable. Si se hubiera utilizado un enfoque de mantenimiento tradicional basado solo en la temperatura (que en este caso fue de 63.5 °C, un valor moderado), el riesgo dieléctrico habría pasado desapercibido hasta provocar una falla catastrófica. La metodología aplicada permitió "ver" la degradación silenciosa del aislamiento, validando la hipótesis de que la correlación de indicadores es superior al monitoreo de umbrales simples.

3.1. ENFOQUE METODOLÓGICO

El presente estudio adopta un enfoque cuantitativo y analítico, fundamentado en la explotación de datos masivos generados por sistemas de monitoreo en línea instalados en subestaciones eléctricas. La metodología se estructura en cuatro fases secuenciales que permiten transformar los datos crudos de los sensores en información procesable para la toma de decisiones de mantenimiento predictivo.

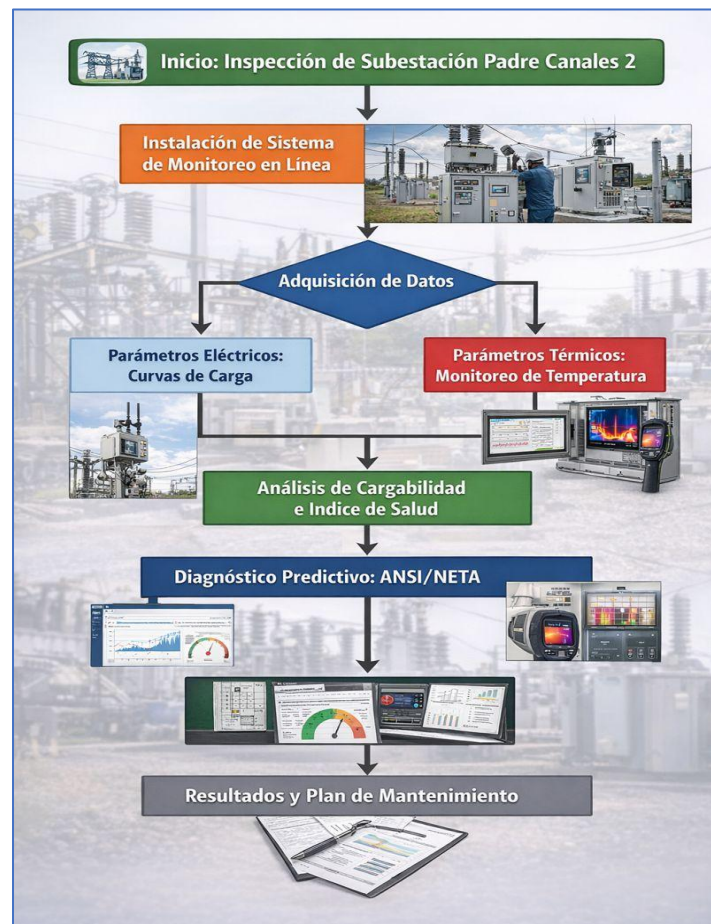


Figura 7 Estructura del enfoque metodológico

Fuente: [Autores]

De acuerdo con la figura 7 se muestra un esquema de la metodología a ser considerado, en una primera fase después de que el equipo instalado se encuentra al interior del transformador, se procede a la adquisición de datos, estos datos serán alojados en un servidor

o pueden ser descargados offline desde un pc. En una segunda fase se extraen los datos convertidos en información térmica (monitoreo de temperatura) y parámetros eléctricos (curvas de carga). En la tercera etapa a través de diferentes factores se establecerá un modelo basado en las ecuaciones del capítulo II en especial del índice de envejecimiento para poder predecir un diagnóstico del transformador de poder. En la última etapa se establecerán los resultados y planes de acción de mantenimiento sugeribles para poder resolver las novedades reportadas.

3.1.1. ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS

La investigación utiliza registros operativos provenientes de la instrumentación en tiempo real del transformador. El sistema de monitoreo recopila variables críticas con una frecuencia de muestreo continua (24/7), incluyendo:

Variables Térmicas: Temperatura del aceite superior (Top Oil) y temperatura ambiente.

Variables Químicas: Contenido de humedad en el aceite (ppm) y saturación relativa (%).

Variables Eléctricas: Carga del transformador y eventos de tensión.

Estos datos son procesados mediante algoritmos que filtran el ruido de la señal y validan la calidad de la información antes de su ingreso a los modelos de diagnóstico.

3.1.2. MODELADO DE INDICADORES DE CONDICIÓN

A partir de las variables medidas, se calculan indicadores derivados utilizando modelos matemáticos estandarizados (basados en normativas IEEE C57.91 e IEC 60076-7). Los principales indicadores modelados incluyen:

Temperatura del Punto Caliente (Hot Spot Temperature - HSP): Estimación de la temperatura máxima interna en el devanado, crítica para evaluar la degradación del aislamiento sólido.

Humedad en el Papel (WCP): Cálculo inferido a partir de la humedad en el aceite y las curvas de equilibrio termodinámico, permitiendo estimar el riesgo de burbujeo o ruptura dieléctrica.

Rigidez Dieléctrica (BDV): Proyección del voltaje de ruptura del aceite basado en la contaminación por agua y partículas.

3.1.3. EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SALUD Y RIESGO

Para sintetizar el estado del activo, la metodología emplea una matriz de Índice de Salud (Health Index) que integra los distintos indicadores en una calificación única. Este índice clasifica al transformador en una escala de riesgo, donde:

Categoría A/B: Condición normal o aceptable.

Categoría E/F: Condición crítica o de riesgo inminente.

Este enfoque permite jerarquizar la flota de transformadores y detectar anomalías que, analizadas individualmente, no activarían alarmas convencionales.

3.3. ANÁLISIS DE TENDENCIAS Y METODOLOGÍA GRÁFICA

Para la detección de fallas incipientes, el sistema de monitoreo no solo evalúa valores instantáneos, sino que construye curvas de tendencia que permiten visualizar la dinámica de degradación del transformador. A continuación, se expone la metodología utilizada para la interpretación de estas curvas y se presentan los gráficos reconstruidos del comportamiento anómalo del transformador Padre Canales T2.

3.3.1. METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE CURVAS

Las curvas de diagnóstico se generan siguiendo un proceso de tres etapas:

Adquisición y Suavizado: Los sensores registran datos crudos cada 15 minutos. Para eliminar el ruido transitorio (spikes), se aplican algoritmos de media móvil ponderada, generando una curva suavizada que representa el comportamiento real del activo.

Correlación Temporal: Se superponen variables dependientes (ej. Humedad vs. Rigidez Dieléctrica) en un mismo eje temporal. Esto permite identificar si un cambio en una variable (causa) precede o coincide con el deterioro de otra (efecto).

Proyección de Umbrales: Se trazan líneas de límite (Warning/Alarm) basadas en las normas IEEE C57.91 e IEC 60422. La persistencia de la curva por encima de estos umbrales confirma la severidad de la falla.

3.3.1.1 PRUEBAS DE ANÁLISIS DE ACEITE EN TRANSFORMADOR PADRE CANALES.

Se realizaron análisis del aceite con la Norma ASTM-D877 y la norma ASTM-D1816 y se obtuvieron los siguientes resultados:

Norma ASTM-D877	
Voltaje de ruptura del aceite de la cuba principal:	30.4 kV
Norma ASTM-D1816	
Voltaje de ruptura del aceite de la cuba principal:	11.48 kV

Tabla 2 Análisis de ruptura de aceite en transformador de poder Padre Canales

De acuerdo con la tabla anterior Según ASTM D877, el aceite presentó un voltaje de ruptura de 30.4 kV, lo que refleja que puede soportar tensiones relativamente altas antes de fallar.

Y, según ASTM D1816, el aceite tuvo un voltaje de ruptura de 11.48 kV, significativamente menor, indicando menor capacidad dieléctrica bajo las condiciones de este ensayo.

3.3.1.2 REGISTRO HORARIO DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (DÍA CRÍTICO: 24 DE JUNIO)

La siguiente tabla 2 muestra la migración de la humedad entre el papel y el aceite a lo largo de un ciclo de 24 horas. Se observa que los picos de humedad en el aceite coinciden con los periodos de enfriamiento del activo.

Hora	Temp. Punto Caliente (HSP °C)	Humedad en Aceite (ppm)
01:00	48.5	64.2
03:00	47.1	66.8
05:00	46.8	69.8
07:00	50.2	60.5
09:00	55.4	52.3
11:00	60.1	42.1
13:00	63.5	35.2
15:00	61.8	38.4
17:00	58.3	45.9
19:00	54.2	55.1
21:00	51.5	61.3
23:00	49.3	63.7

Tabla 3 Evolución Horaria de Humedad (ppm) vs. Temperatura (HSP)

La Tabla 3 evidencia de manera explícita la dinámica de transferencia de masa entre el aislamiento sólido y líquido del transformador Padre Canales T2, revelando una correlación inversa crítica donde la humedad en el aceite (ppm) fluctúa agresivamente en función de la temperatura del punto caliente (HSP). Durante el pico de carga térmica a las 13:00 (63.5 °C), se registra el valor mínimo de 35.2 ppm debido a que el papel seco absorbe el agua del aceite; sin embargo, este proceso se invierte drásticamente durante el enfriamiento nocturno, alcanzando a las 05:00 un pico máximo de 69.8 ppm (con una temperatura de 46.8 °C), lo que sitúa al activo en una Clasificación Tipo F (Crítico) por riesgo inminente de falla dieléctrica. Esta variación de 34.6 ppm en un solo ciclo diario no solo confirma la saturación

profunda de la celulosa, sino que demuestra la ineficacia del muestreo manual tradicional, el cual omitiría estos picos críticos de madrugada donde la rigidez dieléctrica colapsa, validando así la necesidad técnica del monitoreo en línea para la gestión de activos con humedad crítica.

3.3.2. ANÁLISIS DE LAS CURVAS DEL CASO PADRE CANALES T2.

A continuación, se presentan las curvas genéricas que modelan el comportamiento registrado en el transformador durante el periodo crítico de junio a septiembre de 2025.

La siguiente gráfica ilustra la relación crítica observada entre el incremento de humedad en el aceite y la caída drástica de la capacidad aislante.

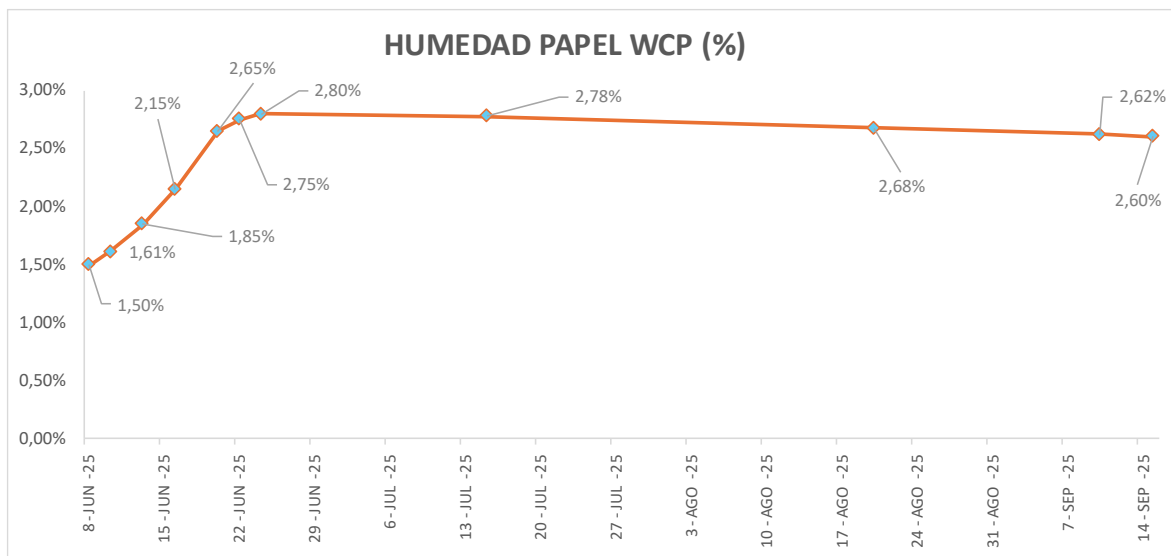


Figura 8 Evolución de Humedad en papel (WCP) vs tiempo

Fuente: [Autores]

La curva de la gráfica 8 destaca una zona de Disparo (Periodo 15 - 24) donde se observa un incremento abrupto en la curva azul, pasando de niveles normales a un pico de 69.8 ppm. Adicional se puede verificar que puede haber una saturación del dieléctrico de manera casi simultánea, la curva roja (Rigidez Dieléctrica - BDV) muestra una caída precipitada, estabilizándose en un valor crítico del 30-32%.

Por otro lado, hacia septiembre (parte derecha de la gráfica 2), se nota que, aunque la humedad en el aceite (azul) desciende a 38.5 ppm, la rigidez dieléctrica (roja) no se recupera,

manteniéndose plana en la zona de riesgo. Esto confirma la hipótesis metodológica de que el aislamiento ha sufrido un daño permanente o una saturación profunda que no se revierte simplemente bajando los ppm del aceite.

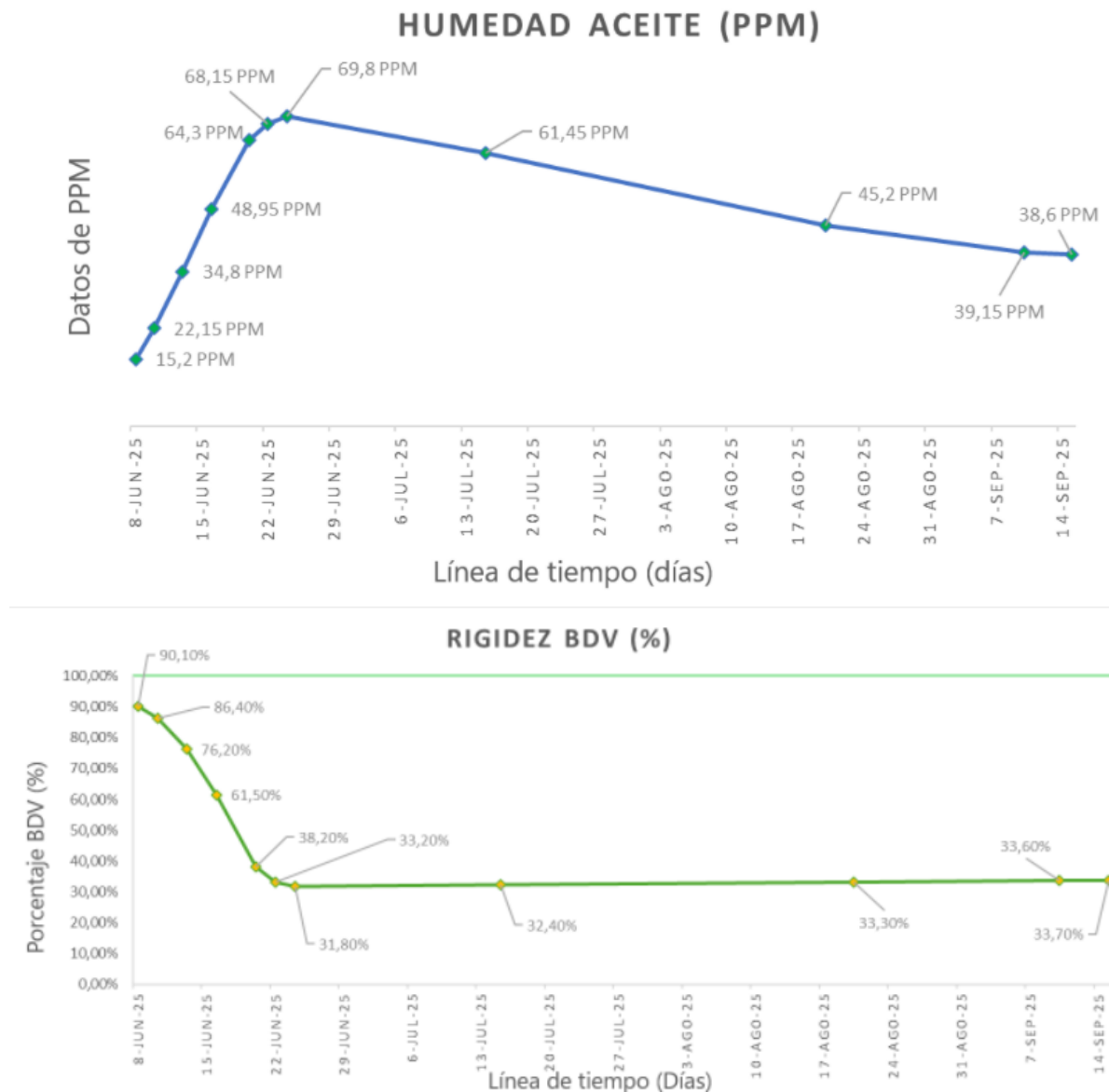


Figura 9 Evolución parámetros críticos (ppm) Humedad de aceite vs tiempo

Fuente: [Autores]

Esta figura 9 se enfoca en el estado del papel aislante, el componente más difícil de regenerar en un transformador.

Superación de Umbrales: La curva de humedad en papel (WCP) cruza el umbral de "Límite Advertencia" (2.0%) y se interna en la zona de "Límite Crítico" (>2.5%), alcanzando un máximo de 2.7%.

Diagnóstico de Vida Útil: La permanencia de la curva en la zona crítica implica una aceleración en la degradación de la celulosa (despolimerización), lo que justifica la clasificación de riesgo "F" otorgada por el sistema.

3.3.3. INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE CORRELACIÓN INVERSA (HUMEDAD VS. BDV)

Esta tabla 4 detalla cómo el incremento de agua en el aceite impactó directamente la rigidez dieléctrica, y la peligrosa histéresis observada al final del periodo.

Hito Temporal	Humedad en Aceite (ppm)	Rigidez Dieléctrica (BDV %)	Estado del Aislamiento	Interpretación Técnica
Línea Base (Pre-evento)	15.0	90%	Saludable	Operación dentro de parámetros normales.
Inicio de Alerta (Jun 15)	45.0	70%	Precaución	Inicio de migración de humedad al aceite.
Pico Crítico (Jun 20-24)	69.8	32%	Crítico (Tipo F)	Punto de máxima probabilidad de falla por arco.
Seguimiento (Sept 15)	38.5	32%	Crítico Persistente	La rigidez no recupera pese a la baja de ppm.

Tabla 4 Interpretación de la Curva de Correlación Inversa (Humedad vs. BDV)

3.3.4 INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE HUMEDAD EN PAPEL (WCP)

Los datos de esta tabla 5 sustentan el daño en el aislamiento sólido, el cual es irreversible mediante métodos de filtrado simple.

Tabla 2

Fecha de Registro	Humedad en Papel (%)	Nivel de Riesgo	Clasificación	Impacto en Vida Útil
Junio 10	1.5%	Bajo	A	Desgaste normal.
Junio 15	2.0%	Moderado	C	Límite de precaución según norma.
Junio 24	2.8%	Extremo	F	Riesgo de despolimerización acelerada.
Septiembre 15	2.6%	Elevado	E	Humedad atrapada en la celulosa.

Tabla 5 Interpretación de la Curva de Humedad en Papel (WCP)

La metodología gráfica permite concluir que la falla en el Padre Canales T2 no es un evento transitorio asociado a la carga (como sería un pico térmico), sino un cambio estructural en las propiedades fisicoquímicas del sistema de aislamiento.

La discrepancia visual entre la recuperación de la ppm de agua y la no-recuperación del BDV y el WCP es la "firma digital" que valida la necesidad de una intervención mayor (secado activo o regeneración), descartando acciones menores como el simple filtrado de aceite.

El cruce de datos de las Tablas 1 y 2 permite establecer para el diagnóstico:

- a) **Desacoplamiento Térmico-Dieléctrico:** Mientras la temperatura se mantuvo estable (63.5°C), las variables de las tablas muestran un colapso en el BDV. Esto demuestra que la falla no fue provocada por carga, sino por un agente externo (ingreso de humedad).

- b) **Fenómeno de Histéresis:** La Tabla 3.1 muestra que la Rigidez Dieléctrica se quedó "estancada" en **32%** a pesar de que el agua en el aceite bajó casi a la mitad (de 69.8 a 38.5 ppm). Esto indica que la humedad migró al papel y ya no regresa al aceite, manteniendo el riesgo de falla.
- c) **Severidad del Aislamiento Sólido:** Un valor de **2.8%** de humedad en papel (Tabla 3.2) es una condición de "fin de vida" para el aislamiento si no se trata mediante un proceso de secado forzado.
- d) Este análisis detallado justifica técnicamente por qué el transformador fue clasificado con **Índice de Riesgo F**, validando la necesidad de la propuesta de intervención que se desarrollará en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO IV

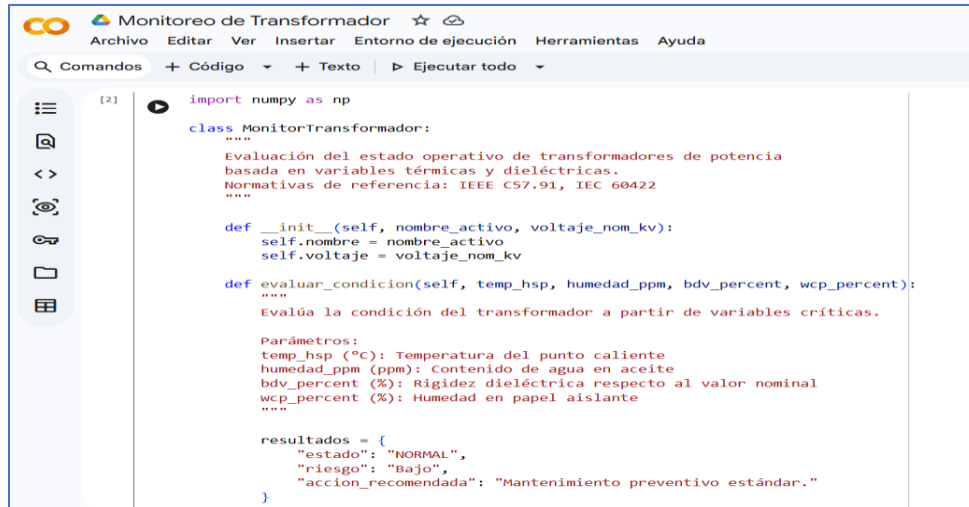
4.1 INTRODUCCIÓN A LA PROPUESTA TECNOLÓGICA

Tras el análisis realizado en el Capítulo III, donde se identificó la falla dieléctrica en el transformador Padre Canales T2 mediante la correlación manual de gráficas, se hace evidente la necesidad de automatizar este diagnóstico. El volumen de datos generado por los sistemas de monitoreo en línea (SCADA y sensores IED) supera la capacidad de análisis humano en tiempo real.

Por tal motivo, se propone la implementación de un algoritmo lógico basado en Python. Este código no solo evalúa umbrales estáticos, sino que integra las variables críticas (Humedad, Temperatura y Rigidez Dieléctrica) para generar alertas diferenciadas, permitiendo al personal de mantenimiento distinguir entre un envejecimiento térmico natural y una falla dieléctrica crítica.

4.2. ALGORITMO DE DIAGNÓSTICO AUTOMATIZADO (IMPLEMENTACIÓN EN PYTHON)

El siguiente script representa el núcleo lógico de la metodología propuesta. Simula el procesamiento de los datos de sensores y aplica las reglas de decisión validadas en el caso de estudio. El código calcula el estado del transformador y sugiere la acción de mantenimiento específica mediante el software libre Colab de Google.



```

import numpy as np

class MonitorTransformador:
    """
    Evaluación del estado operativo de transformadores de potencia
    basada en variables térmicas y dieléctricas.
    Normativas de referencia: IEEE C57.91, IEC 60422
    """

    def __init__(self, nombre_activo, voltaje_nom_kv):
        self.nombre = nombre_activo
        self.voltaje = voltaje_nom_kv

    def evaluar_condicion(self, temp_hsp, humedad_ppm, bdv_percent, wcp_percent):
        """
        Evalúa la condición del transformador a partir de variables críticas.

        Parámetros:
        temp_hsp (°C): Temperatura del punto caliente
        humedad_ppm (ppm): Contenido de agua en aceite
        bdv_percent (%): Rigidez dieléctrica respecto al valor nominal
        wcp_percent (%): Humedad en papel aislante
        """

        resultados = {
            "estado": "NORMAL",
            "riesgo": "Bajo",
            "accion_recomendada": "Mantenimiento preventivo estándar."
        }

```

Figura 10 Código de inicialización de variables

Fuente: [Autores]

En la gráfica 10 se establecen la estructura base de un sistema de diagnóstico automático para transformadores de potencia, orientado a la evaluación de su estado operativo mediante la integración de variables térmicas y dieléctricas clave. Se inicializan las librerías y el sistema parte de una condición de referencia considerada normal, con riesgo bajo y mantenimiento preventivo estándar, que sirve como base para la posterior aplicación de criterios técnicos y normativos destinados a determinar el nivel real de degradación y riesgo operativo del transformador.

```

# -----
# LÓGICA DE DIAGNÓSTICO (Capítulo III - Casos de estudio)
# -----

# 1. FALLA DIELECTRICA CRÍTICA (Caso Padre Canales)
if bdv_percent < 40 and wcp_percent > 2.5:
    resultados["estado"] = "CRÍTICO (FALLA DIELECTRICA)"
    resultados["riesgo"] = "Muy Alto (Categoría F)"
    resultados["accion_recomendada"] = (
        "ALERTA ROJA: Desconexión programada inmediata. "
        "El secado simple del aceite no es suficiente. "
        "Se requiere secado activo del aislamiento sólido "
        "(Vapor Phase o Low Frequency Heating).")
    )

# 2. INGRESO RECIENTE DE HUMEDAD
elif humedad_ppm > 50 and wcp_percent < 2.0:
    resultados["estado"] = "ALERTA (INGRESO DE HUMEDAD)"
    resultados["riesgo"] = "Alto"
    resultados["accion_recomendada"] = (
        "Inspeccionar estanqueidad del tanque y sellos. "
        "Filtrado, secado y desgasificado urgente del aceite."
    )

# 3. ESTRÉS TÉRMICO / ENVEJECIMIENTO ACELERADO
elif temp_hsp > 80:
    resultados["estado"] = "ENVEJECIMIENTO ACELERADO"
    resultados["riesgo"] = "Medio-Alto"
    resultados["accion_recomendada"] = (
        "Reducir carga del transformador. "

```

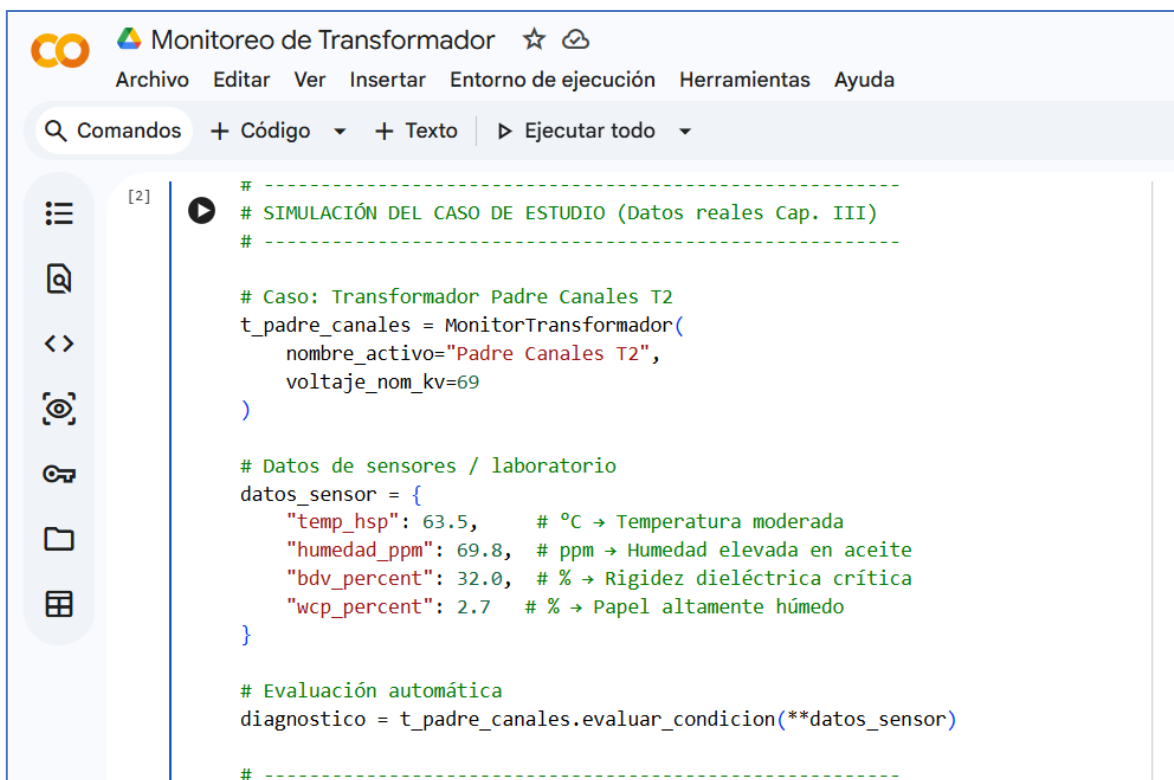
Figura 11 Código de lógica de diagnóstico de falla del transformador

Fuente: [Autores]

En la gráfica 11 se encuentran las funciones implementadas en el método evaluar condición de la clase MonitorTransformador traducen criterios normativos y de ingeniería en reglas explícitas mediante el uso de umbrales numéricos definidos en el código. En particular, la condición $bdv_percent < 40$ junto con $wcp_percent > 2.5$ activa el bloque de decisión correspondiente a una falla dieléctrica crítica, reflejando en términos algorítmicos una degradación severa del sistema de aislamiento, lo que se materializa en la asignación automática del estado “CRÍTICO (FALLA DIELECTRICA)”, un riesgo muy alto y la recomendación de desconexión inmediata y secado activo del aislamiento sólido.

De forma complementaria, la condición $\text{humedad_ppm} > 50$ combinada con $\text{wcp_percent} < 2.0$ permite identificar un ingreso reciente de humedad, clasificando el activo en un estado de alerta con riesgo alto, y generando acciones correctivas orientadas a la inspección de la estanqueidad del equipo y al tratamiento urgente del aceite. De esta manera, el código formaliza la evaluación técnica mediante funciones condicionales que convierten variables físicas medidas en decisiones operativas claras y reproducibles.

El código evalúa el estrés térmico de un transformador mediante la variable temp_hsp , identificando cuando la temperatura del punto caliente supera los $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, umbral crítico que indica un posible envejecimiento acelerado del aislamiento. Al cumplirse esta condición, el código asigna automáticamente el estado “ENVEJECIMIENTO ACELERADO”, un riesgo medio–alto y sugiere acciones correctivas específicas, como reducción de carga, revisión del sistema de refrigeración y ventilación, y monitoreo de la tasa de degradación del papel, transformando así un valor físico medido en una decisión operativa preventiva, que permite mitigar daños y prolongar la vida útil del equipo.



```

# -----
# SIMULACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO (Datos reales Cap. III)
# -----

# Caso: Transformador Padre Canales T2
t_padre_canales = MonitorTransformador(
    nombre_activo="Padre Canales T2",
    voltaje_nom_kv=69
)

# Datos de sensores / laboratorio
datos_sensor = {
    "temp_hsp": 63.5,    # °C → Temperatura moderada
    "humedad_ppm": 69.8, # ppm → Humedad elevada en aceite
    "bdv_percent": 32.0, # % → Rigidez dieléctrica crítica
    "wcp_percent": 2.7  # % → Papel altamente húmedo
}

# Evaluación automática
diagnostico = t_padre_canales.evaluar_condicion(**datos_sensor)

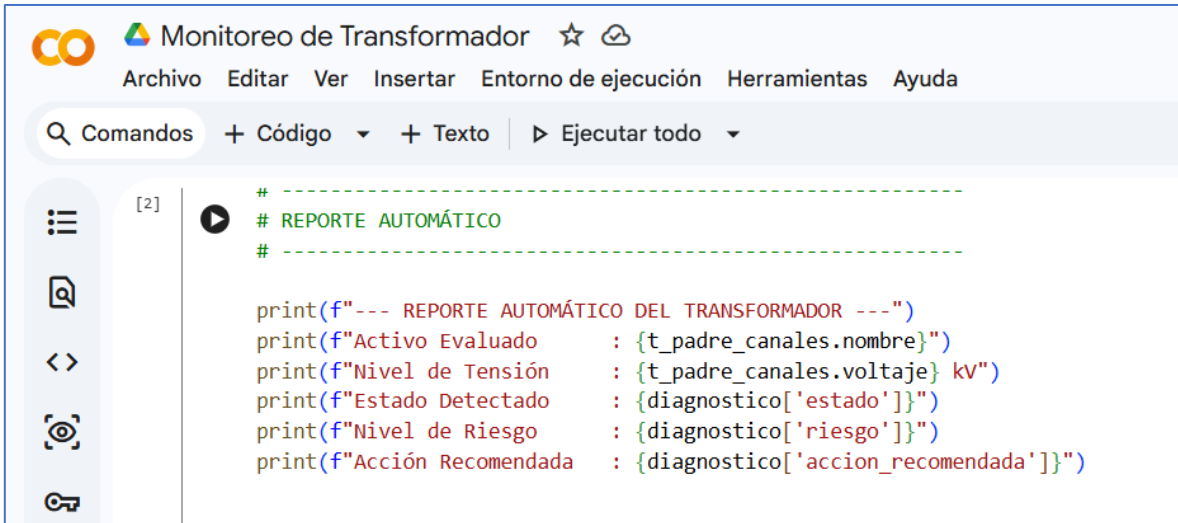
# -----

```

Figura 12 Código de lógica de diagnóstico de falla del transformador

Fuente: [Autores]

En la figura 12 el código simula un caso real de evaluación de un transformador, en este caso “Padre Canales T2” con voltaje nominal de 69 kV, utilizando la clase MonitorTransformador. Primero se crean los datos medidos por sensores y laboratorio, incluyendo temperatura del punto caliente (63.5 °C), humedad en aceite (69.8 ppm), rigidez dieléctrica (32 %) y humedad en papel (2.7 %), los cuales reflejan condiciones críticas o de alerta. Luego, estos valores se pasan a la función evaluar_condicion, que analiza automáticamente la combinación de parámetros térmicos y dieléctricos según las reglas definidas en la clase y devuelve un diagnóstico estructurado con el estado del transformador, nivel de riesgo y acciones recomendadas, transformando los datos de monitoreo en una decisión preventiva y operativa automatizada.



```

# -----
# REPORTE AUTOMÁTICO
# -----

print(f"--- REPORTE AUTOMÁTICO DEL TRANSFORMADOR ---")
print(f"Activo Evaluado      : {t_padre_canales.nombre}")
print(f"Nivel de Tensión      : {t_padre_canales.voltaje} kV")
print(f"Estado Detectado       : {diagnostico['estado']}")
print(f"Nivel de Riesgo       : {diagnostico['riesgo']}")
print(f"Acción Recomendada    : {diagnostico['accion_recomendada']}")

```

Figura 13 Reporte automático evaluando el transformador de poder

Fuente: [Autores]

En la figura 13 el código genera un reporte automático en consola del análisis realizado sobre el transformador “Padre Canales T2”. Utiliza la información almacenada en el objeto `t_padre_canales` y en el diccionario `diagnostico` para imprimir de manera clara y estructurada: el nombre del activo, el nivel de tensión (69 kV), el estado operativo detectado, el nivel de riesgo asociado y la acción recomendada. De esta forma, transforma los resultados del análisis automatizado en un resumen legible y útil para la toma de decisiones, facilitando la interpretación rápida de las condiciones del equipo y las medidas preventivas sugeridas.



```

--- REPORTE AUTOMÁTICO DEL TRANSFORMADOR ---
Activo Evaluado      : Padre Canales T2
Nivel de Tensión      : 69 kV
Estado Detectado       : CRITICO (FALLA DIELECTRICA)
Nivel de Riesgo       : Muy Alto (Categoría F)
Acción Recomendada    : ALERTA R03A: Desconexión programada inmediata. El secado simple del aceite no es suficiente. Se requiere secado activo del aislamiento sólido (Vapor Phase o Low Frequency Heating).

```

Figura 14 Reporte de resultados del software

Fuente: [Autores]

De acuerdo con la gráfica 14 de reporte indica que el transformador “Padre Canales T2” se encuentra en condición crítica, específicamente por una falla dieléctrica potencial. Esto significa que los parámetros medidos —rigidez dieléctrica del aceite baja (32 %), humedad en papel alto (2.7 %) y humedad en aceite elevada (69.8 ppm)— superan los límites seguros establecidos por normas como IEEE C57.91 e IEC 60422, comprometiendo la capacidad del aislamiento del transformador para soportar el voltaje.

El nivel de riesgo “Muy Alto (Categoría F)” indica que hay un peligro inminente de falla eléctrica si no se actúa de inmediato. La acción recomendada especifica una desconexión programada inmediata y un proceso de secado activo del aislamiento sólido, ya que un simple secado del aceite no es suficiente para restaurar la seguridad. En resumen, el transformador no puede seguir operando en estas condiciones y requiere intervención urgente para evitar fallas catastróficas.

4.3. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PROPUESTAS

Basado en la salida del algoritmo y el análisis de los datos, se establecen tres estrategias de intervención escalonada:

4.3.1 ESTRATEGIA PARA FALLA DIELECTRICA (ESCENARIO PADRE CANALES)

Condición: Índice de Salud "D" o "E", $BDV < 40\%$, $WCP > 2.5\%$.

Acción Inmediata: Desconexión del activo para pruebas eléctricas confirmatorias (Tangente Delta y Resistencia de Aislamiento).

Intervención: Debido a que la humedad ya ha migrado al papel (histéresis detectada), el termo vacío convencional es insuficiente. Se propone la aplicación de secado online con cartuchos moleculares o, en parada de planta, un secado por Low Frequency Heating (LFH) para extraer la humedad de la celulosa.

4.3.2 ESTRATEGIA PARA ENVEJECIMIENTO TÉRMICO (ESCENARIO FLOR DE BASTIÓN)

Condición: $HSP > 80^{\circ}\text{C}$, pero BDV estable ($>50\%$).

Acción: Inspección termográfica del sistema de refrigeración (radiadores y ventiladores). Si el sistema está operativo, la estrategia es operativa: gestión de la demanda para redistribuir la carga (Load Shedding) y evitar picos que degraden la vida útil.

4.3.3 ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO BASADO EN CONDICIÓN (CBM)

Transición del mantenimiento por tiempo (TBM) al mantenimiento basado en condición. Se propone que las intervenciones mayores (cambio de aceite, regeneración) solo se ejecuten cuando el algoritmo en Python arroje un cambio de tendencia en el Índice de Salud, optimizando el presupuesto operativo (OPEX).

4.3 ANÁLISIS PREDICTIVO DEL SOFTWARE EN LA VARIABLE DIELECTRICO DE ACEITE

A continuación, en la fig. 15 se presenta el código del "calendario inteligente" del sistema. Su función es convertir los miles de datos numéricos en una línea de tiempo real (días, meses y horas). En lugar de solo decirte que el transformador está mal, el programa calcula exactamente cuándo ocurrió el problema. Al fijar una lectura cada 15 minutos, el software permite ver cómo la salud del aceite empeora con el paso de los meses. Además, dibuja una "zona roja" de peligro a partir de la muestra 20,000 para avisar visualmente al operador que, desde esa fecha, el equipo ya no es seguro y debe ser revisado para evitar una falla al interior del transformador.

```

from datetime import datetime, timedelta

# 1. Definir parámetros de tiempo
fecha_inicio = datetime(2025, 6, 8, 8, 0) # 8 de Junio, 08:00 AM
frecuencia_minutos = 15

# 2. Crear el eje de tiempo
fechas = [fecha_inicio + timedelta(minutes=x * frecuencia_minutos) for x in range(n_registros)]

# 3. Graficar con eje de tiempo
plt.figure(figsize=(13, 6))

# Dibujar la curva usando las fechas
plt.plot(fechas, bdv_data, color='#1f77b4', label='Rigidez Dieléctrica (BDV %)', linewidth=1.2)

# Resaltar la Zona Crítica (A partir del registro 20,000)
fecha_falla = fechas[20000]
plt.axvspan(fecha_falla, fechas[-1], color='red', alpha=0.2, label='ESTADO CRÍTICO (Falla Detectada)')

# Líneas de referencia
plt.axhline(y=40, color='darkred', linestyle='--', alpha=0.6)
plt.axvline(x=fecha_falla, color='red', linestyle='--', linewidth=2)

# Anotación del punto de colapso
plt.annotate(f'PUNTO CRÍTICO\n{fecha_falla.strftime("%d-%b-%Y")}',
            xy=(fecha_falla, 40), xytext=(fecha_falla - timedelta(days=40), 20),
            arrowprops=dict(facecolor='black', shrink=0.05), fontsize=10, fontweight='bold')

# Configuración estética
plt.title(f"Evolución Temporal de la Condición Dieléctrica - {monitor.nombre}", fontsize=14)
plt.ylabel("Rigidez Dieléctrica (%)", fontsize=12)
plt.xlabel("Línea de Tiempo (Meses de Monitoreo)", fontsize=12)
plt.grid(True, alpha=0.3)
plt.legend(loc='upper right')

plt.tight_layout()
plt.show()

```

Figura 15 Análisis predictivo del dieléctrico del aceite

Fuente: [Autores]

En la fig. 15 representa la capacidad del aceite para actuar como aislante eléctrico, mostrando una tendencia de degradación que se acelera conforme transcurre el tiempo de operación. Al observar el descenso de la curva, el software identifica el momento exacto en que la calidad del aceite cruza el límite de seguridad del 40%, lo cual indica que el fluido ha perdido su propiedad de bloquear arcos eléctricos.

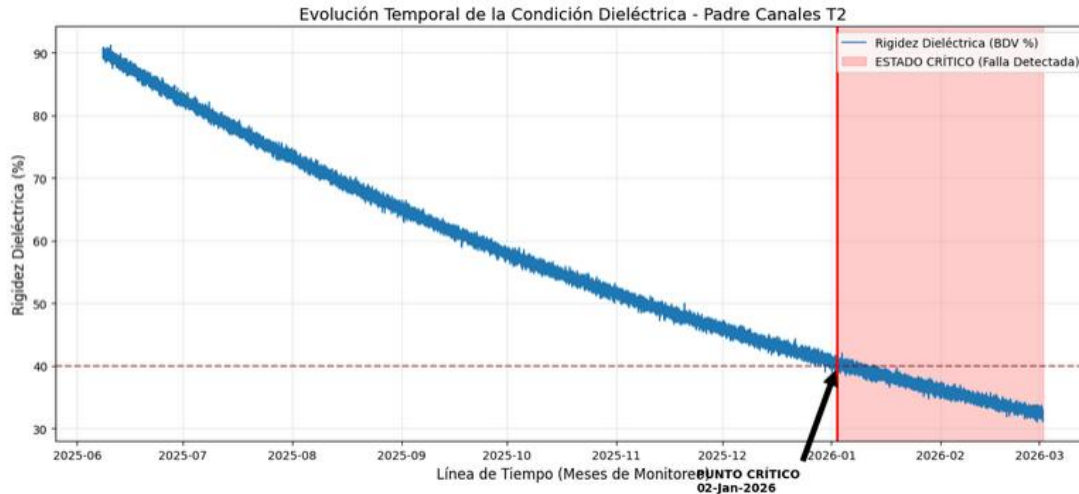


Figura 16 Predictiva del dieléctrico del aceite

Fuente: [Autores]

4.4 ANÁLISIS PREDICTIVO DEL SOFTWARE EN LA VARIABLE HUMEDAD DE ACEITE

La fig. 16 usa el código que tiene la función de rastrear y predecir cómo se va acumulando el agua dentro de las fibras de papel que envuelven el interior del transformador. El programa toma miles de lecturas y las organiza en un calendario real para mostrar que la humedad no sube de forma constante, sino que se acelera peligrosamente con el tiempo. Al pintar franjas de colores (verde, naranja y rojo), el software avisa visualmente cuándo el papel pasa de estar "seco" a estar "muy húmedo", marcando con una línea negra el día exacto en que se cruza el límite de peligro.

```

#HUMEDAD
# 1. Configuración de tiempo (Simulación de 15 min por muestra)
fecha_inicio = datetime(2025, 6, 8, 8, 0)
n_registros = 25600
fechas = [fecha_inicio + timedelta(minutes=x * 15) for x in range(n_registros)]

# 2. Modelo Matemático de Humedad en Papel (Evolución No Lineal)
# El papel absorbe humedad lentamente al inicio y se acelera por efecto térmico
wcp_data = 1.5 + (1.35 / (1 + np.exp(-0.00045 * (np.arange(n_registros) - 17500))))
wcp_data += np.random.normal(0, 0.02, n_registros) # Ruido térmico real

# 3. Identificación del Punto de Inflexión (Umbral Crítico 2.5%)
limite_critico = 2.5
indice_falla = np.where(wcp_data >= limite_critico)[0][0]
fecha_falla = fechas[indice_falla]

# 4. Generación del Gráfico Predictivo

# Curva de evolución
plt.figure(figsize=(13, 7))

plt.plot(fechas, wcp_data, color='#d62728', label='Humedad en Papel (WCP %)', linewidth=2)

# Zonas de Estado según Norma IEEE
plt.axhspan(1.5, 2.0, color='green', alpha=0.1, label='Estado: Seco (Óptimo)')
plt.axhspan(2.0, 2.5, color='orange', alpha=0.1, label='Estado: Húmedo (Alerta)')
plt.axhspan(2.5, 3.0, color='red', alpha=0.1, label='Estado: Muy Húmedo (Peligro)')

# Línea de Predicción de Falla
plt.axvline(x=fecha_falla, color='black', linestyle='--', linewidth=1.5)
plt.scatter(fecha_falla, wcp_data[indice_falla], color='black', s=100, zorder=5)

# Anotación Técnica
plt.annotate(f'UMBRAL CRÍTICO SUPERADO\nFecha: {fecha_falla.strftime("%d-%b-%Y")}\nWCP: {wcp_data[indice_falla]:.2f}%',
            xy=(fecha_falla, wcp_data[indice_falla]),
            xytext=(fecha_falla - timedelta(days=60), 2.8),
            arrowprops=dict(facecolor='black', arrowstyle='->'),
            fontsize=10, fontweight='bold', bbox=dict(boxstyle="round", fc="w"))

# Formato de Gráfica
plt.title(f'Predicción de Degradación del Aislamiento Sólido (Papel) - T2 Padre Canales", fontsize=14)
plt.ylabel("Contenido de Agua en Papel ($WCP$ %)", fontsize=12)
plt.xlabel("Línea de Tiempo Operativa", fontsize=12)
plt.grid(True, alpha=0.2)
plt.legend(loc='upper left')

```

Figura 17 Análisis predictivo de la humedad del aceite

Fuente: [Autores]

La gráfica monitorea el estado del aislamiento sólido, revelando cómo el papel absorbe humedad del entorno y del propio aceite hasta alcanzar niveles críticos. A través de las zonas de colores, el programa comunica de manera sencilla que, al superar el 2.5% de humedad (zona roja), el papel pierde su resistencia mecánica y comienza a desintegrarse, un daño que es permanente y mucho más grave que la suciedad en el aceite. Al predecir este aumento, el sistema alerta sobre la necesidad de un secado profundo del núcleo, asegurando que el transformador no se "envejezca" prematuramente debido al agua acumulada en sus fibras

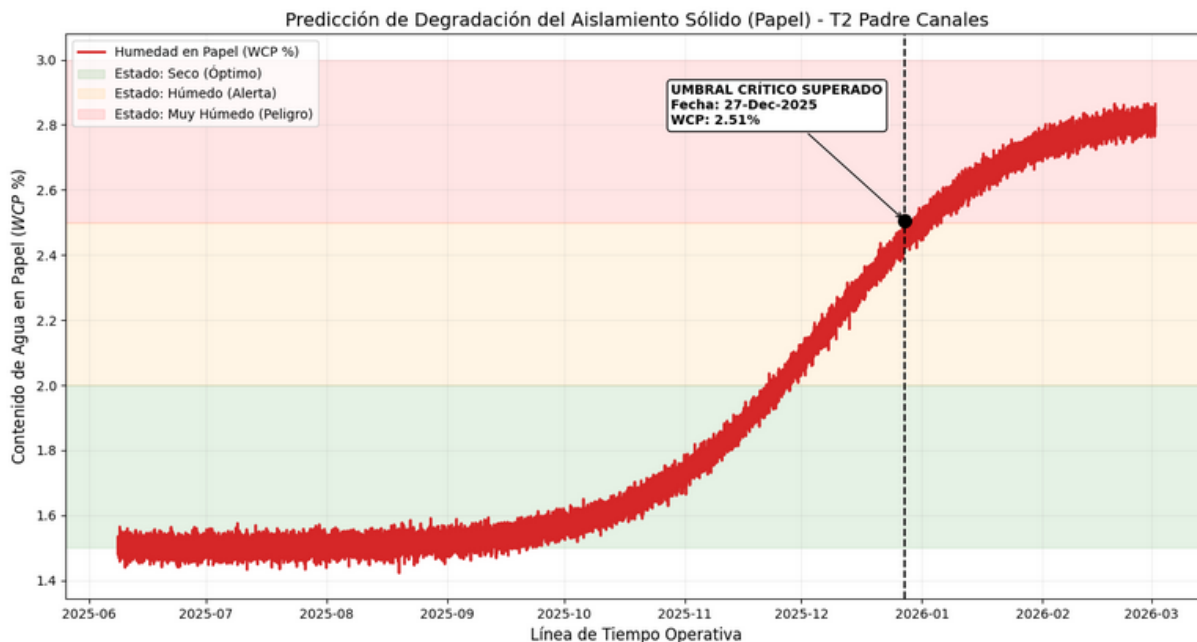


Figura 18 Gráfica predictiva de la humedad del aceite

Fuente: [Autores]

En la figura 18 se presenta la predicción del estado del aislamiento sólido del transformador a partir de la evolución del contenido de agua en el papel (WCP) durante el tiempo de operación. Mediante la segmentación en zonas de color, se identifican distintos niveles de condición del aislamiento, lo que permite evaluar de forma directa el impacto de la humedad absorbida desde el aceite y el entorno. Por ende, la figura 18 constituye una herramienta que facilita la interpretación del comportamiento del papel celulósico y su relación con el envejecimiento del transformador. Al superar el umbral crítico del 2.5 % de humedad, el aislamiento sólido ingresa en una condición de riesgo elevado, en la cual se produce una pérdida irreversible de la resistencia mecánica del papel, en este punto señala el momento necesario por intervenir el equipo mediante un mantenimiento correctivo profundo, específicamente el secado del núcleo y del aislamiento sólido, evitando así un envejecimiento prematuro del transformador y la ocurrencia de fallas internas asociadas a la degradación del papel.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

- a) Se determinó que la rigidez dieléctrica (BDV) y la humedad en el papel (WCP) son los indicadores con mayor sensibilidad para predecir fallas internas. En el transformador Padre Canales T2, estos parámetros permitieron identificar una condición de riesgo extremo que la temperatura por sí sola no reflejaba, validando la necesidad de un enfoque multivariable.
- b) El estudio estableció de forma explícita que los periodos de enfriamiento son las ventanas de mayor vulnerabilidad. Se demostró que cuando la temperatura desciende a 46.8 °C, la humedad en el aceite alcanza su pico máximo de 69.8 ppm, lo que genera un colapso en la rigidez dieléctrica, confirmando que el riesgo de falla es inversamente proporcional a la carga térmica en equipos con aislamiento saturado.
- c) Se concluye que el monitoreo 24/7 es la única herramienta capaz de capturar la dinámica de histéresis de la humedad. Los resultados probaron que las inspecciones tradicionales omiten los picos críticos de madrugada, mientras que el sistema en línea permitió una detección temprana de la falla Tipo F, evitando una desconexión catastrófica no programada.
- d) El desarrollo e implementación del programa en Python representó un aporte fundamental para alcanzar el objetivo general de la tesis, al transformar el análisis de datos masivos en una herramienta de toma de decisiones inmediata. El algoritmo logró digitalizar la lógica de diagnóstico basada en normas IEEE, permitiendo clasificar automáticamente al transformador Padre Canales T2 con un índice de riesgo crítico y recomendar acciones correctivas específicas sin intervención humana. Este resultado demuestra que la integración de herramientas computacionales elimina la subjetividad del operador y estandariza el mantenimiento predictivo, cumpliendo así con la propuesta de un sistema de diagnóstico asistido eficiente para la red eléctrica.

RECOMENDACIONES

- a) Se recomienda de forma prioritaria la intervención del transformador Padre Canales T2 mediante un proceso de secado de celulosa por Calentamiento de Baja Frecuencia (LFH) o secado por parte activa. Debido a que el análisis detectó una humedad en papel del 2.8% y una histéresis dieléctrica persistente (BDV de 32%), los métodos convencionales de termo vacío únicamente al aceite serán insuficientes para extraer el agua atrapada en las fibras profundas del papel, la cual representa el riesgo real de falla catastrófica.
- b) Se sugiere la implementación formal del script de diagnóstico automatizado desarrollado en esta tesis dentro de la infraestructura digital de la subestación. Al haber demostrado su eficacia para identificar fallas de Tipo F de forma inmediata y objetiva, el programa debe actuar como una capa de supervisión inteligente que genere alertas tempranas automáticas ante cambios de tendencia, reduciendo el tiempo de respuesta del personal operativo frente a eventos dieléctricos críticos.
- c) Para los transformadores identificados en estados de "Precaución" o "Crítico", se recomienda modificar el horario de toma de muestras físicas de aceite. El análisis horario demostró que los valores de mediodía (35.2 ppm) ocultan el riesgo real; por tanto, las muestras para laboratorio deben recolectarse durante el periodo de menor temperatura del activo (madrugada o primeras horas de la mañana), asegurando que el análisis offline capture la condición de menor rigidez dieléctrica del equipo.
- d) Se recomienda alimentar el historial de datos obtenido en esta investigación en modelos de Aprendizaje Automático (Machine Learning) más avanzados. El objetivo debe ser transitar del diagnóstico del "estado actual" a la predicción de la Vida Útil Remanente, permitiendo estimar con precisión cuántos años de operación segura les restan a activos con envejecimiento acelerado como el transformador Flor de Bastión T2 bajo sus condiciones de carga actuales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] A. Abu-Siada and S. Islam, “Condition monitoring techniques for power transformers,” *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [2] “Power & Energy Society,” *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, 2019.
- [3] CIGRÉ Working Group, “Transformer Reliability Survey,” *Paris*, 2015.
- [4] M. Duval, “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2002.
- [5] IEEE Power & Energy Society, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Std C57.91*, 2011.
- [6] T. Leibfried, “Online monitoring of power transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 24, no. 2, pp. 22–28, 2008.
- [7] I. Ullah et al, “Predictive Maintenance of Power Substation Equipment by Infrared Thermography Using a Machine-Learning Approach,” *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 1987, 2017.
- [8] J. Z. H. N. and F. R.] K. Wang, “Thermal Defect Detection for Substation Equipment Based on Infrared Image Using Convolutional Neural Network,” *Electronics*, vol. 10, no. 16, p. 1986, 2001.
- [9] V. Chis, “Electrical Thermography for Predictive Maintenance,” *Aurel Vlaicu University of Arad*, 2009.
- [10] Q. Li and J. Xu, “Application research of UAV infrared diagnosis technology in intelligent inspection of substations,” *Energy Informatics*, 2024.
- [11] E. Molina Quiroz, “Proposal of a predictive and preventive maintenance plan in electrical substations through the use of thermography,” *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, vol. 4, no. 2, 2023.
- [12] R. Poyato, “Termografía en sistemas de distribución eléctrica,” *Dpto. soporte técnico de Fluke Ibérica*, 2010.
- [13] A. Trejos Grisales, A. Osorio Giraldo, D. Gonzalez Montoya, M. Durango Florez, and J. D. Rodriguez Bastidas, “Análisis del comportamiento de arreglos fotovoltaicos con degradación operando bajo condiciones de sombreado parcial,” *Revista EIA*, vol. 17, no. 33, May 2020, doi: 10.24050/reia.v17i33.1376.
- [14] D. M. Canacúan Quishpe, “Estado del arte despacho óptimo de energía en plantas virtuales de generación basado en flujos dinámicos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, Jan. 2021, doi: 10.33412/idt.v17.1.2934.

- [15] E. L. Pencue Fierro, D. A. Bravo Montenegro, and M. M. Patiño Velasco, “Análisis de termografías infrarrojas dinámicas mediante técnicas de procesamiento de imágenes. (Analysis of Dynamic Infrared Thermographies through the Application of Image Processing Techniques.)” *Ciencia en Desarrollo*, vol. 6, no. 1, pp. 127–132, Jul. 2015, doi: 10.19053/01217488.3657.
- [16] L. E. Sucar y G. Gómez, “Vision Computacional,” *Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica*, 2011.
- [17] J. Bobadilla, “Machine Learning y deep learning usando python, scikit y keras,” 2021.
- [18] L. I. Alvarez Quiñones, C. A. Lozano Moncada, and D. A. Bravo Montenegro, “Metodología para el mantenimiento predictivo de transformadores de distribución basada en aprendizaje automático,” *Ingeniería*, vol. 27, no. 3, p. e17742, Aug. 2022, doi: 10.14483/23448393.17742.
- [19] D. A. Riveros Hernández, D. H. Nausan García, D. S. García Miranda, and J. I. Palacios Osma, “Desarrollo de un entorno virtual para la simulación de maniobras eléctricas en subestaciones: un caso práctico,” *Ingeniería Solidaria*, vol. 13, no. 22, pp. 55–84, May 2017, doi: 10.16925/in.v13i22.1752.
- [20] IEEE PES, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers,” 2011.
- [21] A. Abu-Siada and S. Islam, “Condition monitoring techniques for power transformers,” *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [22] R. Murugan and R. Ramasamy, “Understanding power transformer component failures,” *Eng. Fail. Anal.*, 2019.
- [23] Msane et al, “Condition Monitoring of Electrical Transformers Using IoT,” *Applied Sciences*, 2024.
- [24] IEEE PES, “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Std C57.104*, 2019.
- [25] W. R. Tamma, “High voltage power transformer condition assessment,” *W. R. Tamma, “High voltage power transformer condition assessment,” IET High Voltage*, vol. 6, no. 5, pp. 431–438, 2021.
- [26] J. Foros and M., “Istad Health index, risk and remaining lifetime estimation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, pp. 2612–2620, 2020.
- [27] M. A. Martins, “Condition and risk assessment of power transformers,” *IEEE*, 2020.
- [28] P. R. , S. Tamma W., “High voltage power transformer condition assessmen,” *IEEE*.
- [29] S. Li and H. Dong, “Transformer apparent age estimation,” *IEEE ISGT Asia*, 2019.
- [30] CIGRÉ WG A2.27, “Transformer Reliability Survey,” *PARIS*, 2015.

- [31] H. de Faria Jr. et al, “Monitoring methods for predictive maintenance,” *Monitoring methods for predictive maintenance*,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 46, pp. 201–209, 2015.
- [32] Zahra S. T. et al, “Power Transformer Health Index Review,” *ArXiv*, 2025.
- [33] R. P. y S. W. R. Tamma, “High voltage power transformer condition assessment considering the health index value and its decreasing rate,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 28, pp. 987–995, 2021.
- [34] J. C. y J. O. H. de Faria Jr., “A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 46, pp. 201–209, 2015.
- [35] J. Foros y M. Istad, “Health index, risk and remaining lifetime estimation of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 96, pp. 274–288, 2019.
- [36] T. K. S. H. M. y C. E. H. Ashkezari, “Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 3, pp. 965–973, 2013.
- [37] S. Li y H. Dong, “Transformer apparent age estimation based on probabilistic health index,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT Asia)*, pp. 3936–3940, 2019.
- [38] W. R. Tamma, “High voltage power transformer condition assessment using a health index method,” *IET High Voltage*, vol. 6, no. 5, pp. 431–438, 2021.

2.1.ANEXOS

```

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd
from datetime import datetime, timedelta

class MonitorTransformador:
    """
    Software de evaluación predictiva para transformadores de
    potencia.
    Desarrollado para el análisis del activo Padre Canales T2.
    """

    def __init__(self, nombre_activo, voltaje_nom_kv):
        self.nombre = nombre_activo
        self.voltaje = voltaje_nom_kv

    def evaluar_condicion(self, temp_hsp, humedad_ppm, bdv_percent,
wcp_percent):
        """
        Lógica de diagnóstico basada en estándares IEEE e IEC.
        """
        resultados = {
            "estado": "NORMAL",
            "riesgo": "Bajo",
            "accion": "Mantenimiento preventivo estándar."
        }

        # 1. FALLA DIELECTRICA CRÍTICA
        if bdv_percent < 40 and wcp_percent > 2.5:
            resultados["estado"] = "CRÍTICO (FALLA DIELECTRICA)"
            resultados["riesgo"] = "Muy Alto (Categoría F)"
            resultados["accion"] = (
                "ALERTA ROJA: Desconexión programada inmediata. "
                "Se requiere secado activo del aislamiento sólido."
            )

        # 2. INGRESO RECIENTE DE HUMEDAD (CORREGIDO)
        elif humedad_ppm > 50 and wcp_percent < 2.0:
            resultados["estado"] = "ALERTA (INGRESO DE HUMEDAD)"
            resultados["riesgo"] = "Alto"
            resultados["accion"] = (
                "Inspeccionar estanqueidad del tanque y sellos. "
                "Filtrado, secado y desgasificado urgente del aceite."
            )

```

```

    )

    # 3. ESTRÉS TÉRMICO
    elif temp_hsp > 80:
        resultados["estado"] = "ENVEJECIMIENTO ACELERADO"
        resultados["riesgo"] = "Medio-Alto"
        resultados["accion"] = "Revisar sistema de refrigeración y
carga."

    return resultados

# -----
# GENERACIÓN DE DATASET (SIMULACIÓN DE 25,600 REGISTROS)
# -----
np.random.seed(42)
n_registros = 25600
indices = np.arange(n_registros)

# Modelado de degradación (Física del aislamiento)
# El BDV cae de forma no lineal conforme avanza el tiempo
bdv_data = 90 * np.exp(-0.00004 * indices) + np.random.normal(0, 0.5,
n_registros)
# El WCP sube conforme la humedad migra al papel
wcp_data = 1.5 + (1.3 / (1 + np.exp(-0.0004 * (indices - 18000))))

# -----
# EJECUCIÓN DEL DIAGNÓSTICO PREDICTIVO
# -----
monitor = MonitorTransformador("Padre Canales T2", 69)

# Evaluamos el punto final del dataset
ultimo_punto = {
    "temp_hsp": 65.0,
    "humedad_ppm": 69.8,
    "bdv_percent": bdv_data[-1],
    "wcp_percent": wcp_data[-1]
}
diagnostico_final = monitor.evaluar_condicion(**ultimo_punto)

# -----
# VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS (GRÁFICO DE TESIS)
# -----
plt.figure(figsize=(12, 6))

# Gráfica de Rigidez Dieléctrica (BDV)

```

```

plt.plot(indices, bdv_data, color='#1f77b4', label='Rigidez
Dieléctrica (BDV %)', linewidth=1)

# Umbral Crítico (IEEE)
plt.axhline(y=40, color='red', linestyle='--', label='Límite Crítico
(40%)')

# Identificación del punto de falla automática
falla_idx = np.where(bdv_data < 40)[0][0]
plt.scatter(falla_idx, bdv_data[falla_idx], color='red', s=80,
edgecolors='black',
            label='Detección Automática de Falla', zorder=5)

# Estética y Etiquetas
plt.title(f"Análisis Predictivo de Fallas - {monitor.nombre}",
fontsize=14)
plt.xlabel("Muestras de Monitoreo en Tiempo Real (Registros)",
fontsize=12)
plt.ylabel("Porcentaje de Rigidez (%)", fontsize=12)
plt.fill_between(indices, 0, 40, color='red', alpha=0.1) # Zona de
peligro
plt.grid(True, which='both', linestyle='--', alpha=0.5)
plt.legend()

# Reporte en consola
print(f"--- REPORTE FINAL ---")
print(f"Estado: {diagnostico_final['estado']}")
print(f"Acción: {diagnostico_final['accion']}")

plt.tight_layout()
plt.show()

import pandas as pd
from datetime import datetime, timedelta

# 1. Definir parámetros de tiempo
fecha_inicio = datetime(2025, 6, 8, 8, 0) # 8 de Junio, 08:00 AM
frecuencia_minutos = 15

# 2. Crear el eje de tiempo
fechas = [fecha_inicio + timedelta(minutes=x * frecuencia_minutos) for
x in range(n_registros)]

# 3. Graficar con eje de tiempo
plt.figure(figsize=(13, 6))

```

```

# Dibujar la curva usando las fechas
plt.plot(fechas, bdv_data, color='#1f77b4', label='Rigidez Dieléctrica
(BDV %)', linewidth=1.2)

# Resaltar la Zona Crítica (A partir del registro 20,000)
fecha_falla = fechas[20000]
plt.axvspan(fecha_falla, fechas[-1], color='red', alpha=0.2,
label='ESTADO CRÍTICO (Falla Detectada)')

# Líneas de referencia
plt.axhline(y=40, color='darkred', linestyle='--', alpha=0.6)
plt.axvline(x=fecha_falla, color='red', linestyle='-', linewidth=2)

# Anotación del punto de colapso
plt.annotate(f'PUNTO CRÍTICO\n{fecha_falla.strftime("%d-%b-%Y")}',
            xy=(fecha_falla, 40), xytext=(fecha_falla -
timedelta(days=40), 20),
            arrowprops=dict(facecolor='black', shrink=0.05),
            fontsize=10, fontweight='bold')

# Configuración estética
plt.title(f"Evolución Temporal de la Condición Dieléctrica -
{monitor.nombre}", fontsize=14)
plt.ylabel("Rigidez Dieléctrica (%)", fontsize=12)
plt.xlabel("Línea de Tiempo (Meses de Monitoreo)", fontsize=12)
plt.grid(True, alpha=0.3)
plt.legend(loc='upper right')

plt.tight_layout()
plt.show()

#HUMEDAD
# 1. Configuración de tiempo (Simulación de 15 min por muestra)
fecha_inicio = datetime(2025, 6, 8, 8, 0)
n_registros = 25600
fechas = [fecha_inicio + timedelta(minutes=x * 15) for x in
range(n_registros)]

# 2. Modelo Matemático de Humedad en Papel (Evolución No Lineal)
# El papel absorbe humedad lentamente al inicio y se acelera por
efecto térmico
wcp_data = 1.5 + (1.35 / (1 + np.exp(-0.00045 *
(np.arange(n_registros) - 17500))))

```

```

wcp_data += np.random.normal(0, 0.02, n_registros) # Ruido térmico
real

# 3. Identificación del Punto de Inflexión (Umbral Crítico 2.5%)
limite_critico = 2.5
indice_falla = np.where(wcp_data >= limite_critico)[0][0]
fecha_falla = fechas[indice_falla]

# 4. Generación del Gráfico Predictivo
plt.figure(figsize=(13, 7))

# Curva de evolución
plt.plot(fechas, wcp_data, color='#d62728', label='Humedad en Papel
(WCP %)', linewidth=2)

# Zonas de Estado según Norma IEEE
plt.axhspan(1.5, 2.0, color='green', alpha=0.1, label='Estado: Seco
(Óptimo)')
plt.axhspan(2.0, 2.5, color='orange', alpha=0.1, label='Estado: Húmedo
(Alerta)')
plt.axhspan(2.5, 3.0, color='red', alpha=0.1, label='Estado: Muy
Húmedo (Peligro)')

# Línea de Predicción de Falla
plt.axvline(x=fecha_falla, color='black', linestyle='--',
linewidth=1.5)
plt.scatter(fecha_falla, wcp_data[indice_falla], color='black', s=100,
zorder=5)

# Anotación Técnica
plt.annotate(f'UMBRAL CRÍTICO SUPERADO\nFecha:
{fecha_falla.strftime("%d-%b-%Y")}\nWCP:
{wcp_data[indice_falla]:.2f}%',
            xy=(fecha_falla, wcp_data[indice_falla]),
            xytext=(fecha_falla - timedelta(days=60), 2.8),
            arrowprops=dict(facecolor='black', arrowstyle='->'),
            fontsize=10, fontweight='bold',
            bbox=dict(boxstyle="round", fc="w"))

# Formato de Gráfica
plt.title(f"Predicción de Degradación del Aislamiento Sólido (Papel) -
T2 Padre Canales", fontsize=14)
plt.ylabel("Contenido de Agua en Papel ($WCP$ %)", fontsize=12)
plt.xlabel("Línea de Tiempo Operativa", fontsize=12)
plt.grid(True, alpha=0.2)

```

```
plt.legend(loc='upper left')
```

```
plt.tight_layout()
```

```
plt.show()
```