



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Análisis de las variables y métodos de monitoreo para
el diagnóstico de fallas en transformadores**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

AUTOR

Sergio Víctor REYNA RODRIGO

ASESOR

Dr. Luis Mark Rudy PONCE MARTINEZ

Lima, Perú

2024



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Reyna, S. (2024). *Análisis de las variables y métodos de monitoreo para el diagnóstico de fallas en transformadores*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Sergio Víctor Reyna Rodrigo
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	76143292
URL de ORCID	https://orcid.org/0009-0003-2223-5679
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Luis Mark Rudy Ponce Martinez
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	08117818
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0002-9037-6794
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Edy Alberto Román Ccorahua
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06767696
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	José Luis Mejia Olivas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10053479
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Hipolito Martin Rodriguez Casavilca
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	21461869
Datos de investigación	
Línea de investigación	C.0.4.8. Automatización Industrial
Grupo de investigación	No Aplica

Agencia de financiamiento	No Aplica
Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú Departamento: Lima Provincia: Lima Distrito: San Juan de Miraflores Latitud: -12.1633 Longitud: -76.9636
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2023-2024
URL de disciplinas OCDE	Sistemas de automatización, Sistemas de control https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.03



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

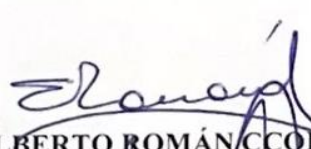
ACTA N°03/FIEE-EPIEI/2024

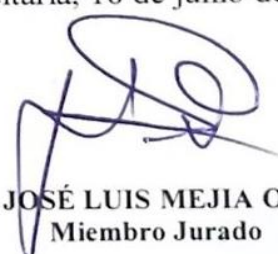
Los suscritos Miembros del Jurado, docentes permanentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha 18 de junio del 2024, como presidente de Jurado el **MG. EDY ALBERTO ROMÁN CCORAHUA**, integrado por el Miembro de Jurado el **MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS**, el Miembro de Jurado **MG. HIPOLITO MARTIN RODRIGUEZ CASAVILCA** y Miembro Asesor el **MG. LUIS MARK RUDY PONCE MARTINEZ**.

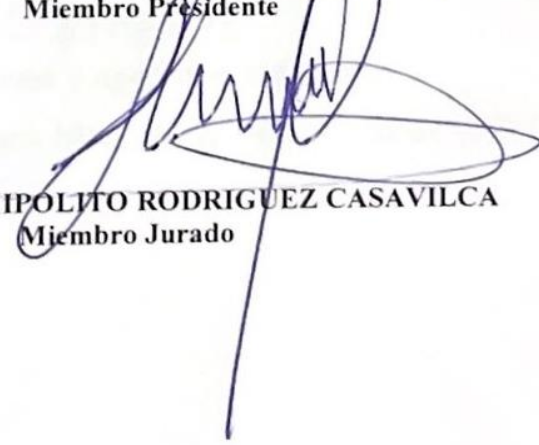
Después de escuchar la Sustentación de Tesis del Bach. **SERGIO VÍCTOR REYNA RODRIGO** con código N° **18190063**, que para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista sustentó la **TESIS** titulada “**ANÁLISIS DE LAS VARIABLES Y MÉTODOS DE MONITOREO PARA EL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES**”.

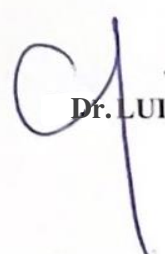
El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió aprobar otorgándole el calificativo de **DI. E. C. O. C. H. O (18)**

Ciudad Universitaria, 18 de junio del 2024


MG. EDY ALBERTO ROMÁN CCORAHUA
Miembro Presidente


MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS
Miembro Jurado


MG. HIPOLITO RODRIGUEZ CASAVILCA
Miembro Jurado


Dr. LUIS MARK RUDY PONCE MARTINEZ
Miembro Asesor



CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo LUIS MARK RUDY PONCE MARTINEZ en mi condición de asesor acreditado con la Resolución Decanal N°003/FIEE-EPIEI/2024 de la tesis cuyo título es: Análisis de las variables y métodos de control y monitoreo de activos en transformadores para diagnóstico de fallas, presentado por el bachiller Sergio Víctor Reyna Rodrigo para optar el título profesional de Ingeniería Eléctrica. CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante el software de similitud textual, el documento evaluado cuenta con el porcentaje de 9% de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional**. Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del grado correspondiente.

Firma del Asesor _____

DNI: 08117818

Nombres y apellidos del asesor:

Dr. Luis Mark Rudy PONCE MARTINEZ



RESUMEN

Las fallas en transformadores ha sido un gran reto para la industria, la evolución de la tecnología en dispositivos de comunicación permite la implementación del mantenimiento predictivo para así poder adelantarnos a las fallas.

En esta tesis se muestra las ventajas del mantenimiento predictivo para la prevención de fallas en transformadores; se analiza las pruebas de mantenimiento preventivo actuales, las variables de operación, se describen los niveles normales de funcionamiento de estas variables de acuerdo con norma y las condiciones para monitoreo en tiempo real.

La implementación del mantenimiento predictivo se realiza para cada tipo de transformador según la aplicación, los diseños propuestos se basan en el uso de sensores convencionales e inalámbricos y de gateways de comunicación para monitorear las variables de operación.

Se realizan pruebas del diseño en un transformador del tipo seco ventilado de uso industrial y mediante un código MATLAB de elaboración propia se obtendrá las lecturas y se monitoreará la temperatura y humedad de los sensores, contrastando sus valores mediante el uso de una cámara termográfica.

Palabras Clave: Transformadores, Mantenimiento predictivo, Monitoreo en tiempo real, Sensores inalámbricos.

ABSTRACT

Failures in transformers have been a great challenge for the industry, the evolution of technology in communication devices allows the implementation of predictive maintenance to anticipate failures.

This thesis shows the advantages of predictive maintenance for the prevention of failures in transformers; Preventive maintenance tests and operating variables are analyzed; the normal operating levels of these variables are described in accordance with standards and the conditions for real-time monitoring.

The implementation of predictive maintenance is carried out for each type of transformer according to the application. The proposed designs are based on the use of conventional and wireless sensors and communication gateways to monitor operating variables.

Design tests are carried out on an ventilated dry type of transformer for industrial use and using a self-developed MATLAB code, the readings will be obtained, and the temperature and humidity of the sensors will be monitored, contrasting their values through the use of a thermal imaging camera.

Keywords: Transformers, Predictive maintenance, Real-time monitoring, Wireless sensors.

ACTA DE SUSTENTACION

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mis padres José Reyna y Roxana Rodrigo por darme las posibilidades para poder desarrollarme personal y profesionalmente, también agradecer a mis compañeros Sergio Shimabukuro, Christian Ccorihuaman, Luis Molero, Luis Arango, Jackner Martinez, Alejandro Ludeña, José Rangel y Manuel Vega por apoyarme y brindarme las facilidades para poder desarrollar esta tesis.

También agradecer a mi asesor por sus consejos y por su guía para elaborar el presente trabajo

INDICE GENERAL

1	CAPITULO I: INTRODUCCION.....	1
1.1	Introducción	1
1.2	Planteamiento del problema	2
1.2.1	Formulación del Problema	3
1.2.1.1	Problema General.....	3
1.2.1.2	Problemas Específicos.....	3
1.3	Objetivos.....	4
1.3.1	Objetivo General	4
1.3.2	Objetivos Específicos	4
1.4	Importancia y Alcance de la Investigación	5
1.5	Limitaciones de la Investigación	5
2	CAPITULO II: REVISION DE LA LITERATURA	6
2.1	MARCO TEORICO	6
2.1.1	Transformadores.....	6
2.1.2	Tipos de transformadores	7
2.1.3	Funcionamiento	10
2.1.3.1	Temperatura	11
2.1.3.2	Humedad.....	16
2.1.3.3	Concentraciones de gases.....	18
2.1.4	Aspectos Constructivos	20
2.1.4.1	Núcleo.....	20
2.1.4.2	Devanado.....	21
2.1.4.3	Tanque.....	21
2.1.4.4	Bushings.....	23
2.2	Antecedentes de Estudio.....	23
2.3	Bases Teóricas	24
2.3.1	Fallas en Transformadores.....	24
2.3.2	Aislamiento en transformadores.....	24
2.3.2.1	Líquido dieléctrico y aceite.....	25
2.3.2.2	Aislantes sólidos.....	26
2.3.3	Estadísticas	28
2.3.4	Análisis de Fallas.....	30
2.3.5	Conmutador de tomas.....	32

2.3.6	Tanque/Aceite.....	37
2.3.6.1	Análisis de Dornenburg.....	44
2.3.6.2	Análisis de gas clave.....	47
2.3.6.3	Análisis de Rogers	49
2.3.6.4	Análisis de Duval.....	50
2.3.7	Bushings	53
2.3.8	Análisis de las Técnicas de Diagnóstico de Transformadores.....	56
2.3.8.1	Análisis de Gases Disueltos (DGA).....	57
2.3.8.2	Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA).....	59
2.3.8.3	Medición de las corrientes de polarización y despolarización (PDC). 62	
2.3.8.4	Espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS).	64
2.3.8.5	Medición de la tensión de recuperación (RVM).....	66
2.3.8.6	Análisis de furanos y grado de polimerización.	69
2.3.8.7	Método termográfico.....	70
2.3.8.8	Emisiones acústicas.....	71
2.3.9	Monitoreo en tiempo real de transformadores.....	71
2.3.9.1	Mantenimiento.	72
2.3.9.2	Importancia del monitoreo en línea	73
2.3.9.3	Variables de operación.....	79
2.3.9.4	Arquitecturas de Comunicación	81
2.3.9.5	Redes Industriales	85
3	CAPITULO III: HIPOTESIS Y VARIABLES	89
3.1	Hipótesis	89
3.1.1	Hipótesis General	89
3.1.2	Hipótesis Específicas.....	89
3.2	Variables	89
3.2.1	Variable independiente	89
3.2.2	Variable dependiente	89
4	CAPITULO IV: MATERIALES Y MÉTODOS	90
4.1	Diseño de Investigación.....	90
4.1.1	Análisis de las variables y dispositivos	90
4.1.2	Propuestas de implementación	97
4.2	Implementación del Diseño Propuesto	102
4.3	Materiales	102

4.3.1	Sensores Inalámbricos TH110.....	102
4.3.2	Sensores Inalámbricos CL110.....	102
4.3.3	Concentrador/Receptor Zigbee.....	103
4.3.4	Ordenadores.....	103
4.3.5	Switch.....	103
4.3.6	Fuente	103
4.3.7	Interruptores	104
4.3.8	Softwares	104
4.3.9	Cables y cinta ferromagnética y accesorios.....	104
4.3.10	Cámara Termográfica	104
4.3.11	EPPs.....	104
4.3.12	Maleta CPC100	104
4.4	Equipos y lugar de trabajo	105
4.4.1	Montaje de los equipos de comunicación.....	107
4.4.2	Configuración y emparejamiento de los sensores	108
4.4.3	Instalación de Sensores en el transformador	111
4.5	Procedimientos.....	115
5	CAPITULO V: RESULTADOS	118
5.1	Presentación de Resultados.....	118
5.1.1	Prueba de calidad de señal inalámbrica.....	119
5.1.2	Prueba con sensor CL110 en operación normal	123
5.1.3	Prueba con sensor TH110 en operación normal.....	130
5.1.4	Prueba con sensor TH110 en falla.....	136
5.1.5	Prueba con sensor CL110 en falla.....	141
5.2	Acciones de Contingencia.....	146
6	CAPITULO VI: CONCLUSIONES.....	148
7	CAPITULO VII: RECOMENDACIONES.....	150
8	CAPITULO VIII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	151

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1: Tasa de envejecimiento relativo en función de la máxima temperatura de devanado.....	12
Cuadro 2: Límites de temperatura	14
Cuadro 3: Límites de calentamiento	16
Cuadro 4: Interpretación porcentaje de saturación de agua en aceite	17
Cuadro 5: Límites de humedad sugeridos	17
Cuadro 6: Compuestos químicos y fórmulas	18
Cuadro 7: Concentración de gases típicos en transformadores de potencia.....	19
Cuadro 8: Límites de concentraciones.....	20
Cuadro 9: Valores de tensión de ruptura	25
Cuadro 10: Materiales utilizados en transformadores de potencia.....	27
Cuadro 11: Papeles usados en transformadores de potencia	27
Cuadro 12: Rangos de envejecimiento según el grado de polimerización	28
Cuadro 13: Observaciones según el grado de polimerización.....	28
Cuadro 14: Componentes críticos en un transformador	31
Cuadro 15: Fallas típicas en conmutador de tomas bajo carga	34
Cuadro 16: Pruebas comunes en el OLTC	35
Cuadro 17: Valores límites antes de la energización.....	36
Cuadro 18: Valores límites en servicio continuo	36
Cuadro 19: Fallas típicas en transformadores de potencia	42
Cuadro 20: Diagrama de flujo del proceso de análisis de gases	43
Cuadro 21: Acciones a realizar según el TDGC.....	44
Cuadro 22: Concentración de gases L1	45
Cuadro 23: Cuadro posibles fallas según Dornenburg	45
Cuadro 24: Posibles fallas de Rogers	50
Cuadro 25: Posibles fallas de Duval.....	52
Cuadro 26: Límite de gases en aceite mineral.....	54
Cuadro 27: Resultados comparativo de las metodologías	59
Cuadro 28: Fallas detectadas usando FRA.....	60
Cuadro 29: Tiempo de barrido de frecuencias de 1KHz a 10 uHz.....	66
Cuadro 30: Interpretación de los compuestos del furano	69
Cuadro 31: Variables y módulos de diagnóstico	80

Cuadro 32: Comparación entre arquitecturas	83
Cuadro 33: Variables y módulos de diagnóstico	98
Cuadro 34: Mediciones de temperatura y humedad sensor CL110.....	129
Cuadro 35: Medición temperatura sensor TH110 fase 1.....	135
Cuadro 36: Mediciones temperatura sensor TH110 fase 1 en falla.....	141
Cuadro 37: Medición de temperatura y humedad sensor CL110 en falla	145

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Transformador.....	6
Figura 2: Transformador de potencia en aceite	8
Figura 3: Transformador de distribución.....	8
Figura 4: Transformador seco ventilado.....	10
Figura 5: Transformador seco encapsulado.....	10
Figura 6: Expectativa de vida mínima de transformadores	15
Figura 7: Diseños de núcleo	21
Figura 8: Arreglos de las bobinas.....	21
Figura 9: Diseños de tanques.....	22
Figura 10: Tanque sellado y tanque conservador	22
Figura 11: Porcentaje de fallas en transformadores según CIGRE	29
Figura 12: Porcentaje de fallas en El Salvador.....	30
Figura 13: Influencia negativas en transformadores.....	31
Figura 14: Mecanismos de degradación de la celulosa	38
Figura 15: Dependencia de la expectativa de vida para papel no mejorado.....	38
Figura 16: Dependencia de la expectativa de vida para papel mejorado.....	39
Figura 17: Relación de la fuerza mecánica y el DP.....	39
Figura 18: Aceleración del envejecimiento del aceite a 140°C, oxígeno < 6000 ppm y humedad al 0.5%	40
Figura 19: Diagrama de flujo de Dornenburg	46
Figura 20: Diagrama de Gas Clave	47
Figura 21: Generación de gases en función de la temperatura	47
Figura 22: Concentración de gases por efecto corona.....	48
Figura 23: Concentración de gases por arco eléctrico	49
Figura 24: Concentración de gases por arco eléctrico	49
Figura 25: Ejemplo triangulo de Duval	51
Figura 26: Capacitancia de aislador.....	55
Figura 27: Pentágono de Duval	57
Figura 28: Arquitectura Red Neuronal	58
Figura 29: Interpretación de la curva de FRA	60
Figura 30: Etapas de prueba FRA	61
Figura 31: Corrientes de polarización y despolarización.....	62

Figura 32: Corriente de polarización según la conductividad del papel	63
Figura 33: Corriente de polarización según la conductividad del aceite.....	63
Figura 34: Corriente de polarización según el contenido de humedad del papel.....	63
Figura 35: Factores que influyen en la curva de FDS	64
Figura 36: Curva FDS según conductividad del aceite y humedad del papel	65
Figura 37: Medición RVM.....	66
Figura 38: Curva RVM.....	67
Figura 39: Espectro RVM según el contenido de humedad	67
Figura 40: Espectro RVM según años de servicio	68
Figura 41: Cámara termográfica.....	70
Figura 42: Curva de posibilidades de fallas	72
Figura 43: Conexión del equipo para prueba	74
Figura 44: Desfase por pérdidas dieléctricas	74
Figura 45: Curva de respuesta	75
Figura 46: Conexión de equipos para prueba	75
Figura 47: Prueba de factor de potencia en los bushings en función de la temperatura y tensión	76
Figura 48: Temperaturas internas de transformador a 577.35 A.....	78
Figura 49: Curvas de temperatura en función de la carga.....	78
Figura 50: Arquitectura para monitoreo en tiempo real de transformadores.....	85
Figura 51: Redes industriales alámbricas	86
Figura 52: Sistema Maestro – Esclavo	87
Figura 53: Redes industriales inalámbricas	87
Figura 54: Sensor e-DMCR.....	91
Figura 55: Indicador de temperatura	91
Figura 56: Sensores inalámbricos.....	92
Figura 57: ETE Probe.....	93
Figura 58: Contenido de agua en papel	93
Figura 59: OPT100 monitor DGA.....	94
Figura 60: Monitores de detección y diagnóstico.....	94
Figura 61: Conexión montesto 200	95
Figura 62: Módulo C50	95
Figura 63: Tap position sensor	96
Figura 64: BAU+ bushing sensor.....	97
Figura 65: Diseño para transformador de potencia	99

Figura 66: Diseño para transformador de distribución tipo biposte	100
Figura 67: Diseño para transformadores del tipo seco de uso industrial	101
Figura 68: Transformador de prueba	105
Figura 69: Motores como carga para el transformador	106
Figura 70: Equipos de comunicación	107
Figura 71: Conexión de los equipos	108
Figura 72: Emparejamiento de los sensores	109
Figura 73: Ecostruxure Power Comission	110
Figura 74: Sensores emparejados al PAS	111
Figura 75: Sensor TH110 en la fase 1	112
Figura 76: Instalación según manual del sensor TH110	113
Figura 77: Instalación de los sensores en el transformador	113
Figura 78: Instalación del sensor CL110	114
Figura 79: Lugar de trabajo	115
Figura 80: Corrientes en la entrada del transformador	118
Figura 81: Indicadores de la señal inalámbrica de cada sensor	120
Figura 82: Indicadores de la señal inalámbrica a mayor distancia	123
Figura 83: 1era medición temperatura y humedad del ambiente	124
Figura 84: 2da medición temperatura y humedad del ambiente	126
Figura 85: 3era medición temperatura y humedad del ambiente	127
Figura 86: 4ta medición temperatura y humedad del ambiente	128
Figura 87: Grafica de temperaturas y humedad ambiental	129
Figura 88: 1era medición temperatura de fase 1	130
Figura 89: 2da medición temperatura de fase 1	131
Figura 90: 3era medición temperatura de fase 1	132
Figura 91: 4ta medición temperatura de fase 1	133
Figura 92: 5ta medición temperatura de fase 1	134
Figura 93: Gráfica medición temperatura de fase 1	135
Figura 94: 1era medición temperatura fase 1 en falso contacto	136
Figura 95: 2da medición temperatura fase 1 en falso contacto	137
Figura 96: 3era medición temperatura fase 1 en falso contacto	138
Figura 97: 4ta medición temperatura fase 1 en falso contacto	139
Figura 98: Mediciones restantes temperatura fase 1 en falso contacto	140
Figura 99: Gráfica de temperaturas fase 1 en falso contacto	140
Figura 100: 1era medición de temperatura y humedad en falla	142

Figura 101: 2da medición de temperatura y humedad en falla	142
Figura 102: 3era medición de temperatura y humedad en falla	142
Figura 103: 4ta medición de temperatura y humedad en falla	143
Figura 104: 5ta medición de temperatura y humedad en falla	144
Figura 105: 6ta medición de temperatura y humedad en falla	144
Figura 106: Gráfica de medición de temperatura y humedad en falla	145

1 CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Introducción

La extensión de la vida útil de los transformadores ha sido una necesidad a lo largo de la historia, existen actualmente pruebas de mantenimiento preventivo que se han ido desarrollando que ayudan a diagnosticar posibles fallas que puedan ir apareciendo cuando el transformador se encuentra en operación. Sin embargo, estas pruebas requieren ciertas condiciones que pueden mostrar resultados no tan confiables.

En esta tesis, se plantea un diseño a base de sensores convencionales e inalámbricos para monitorear los transformadores en tiempo real, aprovechando las tecnologías como redes industriales y redes IOT; además del uso de equipos que simplifican el diseño de la arquitectura de la red para así facilitar el montaje y la instalación.

Esta solución basada en el mantenimiento predictivo permite tener un mejor diagnóstico, tomar mejores decisiones y reducir accidentes

Asimismo, este monitoreo permitirá posteriormente la aplicación de redes neuronales o machine learning para realizar el diagnóstico de transformadores y predecir fallas mucho antes de que aparezcan, gracias a los datos históricos tomados desde los sensores. Por lo que este tipo de monitoreo permanente abre puertas hacia la automatización y la digitalización para el diagnóstico de fallas.

1.2 Planteamiento del problema

Comúnmente los transformadores son equipos que presentan fallas debido a un inadecuado control, tanto de las variables eléctricas como de los activos. La importancia del monitoreo radica en la necesidad de prevenir fallas que puedan ocurrir mientras el transformador se encuentre en operación, estas fallas pueden ir desde conexiones sueltas, pérdidas de aislamiento, arcos eléctricos hasta explosiones e incendios.

Asimismo, existen pruebas de rutina y diseño según norma IEC para el monitoreo de los activos y/o el mantenimiento preventivo, estas se realizan cada cierto periodo y sugiere una serie de actividades y condiciones para poder realizarse. Sin embargo, algunas de las fallas ocurridas en los activos de transformadores pueden ocurrir de un momento a otro y desarrollarse de manera gradual hasta que sea irreversible su mantenimiento y solución; por lo que las pruebas periódicas o monitoreo offline pueden proporcionar una falsa percepción de seguridad debido a que se realizan cada cierto tiempo y no en condiciones normales de operación.

Para llevar a cabo un control integral del transformador se requiere básicamente un monitoreo permanente u online de diversas variables de operación tales como temperatura, humedad, concentración de gases, posición etc., en cada uno de los activos, sea bobinado, conexiones, aceite, carcasa, etc., lo que lleva a una concentración y recarga de sensores en el transformador que dificultan su metodología de comunicación, instalación y puesta en marcha.

Implementar un monitoreo permanente de los activos de los transformadores a base de sensores convencionales e inalámbricos ayudará a tener un mejor monitoreo del transformador, a su vez que genera confiabilidad y disminuirá el riesgo por fallos.

1.2.1 Formulación del Problema

1.2.1.1 Problema General.

- ¿Cómo implementar el mantenimiento predictivo para el diagnóstico de fallas en transformadores ?

1.2.1.2 Problemas Específicos.

- ¿Cuál será el diseño de la arquitectura de comunicación para el monitoreo en tiempo real?
- ¿Cuáles serán los equipos y dispositivos a utilizar?
- ¿Cómo lograr una arquitectura menos compleja y confiable para el monitoreo?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Implementar un sistema de monitoreo permanente de los activos del transformador usando sensores convencionales e inalámbricos para el diagnóstico de fallas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Implementar el mantenimiento predictivo para el transformador
- Diseñar la arquitectura de comunicación de la red de sensores para el transformador
- Monitorear la confiabilidad de los sensores inalámbricos para el transformador

1.4 Importancia y Alcance de la Investigación

Este estudio pretende mostrar las ventajas de utilizar un sistema de monitoreo permanente mediante el uso de sensores en los transformadores, también busca analizar la factibilidad de usar sensores inalámbricos para el monitoreo con el objetivo de reducir la recarga de sensores y de cableado en el transformador. Con esto se busca tener un adecuado mantenimiento de los activos, tener un mejor diagnóstico, elaborar planes apropiados de contingencia, tomar mejores decisiones al momento de presentarse una falla y establecer un mantenimiento proactivo para los transformadores; además de evitar pérdidas que pueden ocurrir por sobrecalentamiento, la aparición de arcos eléctricos y el riesgo de que los operarios sufran accidentes durante la operación y el mantenimiento.

Este estudio a su vez mostrará las ventajas de la aplicación de tecnologías como comunicaciones inalámbricas y automatización en el monitoreo y prevención de fallas en equipos y dispositivos del sector eléctrico.

1.5 Limitaciones de la Investigación

La presente investigación se centra en analizar las ventajas del mantenimiento predictivo y el uso de sensores para el monitoreo de transformadores, las pruebas fueron realizadas en un transformador tipo seco para baja tensión de uso industrial, la instalación de sensores en este tipo de transformadores no es muy habitual; sin embargo, se logró instalar e implementar la arquitectura de comunicación para las pruebas en los sensores inalámbricos.

También tener en consideración que los diseños propuestos requieren un costo significativo, asimismo de acceso a transformadores que muchas veces no se consigue fácilmente. Se recomienda realizar un análisis según sea la aplicación del transformador en cuestión, tanto de la parte técnica como económica.

2 CAPITULO II: REVISION DE LA LITERATURA

2.1 MARCO TEORICO

2.1.1 Transformadores

El transformador es un equipo utilizado fundamentalmente para la transmisión de la energía eléctrica hacia los centros de consumo, permitiendo que esta energía generada se pueda transportar a grandes distancias; por lo que constituye uno de los principales activos dentro de los sistemas eléctricos de potencia, además su aplicación también se extiende a nivel industrial para adecuar los niveles de tensión y corriente hacia las cargas y en algunos casos, a instrumentos de medida como relés. Asimismo, según (Saldívar, 2018), el transformador es una maquina estática de corriente alterna que transmite potencia de un devanado a otro unidos mediante un circuito magnético, de tal manera que se pueden modificar las magnitudes eléctricas.

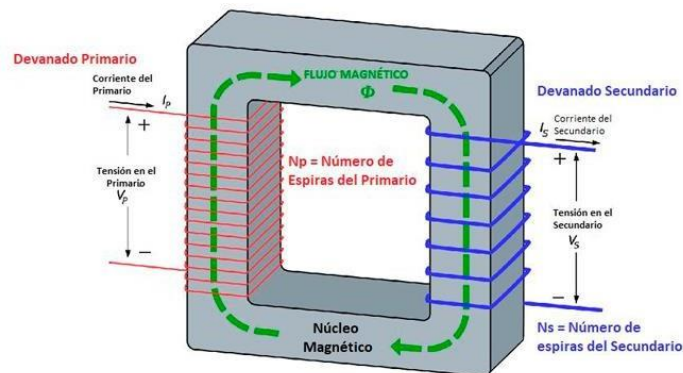


Figura 1: Transformador

Fuente. Adaptado de Tecsa (2019)

El principio fundamental de funcionamiento se basa en las leyes de Faraday y de Lenz sobre la inducción electromagnética. Mientras la ley de Faraday indica que para que exista una fuerza electromotriz inducida sobre una espira se necesita un campo magnético variable, Lenz establece que la dirección de la corriente se opone a la dirección del campo que la produce; es decir, la corriente que circula en la espira inducida va en la dirección contraria a la del campo magnético original.

Para lograr la inducción se necesita aplicar una fuerza electromotriz primaria alterna y materiales ferromagnéticos, de este modo se logra generar un campo magnético variable que circula a través del núcleo ferromagnético e induce una fuerza electromotriz secundaria. Manteniendo la ley de conservación de energía, la potencia aparente en el lado primario es el mismo que en el lado secundario, sin embargo, se debe considerar las pérdidas.

2.1.2 Tipos de transformadores

Dependiendo de la aplicación y de los aspectos constructivos, existen diversos tipos de transformadores entre los que resaltan los transformadores de potencia, transformadores de distribución, transformadores de medida y autotransformadores; además teniendo en cuenta el sistema de refrigeración y aislamiento se destacan los transformadores inmersos en aceite y los transformadores del tipo seco, todos ellos bajo el mismo principio de funcionamiento de inducción.

De acuerdo con la potencia y la aplicación:

Transformador de potencia: Según la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) del año 2011, define al transformador de potencia como un aparato estático que mediante inducción electromagnética transforma un sistema de voltaje y corriente alterna en otro sistema de voltaje y corriente a la misma frecuencia para transmitir potencia eléctrica. Este tipo de transformadores son usados en centrales de generación, subestaciones eléctricas y también por usuarios de alta y media tensión; además debido a su gran capacidad y diseño se considera a este tipo de transformadores como máquinas robustas y costosas, por lo que la puesta en servicio y mantenimiento requiere una revisión crítica para la correcta operación.



Figura 2: Transformador de potencia en aceite

Fuente. Delcrosa

Transformador de distribución: Estos transformadores se usan para alimentar centros de consumo residencial, centros comerciales, talleres, hospitales, etc. Algunos autores refieren a un transformador de distribución con una potencia igual o inferior a 500 KVA y con niveles de tensión de operación menor a 35KV, siendo los transformadores de potencia aquellos que trabajan con potencias por encima de esos valores. Generalmente este tipo de transformadores se montan sobre postes o lo que se conoce como subestaciones tipo biposte, aun así, según sea la aplicación y la capacidad también se pueden fabricar para uso sobre planta o plataformas.



Figura 3: Transformador de distribución

Fuente. Anhuang

Autotransformadores: Según (Villacís, 2021), define a los autotransformadores como equipos que transfieren la energía eléctrica a distintos niveles de voltaje, pero con la principal diferencia de que no solo lo hace por inducción electromagnética sino también por conducción, este tipo de transformadores presentan al menos dos devanados en común, tal como indica la norma IEC 60076. Otra característica de estos transformadores es que pueden ser usados para el arranque de motores reduciendo la corriente mientras realiza el arranque a tensión reducida.

Transformadores de medida: Los transformadores de medida son aquellos usados para adecuar los niveles de tensión y corriente a valores proporcionales del lado primario, de tal manera que los equipos de medida puedan operar y realizar funciones de protección como por ejemplo los relés.

De acuerdo con el sistema de enfriamiento y aislamiento:

Transformadores sumergidos en aceite: Según (IEC 60076-1, 2011), define a este tipo de transformador en el cual el circuito magnético y los devanados se encuentran inmersos en aceite, teniendo en consideración a cualquier líquido, mineral, aceite u otro producto aislante como aceite.

Este tipo de transformador usa al aceite como medio de aislamiento y refrigeración, por lo que se requiere un monitoreo para diagnóstico del estado interno del transformador dependiendo de su concentración de gases disueltos y ciclos de expansión.

Transformadores del tipo seco: Según (IEC 60076-1, 2011) define a este tipo de transformadores como aquellos que no están inmersos en ningún tipo de líquido aislante. La característica principal es que utiliza al aire como medio de refrigeración y aislamiento, por lo que su diseño de construcción requiere especial consideración sobre la ruptura dieléctrica del medio (aire); además de que en su fabricación se utilizan materiales ignífugos que hacen casi imposible el riesgo de incendios.

Dependiendo de la aplicación y las condiciones ambientales se tienen dos tipos, los transformadores de tipo seco ventilados y encapsulados; por lo que la refrigeración es un punto para tomar en cuenta cuando se realiza la instalación.



Figura 4: Transformador seco ventilado

Fuente. Adaptado de Eaton



Figura 5: Transformador seco encapsulado

Fuente. Eaton

2.1.3 Funcionamiento

Con respecto al funcionamiento, se considera tres variables importantes:

Temperatura, humedad y concentración de gases.

Centrándonos en los transformadores de potencia y distribución del tipo seco y en aceite, este tipo de equipos se rigen bajo normas IEEE/IEC, donde se señala las condiciones de servicio, condiciones ambientales, pruebas de diseño y rutina, tolerancias y demás. Además de los límites de calentamiento y concentraciones de gases estableciendo condiciones para monitorear el estado del transformador en su operación.

El estándar IEC 60076 – 1 detalla como requerimientos para que los transformadores operen bajo las condiciones normales de servicio. Entre ellas se tiene como referencias.

Altitud: 1000 msnm

Temperatura de ambiente: Temperatura del aire entre -25°C y 40°C ; para refrigeración por agua, la temperatura del agua a la entrada no debe exceder los 25°C .

Tipo de onda en la entrada: Senoidal con una simetría aproximada entre las tres fases

Refiere, además que se debe tener especial consideración en el diseño si es que se tienen condiciones inusuales de servicio como mayor altitud y temperatura, humedad, actividad sísmica, contaminación del ambiente, etc.

Esta norma trata a los transformadores de potencia de manera general, detalla además las definiciones generales, consideraciones en la placa de características, parámetros eléctricos, valores de preferencia para la potencia, etc.

La norma IEEE C57.12 define a su vez como condiciones normales de operación entre ellos a una altitud de 1000 msnm, sin embargo, especifica un factor de corrección para la rigidez dieléctrica del aire, debido a que la densidad del aire disminuye a medida que hay una mayor altitud.

Además, también especifica los niveles de temperatura del aire no deben exceder los 40°C y en promedio durante el día no debe exceder los 30°C . En caso se use un líquido como refrigerante, este no debe estar por debajo de los -20°C .

2.1.3.1 Temperatura.

El deterioro de los aislamientos en los transformadores depende de diversos factores tales como temperatura, contenido de oxígeno y humedad, gases, etc.

Según la norma (IEC 60076-7,2011)

La tasa de envejecimiento relativo de transformadores de potencia inmersos en aceite depende de muchos de estos factores, sin embargo, si se considera la temperatura de punto caliente, el cual es la parte operando a la máxima temperatura debido a que la distribución no es uniforme, se obtiene la siguiente tabla del envejecimiento relativo en función de la máxima temperatura y del tipo de papel aislante.

Cuadro 1: Tasa de envejecimiento relativo en función de la máxima temperatura de devanado

Table 1 – Relative ageing rates due to hot-spot temperature

θ_h °C	Non-upgraded paper insulation V	Upgraded paper insulation V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

The indicated relative ageing rate $V = 1,0$ corresponds to a temperature of 98 °C for non-thermally upgraded paper and 110 °C for thermally upgraded paper.

Fuente. IEC 60076-7

Donde:

Non upgraded paper insulation o papel no mejorado térmicamente, refiere al papel Kraft sin agregar compuestos químicos que mejore su proceso de descomposición

Upgraded paper insulation o papel mejorado térmicamente, refiere al tipo de papel al que ha sido químicamente modificado para reducir su tasa de descomposición.

Este valor (V) representa la tasa de envejecimiento relativo y se puede usar para calcular la pérdida de vida (L) del transformador según la formula indicada en la norma IEC.

$$L = \int_{t1}^{t2} V dt \text{ o } L \cong \sum_{n=1}^N Vn \times tn$$

Donde: Vn : Tasa de envejecimiento relativo durante el intervalo n

tn : Tiempo del intervalo n

Para poder conocer la temperatura de punto caliente del devanado se puede realizar de manera directa o mediante cálculos.

De manera directa se pueden usar un cierto mínimo número de sensores de fibra óptica ubicados estratégicamente en el devanado, en los espacios donde esta solo el conductor

y una delgada capa de papel. La norma IEC señala además que no es posible instalar el sensor en el punto de máxima temperatura de manera exacta, por lo que la instalación debe ser tema de debate entre el comprador y vendedor.

Otra manera sería estimar el punto de máxima temperatura mediante la variación de la temperatura de ambiente y el factor de carga usando dos ecuaciones: Ecuación exponencial, ecuación diferencial. Sobre este punto, (Martínez et al, 2019) sostiene que las ecuaciones exponenciales de la norma IEC muestran resultados aceptables, sin embargo, se necesita saber la temperatura de punto caliente al menos una vez, además afirma que el método más significativo para el cálculo de la temperatura de punto caliente es la de ecuaciones diferenciales de la norma IEC.

La norma IEC 60076-7 define además los límites de temperatura en condiciones de sobrecarga para transformadores de potencia inmersos en aceite

Esta norma define tres tipos de transformadores de potencia.

Según (IEC 60076-7, 2018)

Transformador de potencia pequeño: Transformador de potencia sin radiadores, refrigeradores o tubos adjuntos, incluido el tanque corrugado.

Transformador de potencia mediano: Transformador de potencia con potencia máxima de 100 MVA trifásico o 33,3 MVA monofásico

Transformador de potencia grande: transformador de potencia con una potencia máxima superior a 1 00 MVA trifásico o superior de 33, 3 MVA monofásicos

Esta norma a su vez define tres ciclos de carga:

Según (IEC 60076-7, 2018)

Carga cíclica normal: Carga en la que se aplica una temperatura ambiente más alta o una corriente de carga superior a la nominal durante parte del ciclo, pero que, desde el punto de vista de la tasa relativa de envejecimiento térmico es equivalente a la carga nominal en ambiente normal temperatura.

Carga de emergencia de larga duración: Carga resultante de la interrupción prolongada de algunos elementos del sistema que no serán reconectado antes de que el transformador alcance una nueva temperatura de estado estacionario.

Carga de emergencia de corta duración: Carga inusualmente pesada de naturaleza transitoria (menos de 30 min) debido a la aparición de uno o eventos más improbables que perturben seriamente la carga normal del sistema.

Los límites de temperatura permisibles para cargas más allá de la nominal son como sigue en el siguiente cuadro.

Cuadro 2: Límites de temperatura

Types of loading	Small transformers	Large and medium power transformers
Normal cyclic loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	120	120
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	140	140
Inner core hot-spot temperature (°C)	130	130
Top-oil temperature, in tank (°C)	105	105
Long-time emergency loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	140	140
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass-fibre materials) (°C)	160	160
Inner core hot-spot temperature (°C)	140	140
Top-oil temperature, in tank (°C)	115	115
Short-time emergency loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	See 7.3.1	160
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	See 7.3.1	180
Inner core hot-spot temperature (°C)	See 7.3.1	160
Top-oil temperature, in tank (°C)	See 7.3.1	115
NOTE For more information on the core temperature, see Annex B.		

Fuente. IEC 60076-7

Asimismo, la norma de la IEEE establece condiciones del incremento de temperatura Según la norma (IEEE C57.12,2018). El incremento promedio de la temperatura del devanado por encima de la temperatura ambiente no deberá exceder los 65 °C a kVA nominal.

El aumento máximo de temperatura del devanado (punto más caliente) por encima de la temperatura ambiente no deberá exceder los 80 °C a KVA nominal.

Como se puede inferir, la norma IEEE establece una diferencia de 15°C entre la temperatura de punto caliente y la temperatura promedio del devanado.

Esta norma señala además que la expectativa de vida de un transformador es como sigue en función de del punto de máxima temperatura de devanado

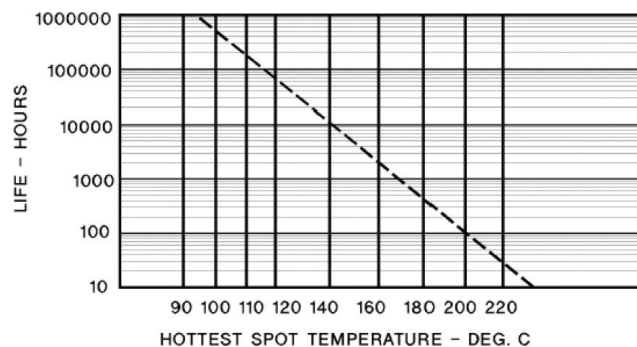


Figura 6: Expectativa de vida mínima de transformadores

Fuente. IEEE std c57.12

Si es que el transformador demuestra una expectativa de vida de 180000hrs o 20.5 años, se puede considerar aceptable, siempre y cuando se hayan realizado las pruebas acordes con la norma IEEE std C57.100.

En el caso de transformadores secos, las condiciones de servicio de acuerdo con la temperatura se rigen bajo la norma IEC 60076-11

Según (IEC 60076-11, 2004), la temperatura de aire de refrigeración no excederá los 40°C, 30°C en promedio mensual y 20°C en promedio anual. Y no debe ser inferior a -25°C en el caso de transformadores a la intemperie y -5°C para transformadores en el interior.

Además, se especifica los límites de calentamiento dependiendo de la clase de temperatura de aislamiento, la clase de temperatura se especifica en la norma IEC 60085 y es un punto para considerar en el diseño para determinar la máxima temperatura en el devanado y la sobreelevación de la temperatura del devanado en relación con la temperatura ambiente

Cuadro 3: Límites de calentamiento

Temperatura del sistema e aislamiento (véase nota 1) °C	Límites del calentamiento medio de los arrollamientos con la corriente asignada (véase nota 2) K
105 (A)	60
120 (E)	75
130 (B)	80
155 (F)	100
180 (H)	125
200	135
220	150
NOTA 1 – Las letras se refieren a las clasificaciones de temperatura dadas en la Norma IEC 60085.	
NOTA 2 – Calentamiento medido de acuerdo con el capítulo 23.	

Fuente. IEC 60076-11

Si tomamos el caso de un transformador del tipo seco con clase F, la temperatura en cualquier parte del sistema de aislamiento del transformador no debe exceder de 155°C, con una sobreelevación de 100°C sobre la temperatura ambiente para la temperatura del devanado

A su vez, la temperatura máxima de punto caliente viene definido en la norma IEC 60076-12. Este valor puede medirse o ser calculado a un valor aproximado según las ecuaciones que se describen en la norma de igual manera que en los transformadores en aceite.

2.1.3.2 Humedad.

La humedad guarda estrecha relación con la temperatura, en cuanto a esto (Salamanca et al, 2021) sostiene que la humedad circula entre el aceite y la celulosa del transformador buscando el equilibrio térmico, esta circulación depende de la temperatura, si la temperatura es alta, la humedad migra desde la celulosa al aceite y a bajas temperaturas ocurre el proceso opuesto.

Los transformadores llevan a cabo un proceso de secado durante el proceso de fabricación, los valores estándar son de menos de 0.5% a 1% de humedad relativa en la celulosa.

Según (IEC 60422, 2002), la solubilidad del agua (W_s) en el aceite de un transformador va a depender tanto como de las condiciones de operación como de la temperatura del aceite, mientras que el contenido de agua absoluto es independiente de estos factores.

El contenido de agua absoluto puede medirse por distintos métodos (Wabs) y es dado en mg/Kg, en cuanto al contenido de agua o humedad relativos es la división entre la Wabs/Ws.

Cuando la humedad presente en el aceite está por encima de la solubilidad del agua, el exceso de agua no puede ser retenido y en su caso aparecerán burbujas o gotitas, lo que reducirá la rigidez dieléctrica del aceite.

El porcentaje de saturación del agua o humedad relativa indica la posibilidad de formaciones de contenido de agua en el aceite, este factor es muy dependiente de la temperatura del aceite.

Según (IEEE C57.c57,2006) indica una guía para interpretar los valores de la humedad relativa del aceite y la condición del papel

Cuadro 4: Interpretación porcentaje de saturación de agua en aceite

Percent saturation water in oil %	Condition of cellulosic insulation
< 5	Dry insulation
> 5, <20	Moderately wet, low numbers indicate fairly dry to moderate levels of water in the insulation. Values toward the upper limit indicate moderately wet insulation
20 to 30	Wet insulation
> 30	Extremely wet insulation
Source: IEEE C57.106:2006 [7]	

Fuente. Adaptado de IEC 60422

También sugiere los límites máximos de contenido de agua y humedad relativa en el aceite para los transformadores, dependiendo del nivel de voltaje y de la temperatura promedio del aceite.

Cuadro 5: Límites de humedad sugeridos

Average oil temperature	Suggested maximum water contents in mg/kg and percent saturation ^b					
	50 °C		60 °C		70 °C	
	mg/kg ^c	% saturation	mg/kg ^c	% saturation	mg/kg ^c	% saturation
≤ 69kV	27	15	35	15	55	15
>69 – <230 kV	12	8	20	8	30	8
230 kV and greater	10	5	12	5	15	5

Fuente. IEEE c57.106

En cuanto a los transformadores del tipo seco, la norma IEC 60076-11 establece que el contenido de humedad en el ambiente debe ser inferior al 93%.

2.1.3.3 Concentraciones de gases.

El aceite en transformadores está compuesto de una mezcla de moléculas derivadas del carbono (C) e hidrogeno (H) y demás grupos químicos. La formación de cadenas de carbono e hidrogeno puede ocurrir debido a fallas eléctricas y térmicas, estas cadenas se recombinan a través de reacciones químicas formando otras moléculas como hidrogeno, metano, etano, etileno, entre otros

Según (IEC 60599, 2022), los compuestos químicos típicos presentes son como se muestra en tabla

Cuadro 6: Compuestos químicos y fórmulas

Name	Formula
Nitrogen	N ₂
Oxygen	O ₂
Hydrogen	H ₂
Carbon monoxide	CO
Carbon dioxide	CO ₂
Methane	CH ₄
Ethane	C ₂ H ₆
Ethylene	C ₂ H ₄
Acetylene	C ₂ H ₂

Fuente. IEC 60599

Los valores típicos de concentración estos gases que no ameriten signos de fallas difieren del tipo de transformador y de las condiciones de servicio como el ambiente, la carga, etc.

La formación de estos gases puede ser mínimo como resultado del normal envejecimiento del aceite por temperatura, sin embargo, puede originarse a causa de fallas en el transformador, así como también de la corrosión de otros materiales químicos como el hierro, superficies de pintura.

Mientras la concentración de estos gases se mantenga por debajo de los valores típicos no se debería considerar como un signo de falla.

A su vez proporciona los valores de concentración de gases típicos que se han observado el 90% de las veces en transformadores de potencia

Cuadro 7: Concentración de gases típicos en transformadores de potencia

Values in microlitres per litre							
	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO ₂
All transformers		50 to 150	30 to 130	60 to 280	20 to 90	400 to 600	3 800 to 14 000
No OLTC	2 to 20						
Communicating OLTC	60 to 280						

Fuente. IEC 60599

Por su parte la norma IEEE C57.104 establece cuatro condiciones dependiendo de la concentración de gases disueltos en el aceite, este criterio considera a los gases por separado y en total de gases combustibles (TDCG).

Según (IEEE C57.104, 2008), las condiciones que clasifican a los transformadores cuando no haya un historial previo de análisis de gases son

Condición 1: TDCG y gases individuales por debajo de los valores especificados en la tabla indican que el transformador esta funcionando satisfactoriamente.

Condición 2: TDCG dentro de estos valores indica un nivel de gas combustible mayor al normal, además cualquier gas individual por encima sugiere una investigación adicional para poder establecer una tendencia.

Condición 3: TDCG dentro de este rango indica un nivel alto de descomposición, además cualquier gas individual por encima de estos valores sugiere una investigación adicional para poder establecer una tendencia

Condición 4: TDCG por encima de este valor indica una excesiva descomposición la cual puede provocar una falla del transformador.

Los valores de concentraciones disueltos se especifican en la siguiente tabla.

Cuadro 8: Límites de concentraciones

Status	Límites de concentración de gas clave disuelto [$\mu\text{L} / \text{L}$ (ppm) ^a]							
	Hidrógeno (H_2)	Metano (CH_4)	Acetileno (C_2H_2)	Etileno (C_2H_4)	Etano (C_2H_6)	Monóxido de Carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO_2)	IDCC ^b
Condición 1	100	120	1	50	65	350	2 500	720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2 500-4 000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4 001-10 000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10 000	>4630

NOTA 1—Tabla 1 asume que no se han realizado pruebas previas en el transformador para el análisis de gases disueltos o que no existe una historia reciente. Si existe un análisis previo, debe revisarse para determinar si la situación es estable o inestable. Vaya a 6.5.2 para que se tomen las acciones apropiadas.

NOTA 2: un turno rotativo de ASTM indicó variabilidad en el análisis de gases entre laboratorios. Esto debe tenerse en cuenta al realizar análisis de gases realizados por diferentes laboratorios.

Fuente. IEEE c57.104

2.1.4 Aspectos Constructivos

Los transformadores se caracterizan por tener distintas aplicaciones, según sea la aplicación puede o no contar con diversos componentes, entre estos se tiene al conmutador de tomas, incluso a los materiales aislantes dependiendo si son transformadores secos o en aceite.

En síntesis, las partes fundamentales de un transformador son las que se describen a continuación.

2.1.4.1 Núcleo.

Compuesto de un material ferromagnético apilados como láminas uno sobre otro para reducir las pérdidas por corrientes parásitas. Sobre los diseños del núcleo, (Hernández & Guidos, 2020), señalan que existen 2 diseños: Núcleo y Acorazado.

En el caso del diseño tipo núcleo, dos devanados rodean un único núcleo y son usados para corrientes y potencias bajas; en cambio el diseño tipo acorazado, el flujo va a través de un único grupo de devanados y son usados para potencias mayores a 50 MVA.

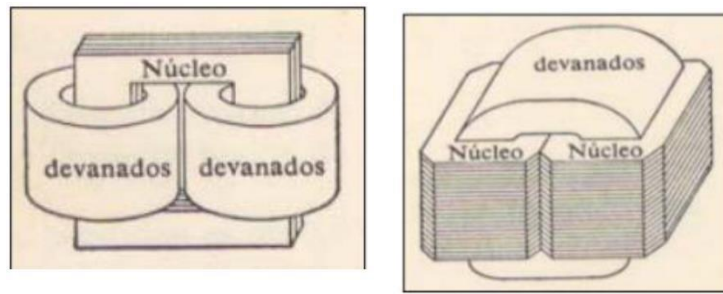


Figura 7: Diseños de núcleo

Fuente: Adaptado de Hernández & Guidos (2020)

2.1.4.2 Devanado.

El devanado son espiras enrolladas sobre el núcleo para lograr el fenómeno de inducción electromagnética. A un mayor número de vueltas, mayor será la tensión inducida, dependiendo de la relación de vueltas entre arrollamientos.

Con respecto a su diseño, (Hernández & Guidos, 2020) sostiene 3 formas constitutivas o esquemas de los devanados.

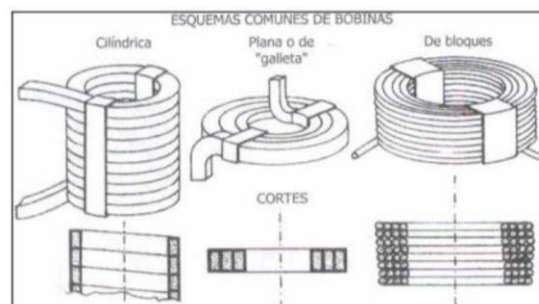


Figura 8: Arreglos de las bobinas

Fuente. Adaptado de Hernández & Guidos (2020)

2.1.4.3 Tanque.

Es la estructura de metal en donde tendrá lugar el transformador, por lo que debe garantizar el soporte y protección de los equipos y/o activos internos y externos.

Según cual sea el requerimiento existen diferentes diseños. Según (Díaz & Cruz, 2019), dependiendo del diseño existen tanques lisos, con ondulaciones y radiadores.



Figura 9: Diseños de tanques

Fuente. Adaptado de Diaz & Cruz (2019)

A su vez según (Hernández & Guidos, 2020), existen dos métodos comunes para garantizar un control en las variaciones de presión dentro del transformador, tanque sellado y tanque conservador

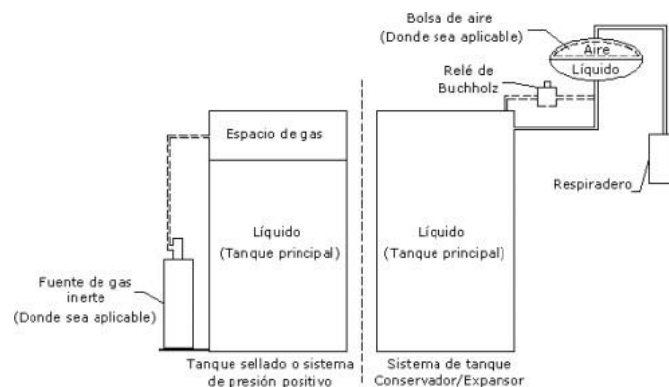


Figura 10: Tanque sellado y tanque conservador

Fuente. Adaptado de Hernández & Guidos (2020)

En el tanque sellado, se mantiene el tanque principal sellado y mantiene una capa de gas por encima a volúmenes constantes, la manera de operar dependerá de la presión interna (alta temperatura), si la presión interna supera los 5psi, la válvula de alivio expulsará aire y nitrógeno. Cuando el transformador se enfría y la presión interna está 5psi por debajo de la presión atmosférica, la válvula de alivio permitir el ingreso de oxígeno y humedad.

En caso de tanque conservador, involucra el uso de un tanque auxiliar parcialmente lleno. A elevadas temperatura, el tanque auxiliar recibirá el aceite cuando este se expande.

2.1.4.4 Bushings.

Son los aisladores que permiten la conexión de la red eléctrica hacia el transformador y ayudan a reducir la aparición de arcos eléctricos, se diseñan de acuerdo con el nivel de tensión de operación indicado en la placa de características.

Según (Hernández & Guidos, 2020), los materiales con los que se fabrican estos aisladores y su nivel de tensión son los siguientes

Porcelana (tensiones hasta 25 kv).

Porcelana – aceite (tensiones entre 25 y 69 kv).

Porcelana – resina sintética (tensiones 34,5 a 115 kv).

Porcelana – papel impregnado de aceite (tensiones mayores a 275 kV).

Además, funcionan como aislamiento de humedad y otros contaminantes.

2.2 Antecedentes de Estudio

Los transformadores pueden presentar fallas si es que operan muy por debajo o por encima de su carga nominal, la aparición de sobrecalentamiento y/o exceso de humedad puede ser una consecuencia de este tipo de operación. En cuanto a ello, en Peru se elabora una evaluación de la cargabilidad de los transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia de las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y de usuarios libres registraron durante las 2023 operaciones por debajo y por encima de su capacidad nominal de acuerdo con el informe técnico de OSINERGMIN.

Durante el primer trimestre del 2023, 220 transformadores operaron por debajo del 50% de su capacidad nominal; asimismo, 26 transformadores operaron por encima de su capacidad nominal. Durante el segundo trimestre se registraron 238 transformadores por debajo del 50% y 15 transformadores por encima del 100% de su capacidad nominal. Finalmente, durante el tercer trimestre, 259 transformadores

operaron por debajo del 50% y 12 transformadores por encima del 100% de su capacidad nominal.

A su vez existen estudios internacionales sobre el monitoreo en tiempo real de transformadores para el diagnóstico temprano de fallas. (Luopajarvi, 2010) en su tesis de maestría en la Universidad de Vaasa en Finlandia realiza un estudio para evaluar las condiciones de monitoreo online para transformadores de potencia mediante el uso de cuestionarios por el método Delphi llegando a la conclusión que este monitoreo tiene problemas y retos grandes relacionado con los equipos a utilizar, el conocimiento y los estándares.

Por otra parte (Landy, 2015) en su tesis en la Universidad Salesiana en Ecuador desarrolla un modelo para monitorear los parámetros operacionales del transformador para el diagnóstico temprano de fallas. Se realiza una implementación de una arquitectura usando sensores y analizadores de gases junto con un monitor para monitorear parámetros del transformador incluyendo variables como voltaje y corriente.

2.3 Bases Teóricas

2.3.1 Fallas en Transformadores

Los transformadores en general operan a altos niveles de tensión y corriente, por lo que están sometidos a esfuerzos mecánicos y eléctricos que tienen efecto sobre la vida útil del transformador. Según (De la torre, 2021), la expectativa de vida de un transformador es de 35 años máximo, 20.5 años como promedio; y este puede extenderse dependiendo de las condiciones de operación.

Existen factores como oxígeno, humedad y demás contaminantes internos que pueden ingresar y dañar los componentes internos del transformador, específicamente en el aislamiento.

2.3.2 Aislamiento en transformadores

La vida útil del transformador depende del estado del aislamiento, los materiales dieléctricos que se usan como aislante son los aislantes solidos como el papel que envuelve a los devanados para aislar el lado de alta tensión del de baja tensión, el

líquido dieléctrico como el aceite u otro mineral para aislar y refrigerar las bobinas y en transformadores de construcción sellada se suelen utilizar aislantes gaseosos como el hexafluoruro de azufre (SF₆).

Las características de estos materiales dieléctricos deben estar diseñados para tener una alta rigidez dieléctrica y evitar que se produzcan arcos eléctricos en el interior del transformador.

2.3.2.1 *Líquido dieléctrico y aceite.*

El aceite dieléctrico es un elemento fundamental para la operación del transformador, debido a que posee características aislantes y de refrigerante para las bobinas.

También sirven para proteger al papel de la absorción de humedad y otros contaminantes.

Una de las características inherentes del aceite es la tensión de ruptura, el cual es un factor importante para considerar en el diseño y fabricación. La norma IEC 60422 señala los valores límite de la tensión de ruptura según el voltaje de operación.

Cuadro 9: Valores de tensión de ruptura

Tensión / Tipo	Valores límite U _r kV / 2,5 mm		
	Buenos	Aceptables	Malos
Transformadores de potencia / reactancias ≥ 400 kV			
Transformadores de potencia > 170 kV ... ≤ 400 kV	> 60	50 – 60	< 50
Transformadores de medida > 170 kV			
Transformadores de potencia > 72,5 kV ... ≤ 170 kV	> 50	40 – 50	< 40
Transformadores de medida ≤ 170 kV			
Transformadores ≤ 72,5 kV	> 40	30 – 40	< 30
Conmutadores de tomas en carga	> 25		

Fuente. Adaptado de Hernández & Guidos (2020)

El aceite que se usa como aislante en transformadores es un compuesto derivado del petróleo, básicamente su estructura son hidrocarburos que se pueden clasificar en: Naftenicos, parafínicos y aromáticos.

Según (Chavarrea, 2020), la diferencia entre cada uno de ellos es la disposición de los átomos de carbono, los átomos de carbono que están dispuestos de manera lineal o ramificada son los parafínicos, los que están dispuestos en forma de anillos son los naftenicos y los que están unidos como anillos de benceno son los aromáticos.

Según sea la composición, el aceite tendrá diferencias entre sus propiedades, entre ellas se tiene.

Los aceites parafinicos forman ceras o compuestos solidos cuando las temperaturas son bajas. Estos compuestos pueden afectar la funcionalidad del aislamiento, afectando las sus propiedades dieléctricas.

Los aceites parafinicos son menos estables térmicamente con respecto a los otros tipos de aceite. De igual manera, el efecto de la temperatura puede aumentar la tasa de envejecimiento del aceite.

Los aceites parafinicos tienen una viscosidad más alta a temperaturas bajas con respecto a los otros. Lo que causa que la capacidad de disipar el calor no sea buena.

Además, el estado del aceite sirve como un indicador de las condiciones del transformador, debido a que cuando se producen fallas, estas pueden alterar la composición del aceite y se pueda diagnosticar probables fallas y establecer mantenimientos correctivos.

Según (De la torre, 2021), el efecto de degradación del aceite se puede originar debido a la presencia de humedad, oxidación, temperatura, sobrecargas, sobretensiones, deterioro del barniz de los devanados y demás.

2.3.2.2 Aislantes sólidos.

La principal función es aislar los arrollamientos de alta y baja tensión, el material comúnmente usado es el papel a base de celulosa. Según (De la torre, 2021), las funciones básicas del papel son: Resistencia dieléctrica, resistencia mecánica, resistencia térmica y la capacidad de mantener sus propiedades.

Existen distintos materiales usados como aislamiento eléctrico, de acuerdo con (Jiménez & Gómez, 2016), algunos de los materiales solidos dieléctricos usados en transformadores de potencia son los siguientes

Cuadro 10: Materiales utilizados en transformadores de potencia

Tipo	Descripción
Aislamientos delgados pretensados	Estos cartones son rieles en forma de cola de milano, rieles rectangulares que sirven para separar las bobinas, las bobinas con el núcleo, las pantallas que separan las fases y también como vías de enfriamiento.
Aislamientos gruesos	Materiales de una gran resistencia mecánica, encargados de darle dimensiones y apriete a las bobinas; en caso de existir algún esfuerzo dinámico, deben tener la capacidad de soportarlo.
Papel aislante	Brindan rigidez dieléctrica y mecánica a los conductores.

Fuente. Jiménez & Gómez (2016)

Cuadro 11: Papeles usados en transformadores de potencia

Nombre	Descripción
Papel Manila	Este aislante es fabricado a partir de fibras de cáñamo.
Papel Prespan	Su fabricación es similar a la del papel Kraft, ya que está hecho de pasta química de madera.
Papel nomex	Material similar al Nylon, se utiliza mucho en motores que requieren soportar temperaturas de entre los 200 C° a 220 C°, pero también es muy usado en transformadores híbridos, ya que es muy flexible y tiene una gran resistencia mecánica. Su desventaja es su alto costo.
Papel Kraft	Papel fabricado con pasta química de madera; sus espesores rondan entre 0,05 mm y 0,5 mm. En el proceso de creación de este tipo de papel se pueden utilizar cualquier tipo de maderas.

Fuente. Jiménez & Gómez (2016)

Una propiedad de estos aislantes es el grado de polimerización (DP), y refiere al número de anillos de glucosa en las cadenas de polímeros del papel, es importante mantener el grado de polimerización elevado ya que estos valores caen a lo largo del tiempo y producirán gases y compuestos en el aceite que a su vez afectarán la rigidez dieléctrica tanto del aceite como del papel mismo.

Según el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE, 2007), los valores de envejecimiento de papel según el grado de polimerización son como sigue

Cuadro 12: Rangos de envejecimiento según el grado de polimerización

Grado de Polimerización	Estado del papel
Mayor de 1000	Prácticamente sin envejecer
999 a 601	Levemente envejecido
600 a 401	Envejecimiento medio
400 a 251	Acercándose a un envejecimiento crítico
250 a 151	Envejecimiento crítico
Menor de 150	Extremadamente envejecido

Fuente. Jiménez & Gómez (2016)

También según (Chavarrae, 2020), indica en su interpretación que cuando el valor del grado de polimerización (DP) cae por debajo de 200, se recomienda que el papel ya no esté en servicio debido a que su resistencia de tracción está al 50%, estos valores también se mencionan en la norma IEC 60076-7.

Cuadro 13: Observaciones según el grado de polimerización

Rango de GP	Observación
<200	La prueba indica una degradación extensa del papel que supera el punto crítico. Recomendamos encarecidamente que el transformador se ponga fuera de servicio inmediatamente y se inspeccione visualmente.
200-250	El papel está cerca o en estado crítico. Recomiende que el transformador se ponga fuera de servicio lo antes posible y se inspeccione a fondo. Se pueden tomar muestras de papel para realizar pruebas directas de GP.
260-350	El papel se acerca al estado crítico. Sugiera que se programe una inspección y/o se vuelva a tomar una muestra dentro de 1 año para reevaluar la condición.
360-450	El papel comienza a acercarse a la condición crítica. Sugiera una nueva muestra en 1-2 años.
460-600	Deterioro significativo del papel, pero todavía muy lejos del punto crítico.
610-900	De leve a mínimo envejecimiento del papel.
> 900	Sin degradación del papel detectable

Fuente. Jiménez & Gómez (2016)

2.3.3 Estadísticas

Es bien sabido que los transformadores representan un activo económicamente importante dentro del sistema eléctrico y también para las industrias, por lo que tener una visión integral de los problemas que se presentan en los transformadores otorga a los operarios la posibilidad de conocer acerca de cuáles son los componentes y/o

activos que requieran de un control y a su vez tomar mejores decisiones al momento de actuar ante alguna falla imprevista.

De acuerdo con el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), por medio de reportes se obtuvieron datos estadísticos sobre las fallas más comunes que ocurren en transformadores. Estos reportes a su vez indicaron que estas fallas se presentan durante las operaciones y mantenimientos o debido a ciertos errores durante el proceso de fabricación.

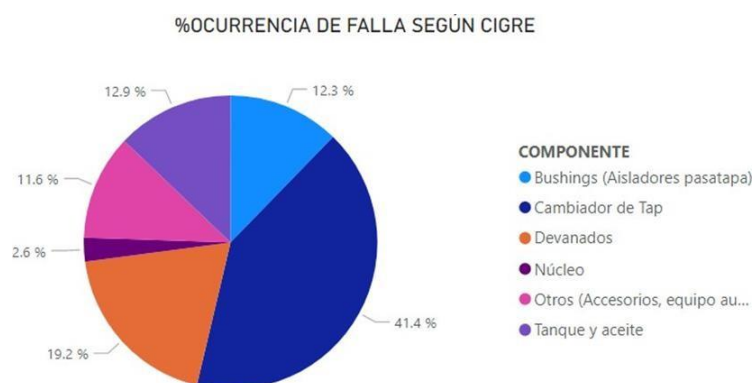


Figura 11: Porcentaje de fallas en transformadores según CIGRE

Fuente. Adaptado de Contreras & Diaz (2021)

Se muestra que la mayor cantidad de fallos ocurre en el cambiador de taps con 41.4%, seguido de los devanados 19.2%, aceite 12.9%, bushings 12.3%, el equipo auxiliar 11.6% y finalmente el núcleo con un 2.6%.

Además, de acuerdo con (Contreras & Diaz, 2021), un estudio bastante detallado y a profundidad sobre las fallas en los transformadores de potencia, para conocer la tendencia de los principales activos y la frecuencia de falla en El Salvador se muestran a continuación.

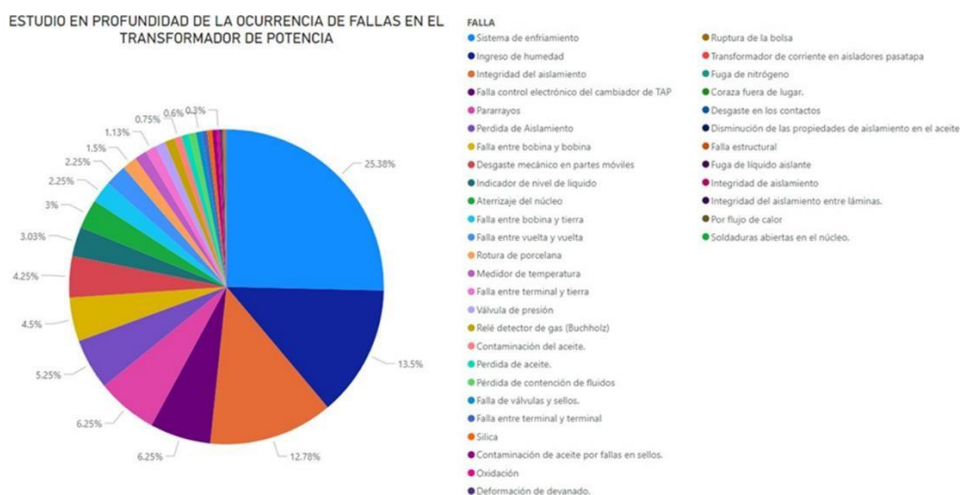


Figura 12: Porcentaje de fallas en El Salvador

Fuente. Adaptado de Contreras & Diaz (2021)

Acorde con este estudio, el 45% de las fallas ocurre con el equipo auxiliar, equipos como los medidores de temperatura, relés detectores de gas, sistema de enfriamiento, indicador de nivel de líquido que en conjunto representan el mayor número de fallas, siendo estos equipos no parte de la funcionalidad propia del transformador, sino como elementos indicadores para el control y monitoreo de este.

Otra de las fallas más comunes ocurre en el tanque principal 42.5%, donde el aceite representa el 15%, donde el 13.8% representa falla por el ingreso de humedad, seguidos por los devanados/conductores/sujeción de devanados con 23.75%, donde el 12.78% representa fallas en el aislamiento y el 10.69%, falla en el devanado y conductores.

2.3.4 Análisis de Fallas

Las fallas en transformadores muchas veces son producto de la misma operación y son situaciones imprevistas con potencial de ocasionar daños materiales y económicos en las concesionarias. Es importante conocer y analizar las fallas más comunes según la estadística detallada previamente.

Según (Diaz & Cruz, 2019), los activos críticos dentro del transformador son el devanado/núcleo, tanque/aceite, bushings y el conmutador de tomas; los cuales también guardan relación con lo señalado por CIGRE, por lo que conocer los

factores que afectan a estos activos es crucial para extender la vida útil del transformador

Cuadro 14: Componentes críticos en un transformador

Sistema	Componente	Sistema	Componente
Parte activa	Devanados, Núcleo	Tanque/Aceite	Caja principal o cuba, aceite dieléctrico, Tuberías y válvulas, Tanque de expansión, Radiadores, Control de nivel de aceite de la cuba principal.
Bushings o aislador pasatapas.	Bushings del primario, Bushings del secundario, Bushings del terciario.	Cambiador de tomas o conmutador bajo carga.	Aceite dieléctrico, Cuba, Selector, Preselector Mando motor, Control de flujo del conmutador.

Fuente. Diaz & Cruz (2019)

Asimismo, sobre este punto (Omicron Energy, 2022) describe las influencias negativas que alteran la esperanza de vida de un transformador.



Figura 13: Influencia negativas en transformadores

Fuente. Omicron (2022)

Según los autores, la presencia de agentes externos como humedad, oxígeno y las condiciones ambientales ocasionan un aumento en la pérdida de la esperanza de vida

de un transformador, otros factores como transporte, rayos y demás se puede considerar como situaciones momentáneas que también requieren de un control.

2.3.5 Conmutador de tomas

Según (Contreras & Diaz, 2021) el conmutador de tomas es el único elemento móvil dentro del transformador, debido a que realiza la regulación del nivel de tensión mediante el cambio de derivaciones, por lo que el continuo movimiento puede originar un desgaste de los contactos y del funcionamiento del motor.

Los factores que aceleran el desgaste pueden ser una aplicación incorrecta, instalación defectuosa y sobrecargas, y las fallas pueden originarse por combinaciones mecánicas, eléctricas y térmicas.

Según el autor, algunas de las fallas en el cambiador de tomas son las siguientes

- En una falla run-through, el cambiador de tomas se tarda después de que un relé cambia la proporción de las vueltas. Esto se debe a que el relé tiene residuos. Otra causa es el desgaste del resorte
- Falta de mantenimiento que deriva en una desincronización de la conexión de eje entre el cambiador y el motor.
- Condensadores viejos y desgastados en el motor, lo que hace que el cambiador falle al momento de controlar la dirección de movimiento.
- Un uso regular que desgasta el resorte y lo hace más frágil hasta el punto de romperse. Por ello, el cambiador no puede cambiar la proporción de las vueltas del devanado.
- Descompostura del motor en el cambiador debido a un voltaje excesivo.

Además, Según (Diaz & Cruz, 2019), una de las causas de las fallas en los cambiadores de tomas es que se generan grandes cantidades de agua, carbón y gases; además de un aumento de temperatura.

Estos pueden ocasionar que se produzca una degradación del aceite y la aparición de puntos con sobrecalentamiento mayores a 200°C.

Otro análisis de las fallas en el cambiador de tomas, específicamente en el conmutador de tomas bajo carga muestra una descripción de las fallas típicas, el defecto y el modo de la falla. Según (Betancourt & Galván, 2014), los agentes que

llegan a provocar las fallas en el conmutador vienen dado por mantenimientos inadecuados, operaciones incorrectas, exceso de humedad en el aceite o hasta limitaciones en el diseño y fabricación.

A modo de resumen, las fallas descritas se presentan a continuación

Cuadro 15: Fallas típicas en conmutador de tomas bajo carga

COMPONENTES DEL SISTEMA(CONMUTADOR)	DEFECTO O AVERÍA	MODO DE FALLA
Dieléctricos Aislamiento sólido. - Entre tomas. - A tierra. - Entre fases. - Barrera depressboard.	- Agua excesiva. - Contaminación del Aceite (combinado con carbón). - Objetos extraños.	*Contorneo. *Descarga progresiva. *Descarga disruptiva. *Fallo térmico de otras resistencias.
Aislamiento líquido. A través de contactos. Resistencia. Reactancia.	- Resistencia Cortocircuitadas. - Descargas. - Recalentamiento. - Conexión incorrecta. - Avería en el núcleo.	*Contorneo. *Calentamiento local (Formación de gas). *Formación de burbujas de gas.

Componentes del sistema (conmutador)	Defecto o avería	Modo de falla
CONMUTADOR Eléctrico Resistencia. Contactos. - Contactos auxiliares. - Contactos principales.	- Circuito abierto. - Sobrecalentamiento. - Desgaste. - Desalineamiento. - Insuficiente presión contacto. - Sobrecalentamiento.	*Desgaste adicional. *Generación de burbujas de gas. Posible descarga disruptiva. *Gran acumulación de carbón. *Fallo térmico. *Formación de arcos. *Formación de burbujas de gas.
Terminales Uniones y conexiones	- Empalmes en mal estado (conexiones flojas, mal prensadas, etc). - Conductor dañado. - Filamentos rotos.	*Sobrecalentamiento. *Formación de burbujas de gas.
Mecánico - Resortes de operación. - Barras y ejes de operación. - Mecanismos de operación.	- Operación ralentizada del conmutador. - Eje de accionamiento roto. - Sincronización incorrecta entre selector y conmutador.	*Operación incorrecta del interruptor. *Operación incompleta del interruptor. *No operación del interruptor. Descarga disruptiva.

Fuente. Betancourt & Galván (2014)

Sin embargo, se pueden realizar pruebas de manera periódica para poder conocer el estado y las condiciones de funcionamiento, según (Plath & Putter, 2017), las pruebas que se realizan en los cambiadores de toma bajo carga del tipo resistivo (alta tensión) son los siguientes

Cuadro 16: Pruebas comunes en el OLTC

Método de medición	Aplicación / objeto	Problemas
Resistencia estática del devanado	Comprobar los devanados así como las conexiones internas	Alineación de contactos, desgaste de contactos
Vibroacústico	Detectar las señales acústicas causadas por el movimiento mecánico	Conexión mecánica/engranajes, sincronismo/secuencia, alineación de contactos, formación de arco, sobrecalentamiento/carbonización, desgaste de contacto, transición
Posición y par	Detección de problemas mecánicos y envejecimiento del mecanismo de accionamiento	Conexión mecánica/engranajes, control/relés, motor, freno, lubricación, alineación de contactos
Análisis de gases disueltos	Detectar una mayor concentración de gases en el compartimiento del cambiador de tomas	Formación de arco, sobrecalentamiento/carbonización
Resistencia dinámica	Medir el proceso de conmutación rápida del propio interruptor de derivación.	Sincronismo/secuencia, desgaste de contacto, transición

Fuente. Plath & Putter (2017)

Este estudio también sugiere la medición de la resistencia dinámica (DRM) como una prueba complementaria a la medición de la resistencia estática del devanado, el propósito es esta prueba es detectar el desgaste de los contactos, cables y resistencias de conmutación sin la necesidad de adicionar un cableado, ayudando a reducir los costes del mantenimiento y garantizando un mejor monitoreo del cambiador de tomas que permitirá evitar cualquier imprevisto en caso de falla.

Para realizar las mediciones descritas existen maletas de pruebas de la marca Omicron, entre ellas tenemos a las maletas Testrano 600 y la CPC100 más el accesorio CB SB1, que realizan pruebas de la resistencia de devanado estática y dinámica sin la necesidad de recablear entre cada prueba y sin la necesidad de abrir compartimento del conmutador.

Según (OMICRON, 2022), en la prueba de resistencia de devanado, los valores medidos no pueden diferir en 1% de los de referencia, y las diferencia entre fases son

aproximadamente entre 2-3%, además indica que la temperatura de referencia es de 75°C y los valores deben corregirse según la temperatura.

También la norma de la IEEE especifica los requerimientos y pruebas en el aceite del cambiador de tomas, este apartado de la norma detalla las pruebas y los valores límites de estas pruebas en conmutadores que no hayan sido energizados y en aquellos con uso continuo en servicio.

Según (IEEE C57.106, 2002), las pruebas periódicas en el aceite de los conmutadores y sus valores se describen a continuación

Cuadro 17: Valores límites antes de la energización

Test and method	Suggested limit
Dielectric strength, ASTM D1816-97, kV minimum, 1 mm, gap ^a 2 mm, gap ^a	35 55
Water content, ASTM D1533-00, mg/kg maximum ^b	10
Corrosive sulfur, ASTM D1275-96a	No corrosive sulfur in oil.

^aAlternate measurements of 0.04 in and 0.08 in respectively for gaps.

^bEquivalent measurement is parts per million, ppm.

Fuente. IEEE C57.106 (2002)

Cuadro 18: Valores límites en servicio continuo

Test and method	Suggested limit		
	Neutral end	Line end	
		≤ 69 kV	> 69 kV
Dielectric strength, ASTM D1816-97, kV minimum, 1 mm, gap ^a 2 mm, gap ^a	20 27	25 35	28 45
Water content, ASTM D1533-00, mg/kg maximum ^b	40	30	25
Corrosive sulfur, ASTM D1275-96a	No corrosive sulfur in oil.		

^aAlternate measurements of 0.04 in and 0.08 in respectively for gaps.

^bEquivalent measurement is parts per million, ppm.

Fuente. IEEE C57.106 (2002)

2.3.6 Tanque/Aceite

Como se detalló previamente, el tanque es el soporte estructural del transformador y en él se encuentra contenido el núcleo, bobinados, aceite, etc. Una falla en el tanque podría deberse a daños en la propia estructura, fugas de aceite o gases, mala refrigeración y demás como posible causa de unas condiciones ambientales nocivas, exceso de humedad, presencia de sal, etc.

A su vez, el aislamiento líquido (aceite) y el aislamiento sólido (papel) están protegidos del ingreso de contaminantes y agentes externos por el tanque, esto permite que se pueda extender la vida útil del aislamiento y por consecuencia del transformador. Según (Hernandez & Guidos, 2020), la integridad del aislamiento representa el principal problema si nos referimos al tanque, factores como sobrecalentamiento y humedad pueden acelerar el envejecimiento del aislamiento y generar productos como furanos que acelerará aún más la degradación de la celulosa. Otra de las causas de la descomposición puede deberse a partes sueltas, contactos defectuosos, burbujas de gas en el aceite, entre otros.

Según (IEC 60076-7, 2008), la degradación del aislamiento se debe a la combinación de tres procesos: Oxidación, hidrólisis y pirólisis.

La oxidación es un proceso que ocurre por la presencia de oxígeno a través del ingreso de aire, posiblemente ocurre a bajas temperaturas y como producto final aparece agua.

La hidrólisis, se puede decir que es un proceso auto acelerador del envejecimiento de la celulosa, y se debe a la presencia de ácidos carboxílicos que se disocian en agua, tanto el ácido carboxílico como el agua son productos durante el envejecimiento propio de la celulosa.

El pirólisis es un proceso que ocurre sin la presencia de agua ni oxígeno, sino que se debe a las altas temperaturas de la operación y en sobrecarga.

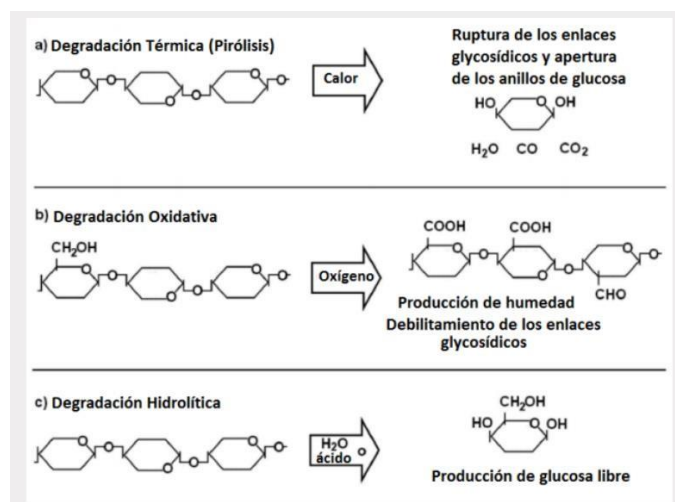


Figura 14: Mecanismos de degradación de la celulosa

Fuente. Crespo et al (2016)

Tal como se detalló en el apartado de funcionamiento, existen límites de temperatura para las condiciones de carga y los valores de humedad o contenido de agua que se debe tener presente. La expectativa de vida del aislamiento está muy relacionada con agentes como humedad, temperatura y oxígeno. La siguiente grafica muestra la relación entre el contenido de humedad, la temperatura máxima de punto caliente y el oxígeno según sea el tipo de papel.

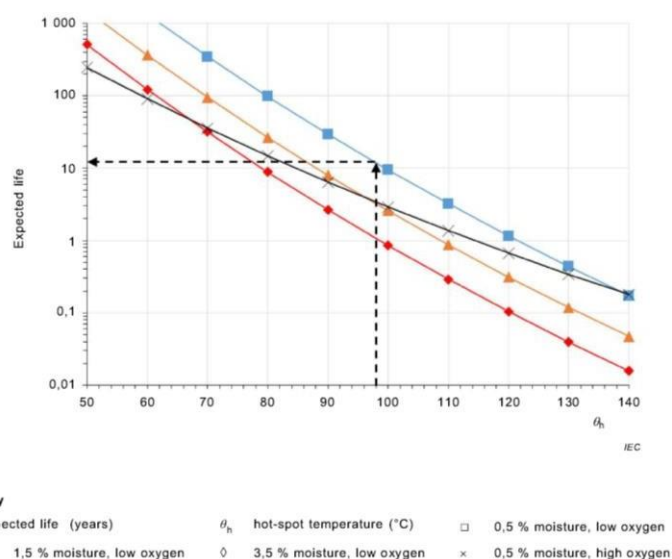


Figura 15: Dependencia de la expectativa de vida para papel no mejorado

Fuente. IEC 60076-7 (2018)

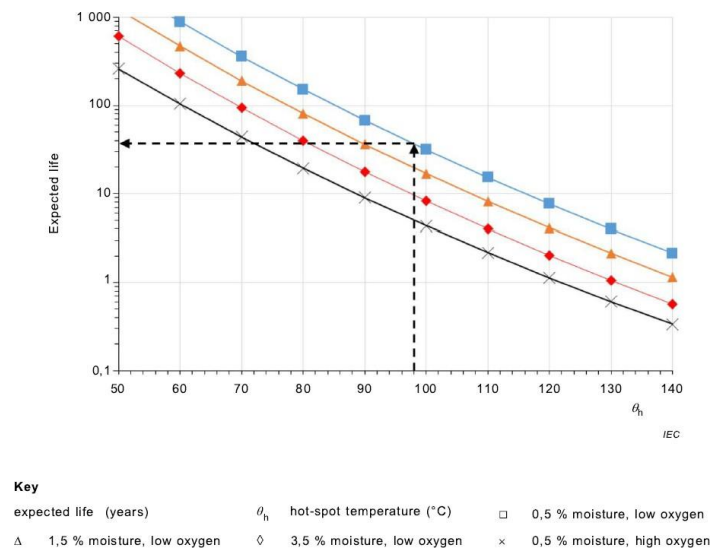


Figura 16: Dependencia de la expectativa de vida para papel mejorado
Fuente. IEC 60076-7 (2018)

Otro parámetro importante que indica la norma es el grado de polimerización (DP), es cual es usado para conocer el estado del aislamiento en el papel, como se sabe, el grado de polimerización (DP) corresponde al promedio de anillos glucosídicos en la celulosa, la longitud las moléculas de celulosa tienden a reducirse producto del envejecimiento.

También otro parámetro viene a ser la fuerza mecánica del papel, el cual es importante en el papel del devanado para resistir los esfuerzos cortantes producto de cortocircuitos.

La norma IEC muestra en la siguiente grafica la correlación entre el grado de polimerización (DP) y la fuerza de tensión o mecánica en ambos tipos de papel.

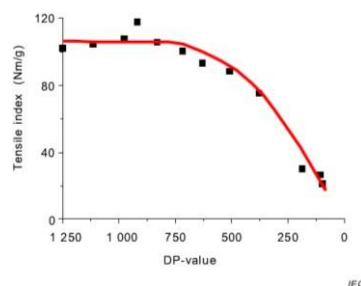


Figura 17: Relación de la fuerza mecánica y el DP
Fuente. IEC 60076-7 (2018)

La norma indica que cuando se descende el valor del grado de polimerización a 200, la fuerza de tensión o mecánica del papel es muy baja y se puede considerar que ha llegado a su etapa final; sin embargo, la fuerza dieléctrica podría seguir siendo aceptable.

Asimismo, la norma muestra una relación entre el envejecimiento natural del aceite, el cambio del grado de polimerización (DP), a unos valores de temperatura, humedad y oxígeno dado.

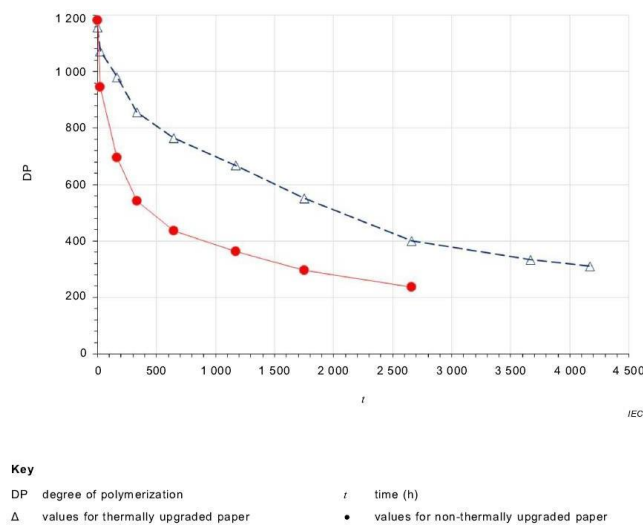


Figura 18: Aceleración del envejecimiento del aceite a 140°C, oxígeno < 6000 ppm y humedad al 0.5%

Fuente. IEC 60070-7 (2018)

Por otra parte, la celulosa y el aceite están sometidos a esfuerzos y a condiciones adversas que poco a poco van provocando su deterioro, debido a eso se van generando productos perjudiciales en el interior que son necesarios monitorear y controlar, mientras se van perdiendo sus propiedades dieléctricas.

Sobre este punto, (Chavarras, 2020), realiza un análisis del envejecimiento del papel y del aceite y de la producción de diferentes tipos de compuestos producto de este envejecimiento, asimismo indica que no es posible conocer con certeza que productos son propios del aceite o del papel, ya que el proceso es en ambos a la vez. Los productos que degradan el aislamiento celulósico son:

Agua: Principal fuente de degradación del papel, su origen puede deberse a la absorción de agua desde el exterior y por hidrólisis u oxidación del aceite y del

papel. Como consecuencia se disminuye la resistencia de aislamiento y aumenta la presencia de burbujas en el aceite.

Ácidos: Los ácidos son producto de la hidrólisis donde se rompen las cadenas de celulosa, estos se descomponen y forman ácidos que no son estables y forman otras sustancias como carbono y agua.

Furanos: Uno de los principales productos que se forman con la degradación de la celulosa es el 2-furfural, debido a la estabilidad de este compuesto es posible monitorear esa cantidad para conocer el estado del transformador. Experimentos han mostrado que la hidrólisis en la celulosa a temperaturas entre 100°C a 200°C y la humedad aumentan la producción de este compuesto.

Óxidos de Carbono: Son los productos finales luego de que el papel haya sido destruido.

A su vez, también especifica los productos que degradan el aceite:

Ácidos: La oxidación del aceite producen ácidos de bajo y alto peso molecular, los que a su vez tienen cierto impacto en la degradación y envejecimiento del papel.

Lodos: Son productos envejecidos suspendidos en el aceite debido a su alta polarización, causado por la oxidación del aceite y el envejecimiento del papel, así como un aumento de la acidez.

Como hemos visto, el envejecimiento y deterioro del aceite y el papel producen compuestos que nos indican en que grado se encuentra el aislamiento, asimismo en condiciones de esfuerzos eléctricos y térmicos anormales y la degradación del aislamiento, se producen gases combustibles que según sea el tipo de falla, la concentración de estos será diferente.

Con respecto a las fallas, (Achahuanco, 2014), señala que pueden ser de dos tipos: Fallas eléctricas y fallas térmicas los cuales vienen señalados en la norma IEEE C57.104.

El primer punto tiene que ver con la descomposición térmica del aceite y de la celulosa, a temperaturas entre 150°C y 500°C la descomposición del aceite genera en su mayoría gases como hidrógeno, metano y pequeñas cantidades de etano y etileno.

Sin embargo, si la temperatura aumenta, las cantidades generadas de estos gases se vuelve importante.

La descomposición térmica de la celulosa ocurre a temperaturas más bajas que la del aceite y se van generando monóxido y dióxido de carbono, por lo que es posible encontrar estos gases cuando el transformador está en su condición normal de operación.

El segundo punto relacionado con las fallas eléctricas, se dividen en dos: Descargas de baja intensidad y de alta intensidad.

Cuando se produce una descarga de baja intensidad se produce principalmente hidrogeno y genera temperaturas entre 200°C y 700°C, en tanto que la descarga aumente de intensidad se producirán cantidades significativas de etileno y acetileno.

Cuando se produce una descarga de alta intensidad se generan temperaturas entre 700°C y 1800°C y el acetileno como gas principal.

Asimismo, (IEC 60599, 2022), también detalla las fallas típicas en los transformadores que no tienen comunicación con el conmutador de tomas bajo carga, es decir, que no existe comunicación de ningún gas ni aceite entre el compartimento del conmutador y el del tanque principal

Cuadro 19: Fallas típicas en transformadores de potencia

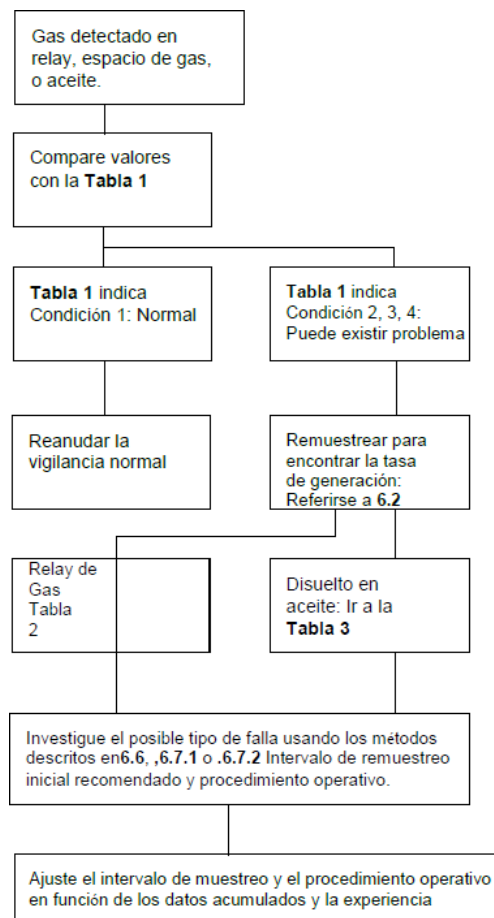
Type	Fault	Examples
PD	Partial discharges	Discharges in gas-filled cavities resulting from incomplete impregnation, high-humidity in paper, oil super saturation or cavitation, and leading to X-wax formation
D1	Discharges of low energy	Sparking or arcing between bad connections of different or floating potential, from shielding rings, toroids, adjacent disks or conductors of winding, broken brazing or closed loops in the core Discharges between clamping parts, bushing and tank, high voltage and ground within windings, on tank walls Tracking in wooden blocks, glue of insulating beam, winding spacers. Breakdown of oil, selector breaking current
D2	Discharges of high energy	Flashover, tracking, or arcing of high local energy or with power follow-through Short circuits between low voltage and ground, connectors, windings, bushings and tank, copper bus and tank, windings and core, in oil duct, turret. Closed loops between two adjacent conductors around the main magnetic flux, insulated bolts of core, metal rings holding core legs
T1	Thermal fault $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	Overloading of the transformer in emergency situations Blocked item restricting oil flow in windings Stray flux in clamping beams of yokes
T2	Thermal fault $300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Defective contacts between bolted connections (particularly between aluminium busbar), gliding contacts, contacts within selector switch (pyrolitic carbon formation), connections from cable and draw-rod of bushings Circulating currents between yoke clamps and bolts, clamps and laminations, in ground wiring, defective welds or clamps in magnetic shields Abraded insulation between adjacent parallel conductors in windings
T3	Thermal fault $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Large circulating currents in tank and core Minor circulation currents in tank walls created by a high uncompensated magnetic field Shorting links in core steel laminations

Fuente. IEC 60599 (2022)

Es por ello por lo que existen técnicas y procedimientos de análisis de estos gases para poder determinar la condición y la falla del transformador en caso se superen las concentraciones de los gases combustibles.

Según (IEEE C57.104, 2008), el procedimiento y las indicaciones a seguir después de una detección inicial de gas sea disuelto en aceite o en el espacio de gas y las acciones asociadas van de acuerdo con el siguiente diagrama.

Cuadro 20: Diagrama de flujo del proceso de análisis de gases



Fuente. IEEE C57.104 (2008)

Según la norma, una vez se encuentre la posible condición referida previamente en el apartado de funcionamiento, y se realice un remuestreo de la tasa de generación de los gases, se debe indicar la condición y el plan de acción a tomar de acuerdo con el siguiente cuadro en caso se trate de muestras en el aceite.

Cuadro 21: Acciones a realizar según el TDCG

Condición 2	721 a 1920	>30	Mensualmente	Tenga cuidado. Analice gases individuales. Determinar la dependencia de la carga.
		10 a 30	Mensualmente	
		<10	Semestralmente	
Condición 1	≤720	>30	Mensualmente	Tenga cuidado. Analice gases individuales. Determinar la dependencia de la carga. Continúe la operación normal.
		10 a 30	Semestralmente	
		<10	Anualmente	

	TDCG Nivel (μL/L)	TDCG (μL/L/día)	Intervalos de muestreo y procedimientos operativos para tasas de generación de gas.	
			Intervalo de muestreo	Procedimientos de operación
Condición 4	>4630	>30	Diariamente	Considere la eliminación del servicio. Notifique al fabricante
		10 a 30	Diariamente	
		<10	Semanalmente	Tenga mucho cuidado. Analice gases individuales. Plan de corte Notifique al fabricante
Condición 3	1921 a 4630	>30	Semanalmente	Tenga mucho cuidado. Analice gases individuales. Plan de corte Notifique al fabricante
		10 a 30	Semanalmente	
		<10	Mensualmente	

Fuente. IEEE C57.104 (2008)

Las técnicas de análisis de gases permiten conocer el posible tipo de falla que ocurre en el transformador, existen varios métodos que han sido desarrollados a través del tiempo, con respecto a esto (Juris, 2020), detalla a continuación las técnicas más importantes de gases disueltos en aceite.

2.3.6.1 Análisis de Dornenburg.

Esta técnica permite conocer el origen de la falla de un transformador mediante la concentración de gases disueltos en el aceite, este análisis señala 4 ecuaciones que relacionan estas concentraciones, teniendo en cuenta especialmente al metano (CH_4), hidrogeno (H_2), etano (C_2H_6), acetileno (C_2H_2) y etileno (C_2H_4).

Las ecuaciones son las siguientes:

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}; R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}; R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}; R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$$

El procedimiento y las condiciones que se deben cumplir para utilizar este análisis es que si al menos uno de los gases supere dos veces el límite máximo establecido denominados L1

Cuadro 22: Concentración de gases L1

Gas	Concentración L1(ppm)
Hidrógeno (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Acetileno (C_2H_2)	1
Etileno (C_2H_4)	50
Etano (C_2H_6)	65
Monóxido de carbono (CO)	350

Fuente. Juris (2020)

Y el etano o el monóxido de carbono exceda el límite L1, luego a partir de eso se procede a determinar las relaciones entre concentraciones, estas relaciones no pueden ser indeterminaciones; quiere decir que ninguna concentración a excepción del etano puede ser cero. Una vez se tenga los resultados de cada relación se compara con los valores del cuadro para conocer el diagnóstico del transformador. Si en caso, algunas de estas relaciones resultan una indeterminación, se vuelve a tomar otra muestra y se vuelve a realizar un análisis de los gases, si ninguno se encuentra presente o no se cumple ninguno de los requisitos previamente descritos, se concluye que el método de Dornenburg no se puede aplicar y se sugiere utilizar otras técnicas.

Cuadro 23: Cuadro posibles fallas según Dornenburg

Posible falla	R_1	R_2	R_3	R_4
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Efecto Corona (PD de baja intensidad)	<0.1	No significativa	<0.3	>0.4
Arco interno (PD de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

Fuente. Juris (2020)

2.3.6.2 Análisis de gas clave.

Como sabemos las perturbaciones eléctricas y térmicas generan la producción de gases en el transformador, al momento de que una falla se presente, es posible encontrar que ciertos gases combustibles se encuentran en concentraciones mayores debido al aumento de la temperatura en el interior.

También se presentarán cambios de temperatura si el transformador es sometido a sobrecargas, estos gases que se formaran degradaran el aceite y también de la celulosa.

El diagrama que sintetiza se presente a continuación sobre el análisis de gas clave

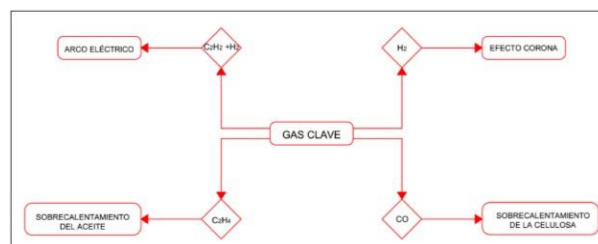


Figura 20: Diagrama de Gas Clave

Fuente. Juris (2020)

Sobrecalentamiento del aceite: Un estudio realizado por la IEEE, IEC y Rogers muestra un análisis de los gases generados de forma individual en función de la temperatura del aceite.

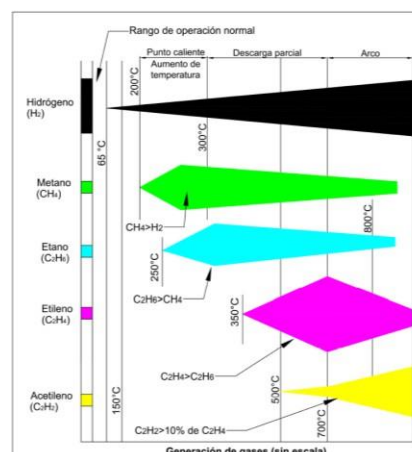


Figura 21: Generación de gases en función de la temperatura

Fuente. Adaptado de Juris (2020)

Como se puede ver en la figura, la temperatura mínima que indica la descomposición del aceite es de 150°C, a temperaturas entre 250°C y 300°C se presenta la formación de metano y etano; a temperaturas mayores de 300°C ya se tiene la aparición de descargas parciales y a mayores de 500°C ya aparecen los arcos con una predominancia en la concentración de etileno y acetileno; por lo que se recomienda que la temperatura de operación del transformador sea menor a 100°C. A su vez la IEEE establece que el gas clave representativo es el Etileno.

Sobrecalentamiento de la celulosa: Según estudios basados en la experiencia, se estima que la temperatura para que se generen compuestos de furano es de 120°C, rompiéndose las cadenas de celulosa, generando gases como monóxido y dióxido de carbono y perdiendo sus características dieléctricas.

La capacidad de sobrecarga y del límite de temperatura máxima es de acuerdo con el tipo de aislamiento, los transformadores del tipo seco soportan mayores aumentos de temperatura (80, 115, 150°C); en cambio los transformadores en aceite soportan aumentos de 55°C o 60°C.

Falla por efecto corona: Descarga parcial de baja intensidad, el gas que predomina para este tipo de falla es el hidrogeno seguido de metano y con concentraciones menores de etano y acetileno.

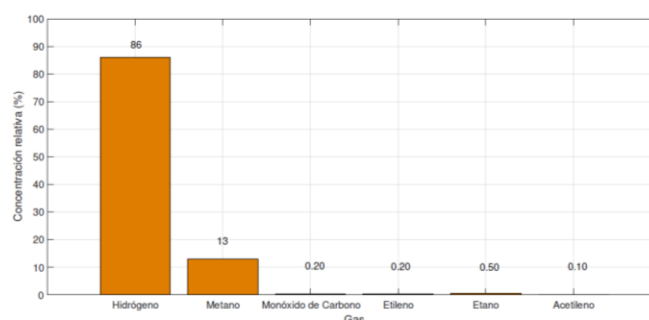


Figura 22: Concentración de gases por efecto corona

Fuente. Juris (2020)

Falla por arco eléctrico: En este tipo de falla el aceite dieléctrico tiende a evaporizarse en pequeñas cantidades como consecuencia de una ruptura en su propia estructura, el gas que predomina es el acetileno seguido del hidrogeno.

Las condiciones iniciales para el análisis de Rogers es que las relaciones planteadas no resulten en una indeterminación, luego se analizan a las relaciones, primero R_2 , seguido de R_1 y finalmente R_5 . Rogers especifica 3 fallas térmicas y 2 fallas eléctricas.

Sobrecarga térmica de baja temperatura: Se presenta por ejemplo cuando se energiza el transformador o en periodos con alta carga.

Falla térmica menor a 700°C : Comúnmente en transformadores con un largo tiempo en operación

Falla térmica mayor a 700°C : Se puede plantear las perdidas en la capacidad de refrigerar del aceite.

Las fallas eléctricas corresponden a las fallas por efecto corona y arco eléctrico, los rangos de las relaciones y las fallas se presentan a continuación.

Cuadro 24: Posibles fallas de Rogers

Posible falla	R_2	R_1	R_5
Sin falla	<0.1	>0.1 a <1	<1
Sobrecarga térmica de baja temperatura	<0.1	0.1 a 1	1 a 3
Falla térmica $<700^{\circ}\text{C}$	<0.1	>1	1 a 3
Falla térmica $>700^{\circ}\text{C}$	<0.1	>1	>3
Efecto corona	0.1 a 1	<0.1	<1
Arco interno	1 a 3	0.1 a 1	>3

Fuente. Juris (2020)

Si no se cumplen los rangos establecidos para R_1 o R_5 , el análisis de Rogers no es aplicable y se recomienda seguir otro análisis.

2.3.6.4 Análisis de Duval.

El análisis de Duval es la técnica de diagnóstico de fallas que muestra mayores aciertos, a través de las pruebas experimentales, Duval concluyó que la presencia del Hidrogeno distorsiona los resultados del análisis de gases, además muestra variaciones en el famoso triangulo de Duval para diferentes tipos de transformadores según su aplicación como aceite mineral, aceite vegetal, aceite no mineral, conmutador de tomas bajo carga.

Para graficar el triángulo de Duval, se deben graficar las concentraciones del metano, etileno y acetileno en un triángulo equilátero de acuerdo con las siguientes relaciones.

$$\%C_2H_2 = \frac{X}{X + Y + Z} * 100; \%CH_4 = \frac{Y}{X + Y + Z} * 100; \%C_2H_4 = \frac{Z}{X + Y + Z} * 100$$

La ventaja de estas relaciones es que no presenta indeterminaciones, debido a que por lo menos uno de los gases mencionados tiene una concentración mayor a 0 ppm en transformadores que llevan un periodo largo en operación, sin embargo, si alguna concentración es igual a cero, se recomienda usar otra técnica de análisis de gases.

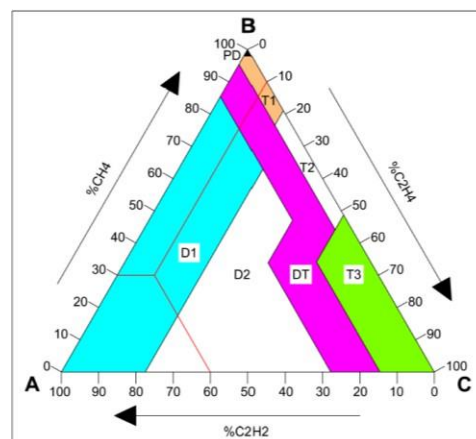


Figura 25: Ejemplo triángulo de Duval

Fuente. Juris (2020)

Este triángulo es muestra de un ejemplo del triángulo de Duval, mediante la intersección de las líneas paralelas se puede determinar el tipo de falla en un transformador.

Las posibles fallas según el triángulo de Duval son las siguientes:

Cuadro 25: Posibles fallas de Duval

Zona	Posible Falla	Valores límites de gases combustibles (%)
PD	Descargas parciales	$CH_4 = 98$
D1	Descargas de baja energía	$C_2H_4 = 36; C_2H_2 = 13$
D2	Descargas de alta energía	$C_2H_4 = 23, 40; C_2H_2 = 13, 29$
T1	Falla térmicas $T < 300^\circ C$	$CH_4 = 98; C_2H_4 = 20; C_2H_2 = 4$
T2	Falla térmicas $300^\circ C$	$C_2H_4 = 20, 50; C_2H_2 = 4$
T3	Falla térmicas $T > 700^\circ C$	$C_2H_4 = 50; C_2H_2 = 15$
DT	Mezcla entre fallas térmicas y eléctricas	$C_2H_2 = 13, 4, 29, 15; C_2H_4 = 40, 50$

Fuente. Juris (2020)

En cuanto a las fallas descritas por Duval se tiene:

Descargas parciales (PD): Tal como la falla por efecto corona, genera material sólido como cera que crea pequeñas inducciones entre puntos carbonizados en el papel.

Descargas de baja energía (D1): Grandes perforaciones en el papel con pequeñas partículas de carbono

Descargas de alta energía (D2): Alto contenido de carbono en el papel y el contenido de partículas en el aceite es alto.

Fallas térmicas menores a $300^\circ C$ (T1): Se evidencia por una coloración marrón en el papel.

Fallas térmicas a $300^\circ C$ (T2): Coloración de tipo negro en el papel.

Fallas térmicas mayores a $700^\circ C$ (T3): Presenta corrosión en las partes metálicas del interior del transformador y el aceite se encuentra carbonizado.

Dentro de los equipos usados para el análisis de gases disueltos tenemos al equipo Kelman Transport X, este equipo puede realizar la medición de 7 gases con un diagnóstico in situ en menos de 30 minutos

Los procedimientos para toma de muestra de gases para muestras extraídos de la capa de gas son de acuerdo con el procedimiento ASTM D 3305, en caso sea extraído del aceite se sigue la norma ASTM D 923. Todo esto detallado en la norma IEEE C57.104.

2.3.7 Bushings

Como se sabe, los bushings son los encargados de permitir que el cable de alta tensión pase hacia las entradas del transformador de manera segura y funcionando como aislante de la misma manera.

Según (Contreras & Diaz, 2021), las fallas en los bushings pueden deberse a

- Desgaste.
- Aflojamiento de los conductores causado por vibraciones en el transformador, lo que resulta en un sobrecalentamiento. Esto daña al papel aislante y el aceite.
- Una súbita subida de voltaje, la cual genera una descarga parcial que daña el cojinete y causa una ruptura en cuestión de horas.
- Rotura en los sellos del cojinete que se originan por la presencia de agua, desgaste o pérdidas dieléctricas excesivas.
- No reemplazar el aceite o una filtración de este

A menudo las fallas en los casquillos de porcelana llenos de líquido aislante comúnmente terminan en explosiones y en posibles incendios.

Como podemos analizar, la presencia de humedad es un agente nocivo ya que puede causar la oxidación de las partes metálicas y causar daños estructurales como la aparición de grietas. Asimismo, el aumento de la temperatura como específica puede provocar que se aflojen los conductores dañando al aislamiento y generando falsos contactos.

Además, según (Kane & Golubev, 2010), indica que los dos mecanismos más comunes que causan fallas en los bushings se deben a la contaminación por humedad que entra a través de las tomas deterioradas o grietas ocasionando pérdidas dieléctricas, y agentes corrosivos como el azufre en el aceite que ocasionan descargas parciales.

Es por eso por lo que la revisión de los bushings requiere de una revisión periódica para posteriores propuestas de reparación según sea el tipo de daño.

Según (Contreras & Diaz, 2021), algunas de las pruebas de diagnóstico a los bushings son las siguientes:

Inspección visual: La inspección visual cuando el transformador se encuentra energizado puede realizarse mediante el uso de binoculares para detectar grietas, fugas o un nivel anormal del líquido aislante. Sin embargo, es mejor realizar esta inspección cuando el equipo se encuentra fuera de operación, si la carcasa de porcelana se rompe se debe investigar el grado de rotura y analizar si es posible que la humedad represente un problema. También es de utilidad anotar la temperatura ambiente y la corriente de carga al momento de las inspecciones.

Prueba de continuidad: El aislamiento primario está contenido dentro de una carcasa hecha de porcelana o caucho de silicona, a su vez en el espacio entre ellos se llena generalmente de algún líquido o compuesto aislante; también se suele usar al gas SF₆ como aislante entre el conductor y la carcasa.

Se puede hacer un análisis del gas disuelto en el líquido aislante, se ha demostrado que esta prueba en el aceite mineral de bushing brinda un buen diagnóstico sobre el problema de gaseado interno en los bushings.

La norma IEC 61464 muestra los valores de los límites normales de gas donde el aceite mineral es el medio.

Cuadro 26: Límite de gases en aceite mineral

Tipo de gas	Concentración (ppm)
Hidrógeno (H ₂)	140
Metano (CH ₄)	40
Etileno (C ₂ H ₄)	30
Etano (C ₂ H ₆)	70
Acetileno (C ₂ H ₂)	2
Monóxido de carbono (CO)	1000
Dióxido de carbono (CO ₂)	3400

Fuente. Adaptado de Contreras & Díaz (2021)

Prueba de factor de potencia, factor de disipación y capacitancia:

Esta prueba se refiere a las pruebas de factor de potencia y capacitancia en el aislamiento principal C1 y a la prueba de capacitancia en el aislamiento del electrodo del tap C2. Al momento de hacer la medición de factor de potencia todo exceso de humedad y contaminación debe eliminarse. Se debe tener en cuenta que los valores de factor de potencia y las capacitancias normalmente en picofaradios tanto en C1 y C2 pueden diferir, es común que la capacitancia en C2 sea diez veces mayor que C1.

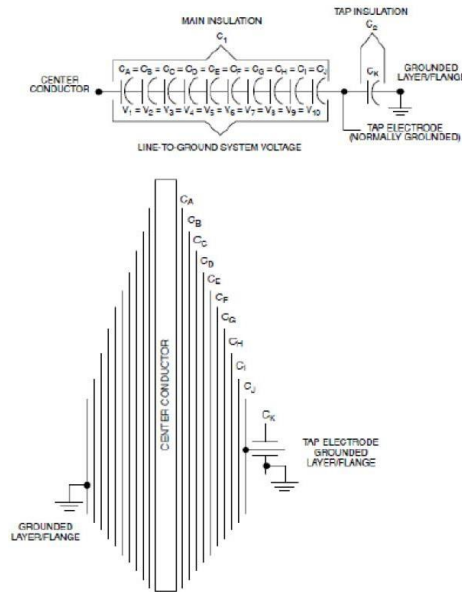


Figura 26: Capacitancia de aislador

Fuente. Adaptado de Contreras & Díaz (2021)

Otra prueba que permite evaluar una sección específica del aislamiento entre un área de la porcelana superior y el conductor central es la prueba de collar caliente, particularmente usado en bushings que no cuenten con un electrodo de derivación. Esta prueba permite detectar grietas, deterioro del aislamiento en la sección superior del bushing, bajo nivel de líquido o compuesto o huecos en el compuesto.

Con respecto a la prueba de capacitancia, esta debe realizarse en conjunto con la prueba de factor de potencia y contrastar sus valores con los descritos en placa y las pruebas anteriores. Si hay un aumento de más del 5% sobre el valor inicial que se indica en la placa se debe analizar el si el bushing sigue siendo apto para un servicio continuo.

Prueba de descargas parciales: La presencia de descargas parciales por un periodo de tiempo prolongado puede provocar que se pierda el aislamiento y como consecuencia la aparición de fallas. Por lo que la prueba de descargas parciales permite detectar su presencia midiendo el nivel de PD o RIV a un voltaje de línea o hasta 150% superior a este.

No obstante, cuando se detecta la presencia de descargas parciales no se puede saber con certeza si el origen es en el bushing o en el transformador, por lo que se recomienda retirar al aislador y realizar las mediciones separadamente.

Nivel de líquido: Para comprobar el nivel del líquido se realiza mediante la mirilla o el indicador del nivel de líquido, es importante considerar la temperatura ambiente para esta evaluación, ya que si agregamos líquidos a temperaturas bajas, cuando las temperaturas aumenten, se pueden dar condiciones de sobrellenado por lo que si se quiere agregar líquido para establecerlo a un nivel normal se debe realizar a 20°C. Los tapones de llenado deben sellarse correctamente para evitar que la humedad ingrese

2.3.8 Análisis de las Técnicas de Diagnóstico de Transformadores

Como se mencionó previamente, conocer y analizar las fallas en los transformadores merecen una especial atención si se busca extender su vida útil, es por ello por lo que existen técnicas y pruebas que se han ido desarrollando a lo largo de la historia para evaluar la salud, prevenir fallas y diagnosticar el estado y las condiciones de uso y operación para así evaluar la idoneidad del transformador para seguir en operación.

Estas técnicas permiten a los ingenieros y operarios encontrar los problemas y las posibles soluciones, siempre y cuando se prioricen a través de un organizado plan de mantenimiento preventivo.

Según (Zorrilla, Céspedes & García, 2019), las principales técnicas de diagnóstico se presentan a continuación.

2.3.8.1 Análisis de Gases Disueltos (DGA).

Tal como se detalló previamente, la técnica de gases disueltos permite evaluar la concentración de gases como producto de perturbaciones eléctricas y térmicas que ocurren dentro del transformador.

Este diagnóstico considera un nivel mínimo de estos gases según la norma y que se detalló en apartados anteriores.

Entre todas las técnicas de análisis de gases se destaca la de Duval, siendo en el año 2014 donde presenta una nueva forma para representar las fallas mediante un pentágono.

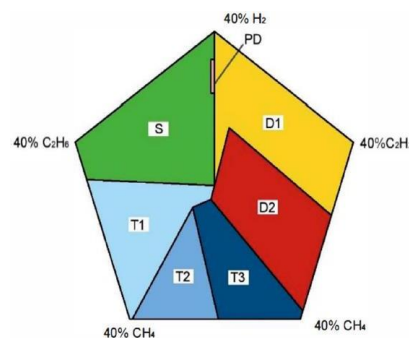


Figura 27: Pentágono de Duval

Fuente. Adaptado de Zorrilla et al (2019)

Esta forma gráfica ahora considera 5 gases: hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno.

Otros estudios en comparativa con el análisis de gases vienen dados por la aplicación de redes neuronales.

Un estudio realizado en la Universidad Tecnológica de Pereira muestra una aplicación de las redes neuronales para la detección de fallas.

Según (Cadena & Pérez, 2008), los resultados experimentales que obtuvieron de la configuración de las redes neuronales en comparación con los resultados obtenidos con los métodos de Rogers y Dornenburg son bastante aproximadas.

El método consiste en dos etapas, la primera es de entrenar a la red con datos de 49 muestras de gases de hidrogeno, metano, etano, etileno y acetileno, que se usan como entrada, y muestras de las condiciones de falla que son usadas como salida, tales

como descarga de alta energía, descarga de baja energía, calentamiento térmico y operación normal.

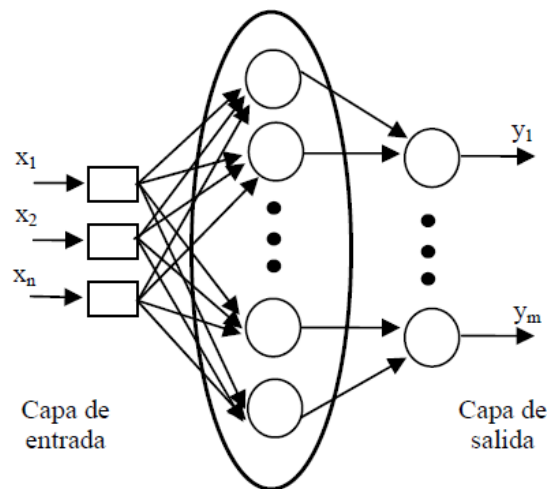


Figura 28: Arquitectura Red Neuronal

Fuente. Adaptado de Cadena & Pérez (2008)

Los resultados obtenidos de este estudio se detallan a continuación

Cuadro 27: Resultados comparativo de las metodologías

PATRÓN	DIAGNÓSTICO			
	METODO DE ROGER'S	METODO DE DORNENBURG'S	RED NEURONAL PROBABILISTICA	DIAGNÓSTICO ACTUAL
1	arco de alta energía	NA	Descarga de alta energía	Descarga de alta energía
2	arco de alta energía	NA	Descarga de alta energía	Descarga de alta energía
3	NA	Descargas eléctricas	Descarga de alta energía	Descarga de baja energía
4	arco de baja energía	Descargas eléctricas	Descarga de baja energía	Descarga de baja energía
5	arco de baja energía	Descargas eléctricas	Descarga de baja energía	Descarga de baja energía
6	arco de baja energía	Descargas eléctricas	Descarga de alta energía	Descarga de baja energía
7	arco de baja energía	Descargas eléctricas	Descarga de baja energía	Descarga de baja energía
8	arco de baja energía	Descargas eléctricas	Descarga de baja energía	Descarga de baja energía
9	NA	NA	Estado normal	Estado normal
10	NA	NA	Estado normal	Estado normal
11	NA	NA	Estado normal	Estado normal
12	NA	NA	Estado normal	Estado normal
13	sobrecalentamiento < 150° C	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
14	sobrecalentamiento	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
15	sobrecalentamiento	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
16	sobrecalentamiento entre 150-200° C	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
17	sobrecalentamiento general en el conductor	Descomposición térmica (punto caliente)	Descarga de baja energía	Sobrecalentamiento
18	sobrecalentamiento	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
19	sobrecalentamiento por circulación de corrientes en el núcleo y tanque	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
20	sobrecalentamiento	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
21	sobrecalentamiento por circulación de corrientes en el núcleo y tanque	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
22	ligero sobrecalentamiento < 150° C	Descomposición térmica (punto caliente)	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
23	NA	NA	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento
24	sobrecalentamiento por circulación corrientes en el núcleo y tanque	Descomposición térmica (punto caliente)	Descarga de baja energía	Sobrecalentamiento

Fuente. Adaptado de Cadena & Pérez (2008)

2.3.8.2 Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA).

Este método de análisis permite conocer el estado del núcleo y de los devanados principalmente. Esta prueba se realiza en transformadores recién fabricados puesto que permite obtener un tipo de huella digital o diagrama de referencia el cual se usará para comparar con otras pruebas futuras.

La medición puede ser realizada con tres métodos diferentes: IFRA (Impulse frequency response análisis), en el cual se inyecta un impulso de tensión en los devanados; SFRA (Sweep frequency response análisis), el cual hace un barrido en el dominio de la frecuencia usando una señal de tensión sinusoidal, y PRBS (Pseudo random binary sequence) en el cual se utilizan señales con algoritmos aleatorios para

generar los espectros de frecuencia. Estas mediciones tienen como objetivo medir la magnitud de la impedancia, admitancia y corriente en el devanado en el dominio de la frecuencia.

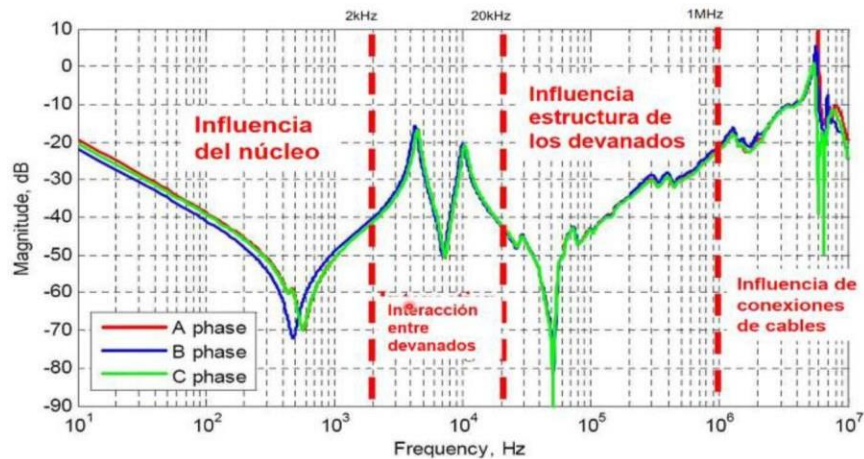


Figura 29: Interpretación de la curva de FRA

Fuente. Adaptado de Arteaga (2018)

Un resumen de las fallas que se pueden detectar usando el análisis de respuesta en frecuencia se muestran a continuación.

Cuadro 28: Fallas detectadas usando FRA

Ítem	Naturaleza del defecto	Detectabilidad
1	Conexión a tierra defectuosa de núcleo	Detectable
2	Pérdida de presión de torque en los devanados	Usualmente no detectable
3	Movimiento del núcleo	Detectable (si es muy severo)
4	Envejecimiento convencional	Detectable (si es muy severo)
5	Envejecimiento convencional	Detectable
6	Espiral corto-circuitadas o abiertas	Detectable
7	Estructuras de sujeción rotas	Detectable
8	Espiras flojas	Detectable
9	Colapso parcial de los devanados	Detectable
10	Pandeo de flejes de fijación	Detectable
11	Deformación del devanado circunferencial, inclinación en espiral	Detectable

Fuente. Zorrilla et al (2019)

Como se puede ver, la mayoría de los problemas en el devanado pueden ser detectados bajo este análisis; sin embargo, tiene ciertas limitaciones.

Según (Arteaga, 2018), existe dificultades en la interpretación de los resultados obtenidos debido a que no existen reglas ni parámetros claros, asimismo, hay agentes

externos como la técnica de ajuste de los terminales, interferencias electromagnéticas, flujo residual en el núcleo y demás que pueden alterar los resultados de este análisis.

A su vez, según (Gómez, Aponte & Pleite, 2017), señala que este análisis es una técnica complementaria mas no determinística, por lo que no se puede tomar decisiones según en base a ella, además de que para realizar esta prueba se requiere que se desconecte al transformador del sistema.

A su vez propone una metodología para realizar esta prueba mientras el transformador se encuentra en servicio. El método consiste en tres etapas, el primero consiste en la inyección y medida de la señal de salida, usando un circuito electrónico para inyectar pulsos controlados y sensores de banda ancha para tomar las medidas de las señales de salida. La etapa dos consiste en la adquisición, filtrado y procesamiento matemático de la señal, usando los métodos de análisis de multirresolución y la transformada Wavelet para el proceso de filtrado, eliminación de ruidos y armónicos. La tercera etapa consiste en obtener la impedancia analizando las condiciones del transformador (Energizado o con carga)

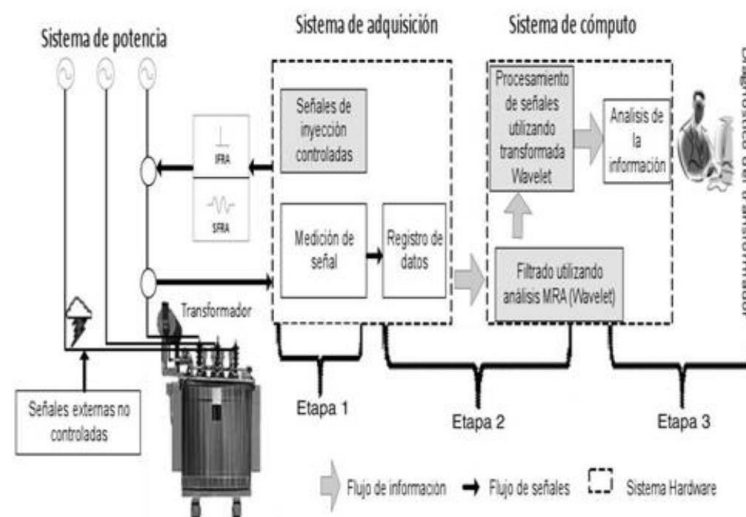


Figura 30: Etapas de prueba FRA

Fuente. Gomez, Aponte & Pleite (2017)

Se realizaron pruebas experimentales y se concluyó que las pruebas eran satisfactorias y confiables para realizarse en campo, haciendo énfasis en el uso de la

transformada de Wavelet sobre la transformada de Fourier para el procesamiento de las señales.

2.3.8.3 Medición de las corrientes de polarización y despolarización (PDC).

Este análisis permite determinar el contenido de humedad y la conductividad de los materiales aislantes del transformador. El procedimiento se realiza a través de la inyección de voltaje DC sobre el objeto de prueba durante un tiempo indeterminado, luego la fuente DC se desconecta y el objeto de prueba se cortocircuita. La polarización da lugar a una corriente de descarga en la dirección opuesta que se conoce como corriente de despolarización.

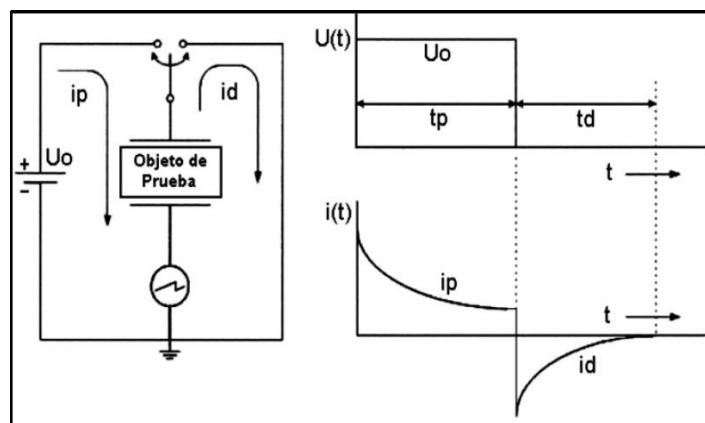


Figura 31: Corrientes de polarización y despolarización

Fuente. Herrera et al (2017)

Según (Herrera et al, 2017), la naturaleza de la corriente de polarización y despolarización depende de factores como temperatura, contenido de humedad, conductividad entre otros.

A continuación, se muestran algunas graficas (3) de la influencia de la corriente de polarización según conductividades y contenido de humedad, a su vez se puede concluir que la comparación entre curvas PDC ayuda a llevar un registro de la degradación de las tendencias de la degradación del aislamiento.

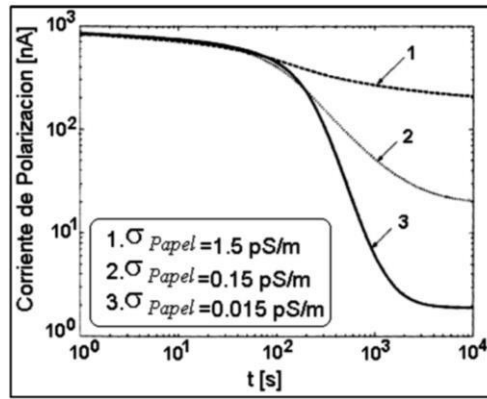


Figura 32: Corriente de polarización según la conductividad del papel

Fuente. Herrera et al (2017)

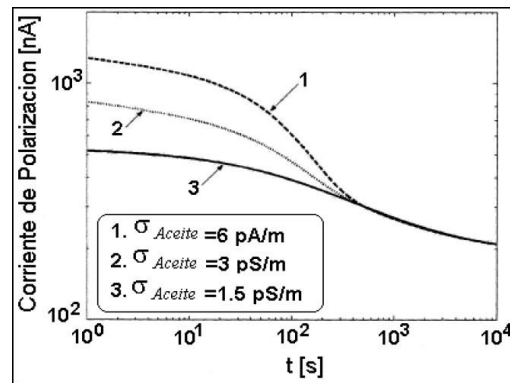


Figura 33: Corriente de polarización según la conductividad del aceite

Fuente. Herrera et al (2017)

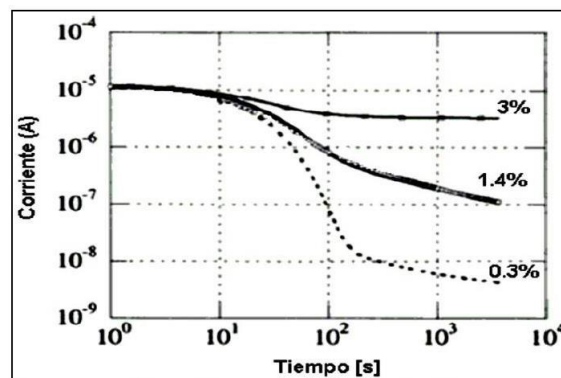


Figura 34: Corriente de polarización según el contenido de humedad del papel

Fuente. Herrera et al (2017)

2.3.8.4 Espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS).

Este método se encarga de evaluar el estado del aislamiento aceite/papel, este método se basa en inyectar una tensión sinusoidal en los terminales del objeto de prueba, midiendo la amplitud y fase de la corriente con el objetivo de determinar los parámetros capacitivos del aislamiento.

Comúnmente esta prueba se realiza en conjunto con la prueba de PDC. PDC se usa para bajas frecuencias y FDS para altas frecuencias, permitiendo encontrar posibles fallas como presencia de humedad y perdidas de aislamiento.

Los factores que influyen en la prueba FDS se muestran a continuación

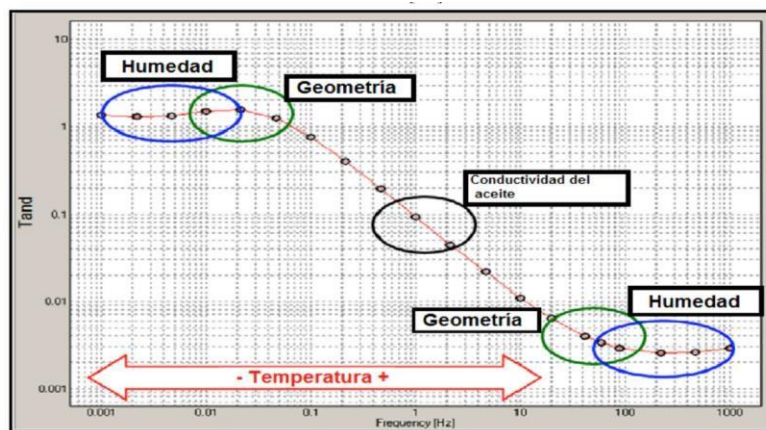


Figura 35: Factores que influyen en la curva de FDS

Fuente. Zorrilla et al (2019)

Además, Según (Herrera et al, 2017), la curva de la respuesta nos permite obtener el análisis de forma separada, en frecuencias menores a 10^{-2} Hz y a frecuencias mayores a 10^2 Hz nos brinda información sobre la celulosa y a frecuencias intermedias nos brinda información que está relacionada con la conductividad del aceite.

A continuación, se muestran graficas de la respuesta para tres conductividades del aceite y 3 conductividades del papel.

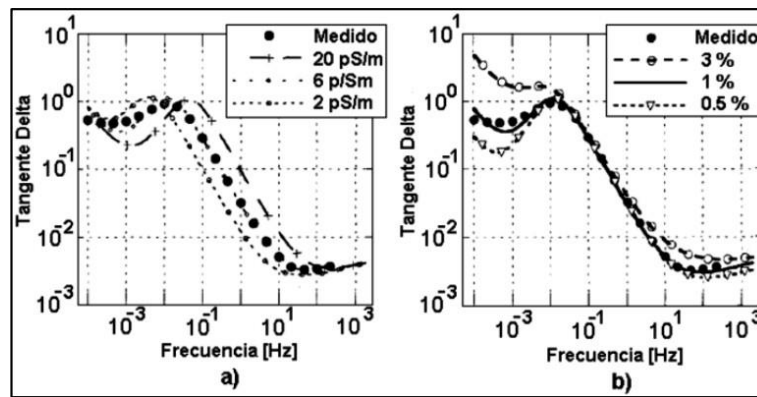


Figura 36: Curva FDS según conductividad del aceite y humedad del papel

Fuente. Herrera et al (2017)

A su vez algunos autores relacionan el contenido de la humedad del papel aislante con el valor mínimo de la curva de respuesta siguiendo la ecuación

$$m.c = 15.297 + 2.53267 * \ln(\tan \delta_{min})$$

Pero tiene un error a temperaturas altas, y debido a que los equipos FDS llegan a 1KHz aproximadamente como valor máximo, el factor de disipación no podría alcanzar su valor mínimo.

Por otra parte, esta prueba también tiene ciertas limitaciones relacionada con el tiempo de la prueba, tanto para la prueba PDC como FDP. Sobre este punto (Anglhuber, 2017), la realización de la prueba FDS puede tomar demasiado tiempo realizarse especialmente a frecuencias bajas, ya que por ejemplo la duración de las ondas sinusoidales solo para 10 micro Hertz es de 27 horas.

La prueba PDC puede ayudar a reducir el tiempo de medición, debido a que una medición PDC permite obtener información para todas las frecuencias de medición, haciendo una conversión del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia.

Afortunadamente existe un método llamado PDC+, que mejora el tiempo de medición, utilizando un algoritmo más dinámico que permite calcular hasta 20 veces más datos en el dominio de la frecuencia partiendo de la misma información en el dominio del tiempo.

De este modo, la técnica PDC+ y FDS acortan significativamente los tiempos de medición sobre los métodos PDC y FDS convencionales.

Cuadro 29: Tiempo de barrido de frecuencias de 1KHz a 10 uHz



Fuente. Anglhuber (2017)

2.3.8.5 Medición de la tensión de recuperación (RVM).

Es otra técnica usada para analizar el estado del aislamiento del aceite y del papel y se puede usar como una prueba complementaria a la PDC y FDS. El procedimiento se realiza mediante la inyección de una tensión DC, luego se abre el interruptor de la fuente y se cierra un segundo interruptor que cortocircuita los terminales del aislamiento bajo prueba, y como parte final se abre los terminales en cortocircuito y es ahí donde aparece una tensión debido a la carga remanente que depende en gran medida del contenido de humedad en el aislamiento.

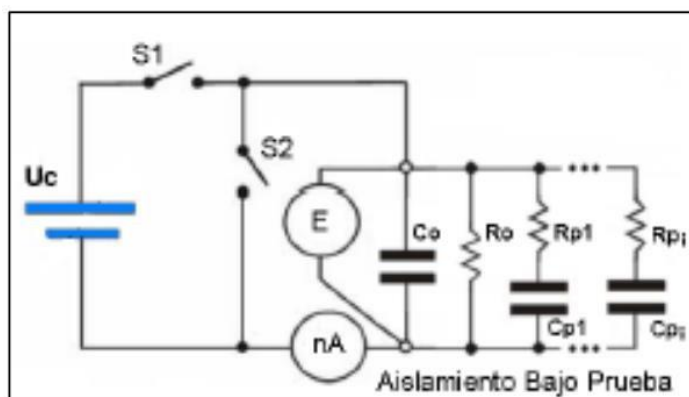


Figura 37: Medición RVM

Fuente. Herrera et al (2017)

A continuación, se muestra la curva del voltaje de recuperación, el voltaje de entrada y los tiempos.

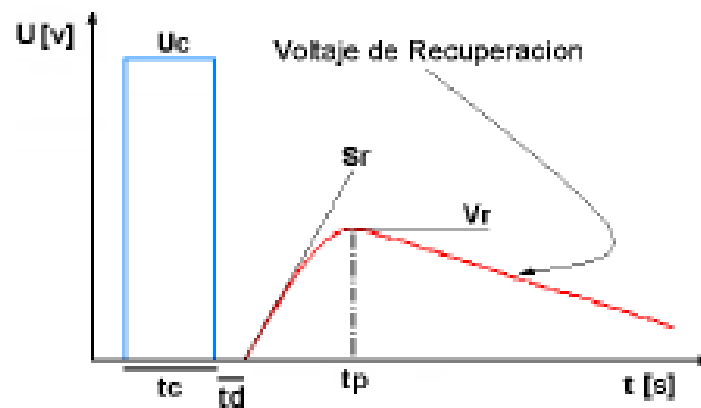


Figura 38: Curva RVM

Fuente. Herrera et al (2017)

Además, Herrera (Portilla et al, 2017), la curva obtenida o espectro de polarización contiene información tanto del contenido de humedad como de la degradación del aislamiento

Se muestra varias graficas con distintos valores de contenido de humedad

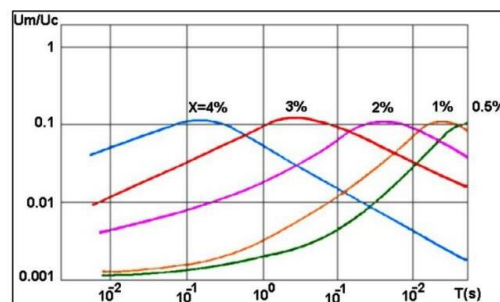


Figura 39: Espectro RVM según el contenido de humedad

Fuente. Herrera et al (2017)

Se puede ver que, a más contenido de humedad, el pico máximo se desplaza a tiempos más cortos.

Asimismo, se muestran las diferencias en la curva del espectro de polarización en transformadores a distintas edades.

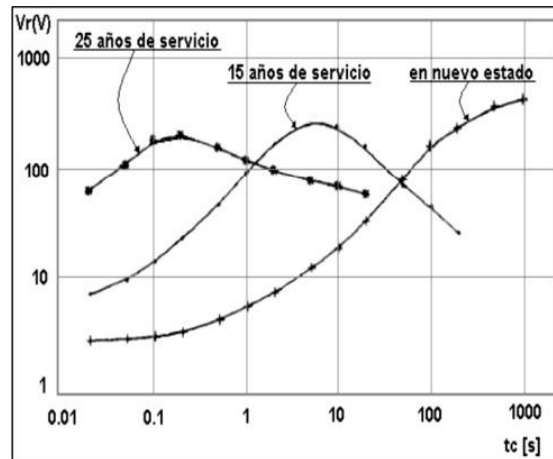


Figura 40: Espectro RVM según años de servicio

Fuente. Herrera et al (2017)

Como se puede ver, el aumento de humedad y envejecimiento del papel provoca un desplazamiento de la curva hacia la izquierda, por lo que es útil comparar los espectros a diferentes tiempos de vida del transformador, con el objetivo de ver la tendencia del deterioro del aislamiento.

Sin embargo, el autor menciona que el grupo CIGRE advierte sobre interpretaciones erróneas de este análisis, ya que la interpretación es muy simplista y no se considera a la conductividad del aceite.

A su vez, CIGRE propuso una interpretación alternativa llamada representación de Guuinic, el cual relaciona la pendiente inicial de espectro de polarización y el valor pico y para estimar el contenido de humedad se debe comparar la forma del gráfico y hacer estudios de análisis de aceite.

2.3.8.6 **Análisis de furanos y grado de polimerización.**

La celulosa es un polímero formado por moléculas de glucosa, la cadena del polímero en promedio tiene una longitud de 1000 a 1200 moléculas de glucosa en el papel antes de su instalación, luego el transformador contiene de 800 a 1000 moléculas. La longitud de promedio de la cadena de celulosa se denomina grado de polimerización, a medida que envejece la molécula de glucosa cambia y forma anillos de furano que suelen ir hacia el aceite, y a temperaturas altas van formando compuestos químicos que se asocian a fallas térmicas, mecánicas y eléctricas en el interior del transformador.

La siguiente tabla resume la interpretación de los compuestos del furano encontrados en el aceite y la posible falla.

Cuadro 30: Interpretación de los compuestos del furano

Ítem	Compuesto Furánico	Interpretación.
1	2 furaldehído	Sobrecalentamiento general de la celulosa o condición de falla en el pasado.
2	2 furil alcohol	Se forma en presencia de gran contenido de humedad o descomposición activa del papel.
3	2 Acetil furano	No es común. Representa averías por descargas eléctricas o un alto índice de esfuerzo eléctrico.
4	5 metilo 2 furaldehído	Sobrecalentamiento intenso y localizado, supone una falla ocasionada por un punto caliente a muy alta temperatura.
5	5 hidroximetilo 2 furaldehído	Oxidación del aislamiento sólido. Puede crear cortocircuito en los devanados, el núcleo, entre otros.

Fuente. Zorrilla et al (2019)

Sin embargo, algunas limitaciones sobre este análisis vienen relacionadas con la estabilidad de los furanos en función de la temperatura. Con respecto a ello, (Crespo et al, 2016), dice que existe poca información sobre la estabilidad de los furanos en el rango de temperaturas que el transformador llega a experimentar. De acuerdo con pruebas en laboratorio, a temperaturas por debajo de 100°C los furanos son bastante estables, pero entre 90°C y 110°C comienza la inestabilidad. Sin embargo, no se recomienda que un transformador sobrepase los 100°C por lo que este análisis es un indicador confiable para un caso óptimo. Por otro lado, se recomienda realizar una comparación con transformadores similares con el objetivo de tener un mejor diagnóstico.

2.3.8.7 Método termográfico.

Es una técnica de análisis que se realiza con una herramienta conocida como termógrafo infrarrojo y permite detectar la condición de temperatura como sobrecarga, puntos calientes, conexiones, etc.

Por medio de esta prueba se pueden detectar conexiones con sobrecalentamiento, defectos de aislamiento, puntos calientes, sobrecarga.



Figura 41: Cámara termográfica

Fuente. 123RF

Las limitaciones en esta prueba radican en la interpretación de los resultados de las mediciones obtenidas, según (Mamani, 2023), las fallas que se encuentren a profundidad excesiva pueden generar confusiones en la interpretación de los resultados, por lo que es conveniente tener equipos con mayor sensibilidad térmica u otro método de diagnóstico.

Asimismo, hay una falta de precisión de las pérdidas térmicas por convección y radiación, además es necesario conocer la emisividad de los materiales a analizar y la influencia de la radiación de los elementos del entorno.

También es posible tener mediciones erróneas cuando existen variaciones térmicas.

2.3.8.8 Emisiones acústicas.

En el transformador los sonidos son causados generalmente por tres fuentes magnetostricción que está relacionado con el núcleo, la corriente que pasa por los devanados ante un campo magnético y de quipos externos como ventiladores, intercambiadores de calor y demás.

Este método consiste en utilizar sensores piezoeléctricos conectados en el transformador y deben proporcionar alguna medida de la cantidad total de la emisión descubierta para realizar correlaciones y detectar fallas.

La ventaja de este método es que puede hacer tanto en fabrica como en sitio donde está instalado el transformador.

A su vez, se puede analizar la tendencia de cambio en las emisiones acústicas.

Según (Pullupaxi & Tapia, 2012), el aumento gradual de las emisiones acústicas implica la presencia de descargas parciales o aflojamiento. Para corroborar se realiza la medición del sonido en decibeles, un aumento de 15 a 25 dB está relacionado con algún problema en el transformador y debe realizarse un análisis más especializado.

Sin embargo, la aplicación de este método incluye altos costos y una alta sensibilidad del exterior. Según (Closa, 2014), Esta técnica requiere de un gran número de transductores y canales por lo que el costo puede ser muy elevado, otro inconveniente es la alta sensibilidad al ruido, por lo que estos se deben identificar antes del ensayo y finalmente esta prueba no nos permite determinar el estado en general del material por lo que debe ser complementada con otras pruebas.

2.3.9 Monitoreo en tiempo real de transformadores

En los capítulos previos se analizó las condiciones de funcionamiento, tales como los límites de temperatura en el interior, devanados y núcleo; el contenido de humedad en el aislamiento y los niveles de concentración de gases. Estos indicadores revelan la importancia de mantener estos valores a fin de evitar fallas imprevistas.

También se analizaron las posibles fallas y las técnicas de análisis para diagnóstico principales, la característica principal de estas pruebas es que son complementarias entre sí, además de que se recomienda realizarse cuando el transformador sale de

fabrica para poder tener una referencia y evaluar la tendencia de la degradación de aislamiento y de esa manera adecuar los planes de mantenimiento preventivo.

2.3.9.1 Mantenimiento.

Comúnmente al mantenimiento se clasifica en tres: Mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y mantenimiento predictivo.

Según (López & Salinas, 2013), la definición de los tipos de mantenimiento es como sigue:

Mantenimiento correctivo: Es el tipo de mantenimiento que se encarga de la reparación cuando el equipo entra en fallo. Generalmente requiere poca planificación y control e involucra empleo de mano de obra e interrupciones en el servicio. Se pueden distinguir dos tipos: Mantenimiento paliativo o de campo, el cual se encarga de retornar al equipo a un estado funcional sin remover la falla; y el Mantenimiento curativo o de reparación, el cual se encarga de la reparación y a su vez de remover la falla.

Mantenimiento Preventivo: Dentro del mantenimiento preventivo se busca predecir y evitar la falla mediante la realización de pruebas periódicas con el objetivo de que el equipo opere adecuadamente durante su periodo de vida útil

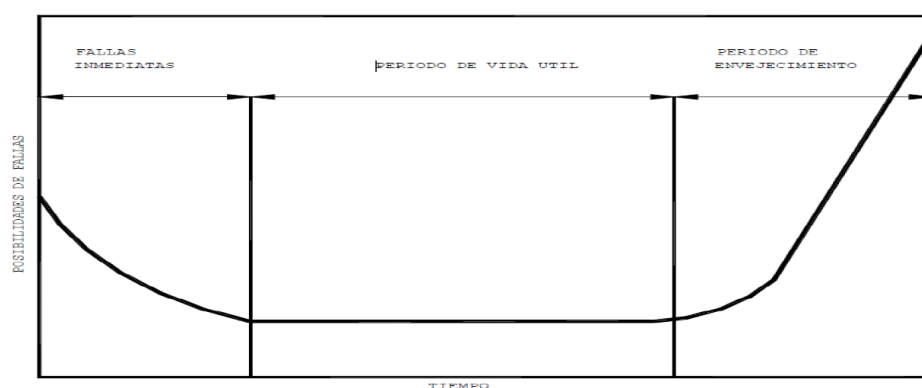


Figura 42: Curva de posibilidades de fallas

Fuente. López & Salinas (2013)

Las experiencias determinan que una vez el equipo pase la puesta en servicio, se reduce las posibilidades de falla.

Mantenimiento Predictivo: Este tipo de mantenimiento trata de predecir la falla antes que se produzca, por lo que requiere de controles más rigurosos para poder adelantarse a la falla. Con este tipo de mantenimiento se busca tener información sobre el estado del equipo sin sacarlo de operación, además de reducir los trabajos que se realicen durante el periodo de vida útil.

2.3.9.2 Importancia del monitoreo en línea.

Debido a los problemas que se puedan presentar en el transformador y la problemática que representa las labores de reparación incluyendo la puesta fuera de servicio, es importante monitorear y controlar el estado del transformador a través de sus variables de operación.

El mantenimiento predictivo permite monitorear estas variables sin la necesidad de desenergizar al transformador y por ende evitar interrupciones de servicios y pérdidas económicas.

Según (Salamanca et al, 2021), existen técnicas de diagnóstico que permiten determinar y predecir las condiciones del transformador; no obstante, estas requieren que el transformador este fuera de servicio y además señala de que la obtención de los resultados no es inmediata.

Sobre estas pruebas, (Omicron, 2022) señala alguna de ellas.

Prueba de factor de potencia/factor de disipación y capacitancia, el cual se realiza a los devanados y a los bushings, esta prueba realiza aplicando tensión a un devanado y midiendo la corriente que circula a través del aislamiento en el devanado opuesto. En el caso de los bushings se aplica al conductor principal y la medición de la corriente se realiza en la toma de medición.

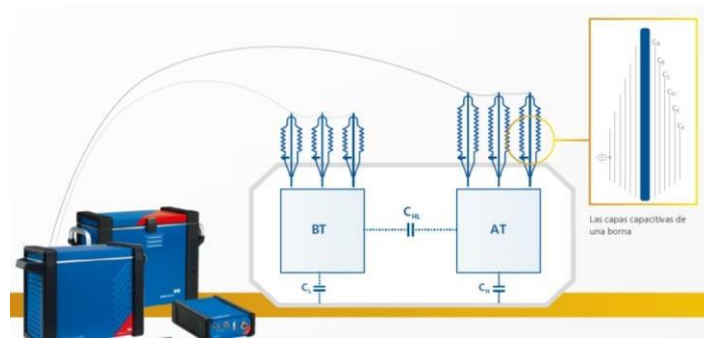


Figura 43: Conexión del equipo para prueba

Fuente. Omicron (2022)

Debido a que las pérdidas dieléctricas originan un desfase, el factor de disipación o tangente delta se calcula como la tangente del ángulo entre la corriente medida y la corriente ideal que circularía si no existiesen pérdidas y el factor potencia como el coseno del ángulo entre la tensión de salida y la corriente medida.

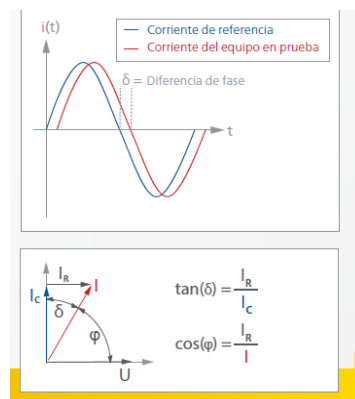


Figura 44: Desfase por pérdidas dieléctricas

Fuente. Omicron (2022)

Sin embargo, se recomienda que se realice esta prueba a través de un barrido de frecuencias, ya que estas pruebas a 50/60 Hz solo pueden detectar fallas por humedad y envejecimiento cuando el transformador ya ha tenido un largo periodo de operación.

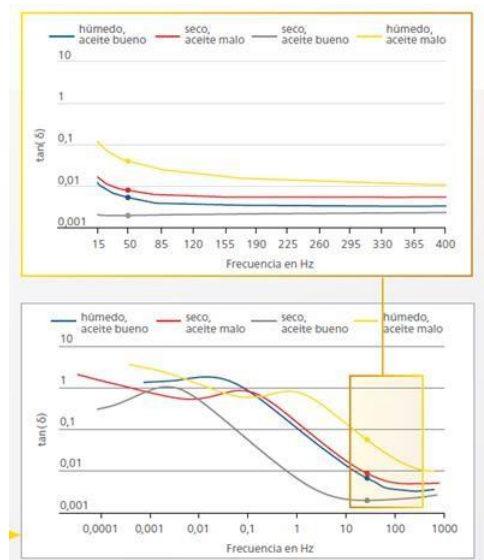


Figura 45: Curva de respuesta

Fuente. Omicron (2022)

Otra prueba importante es el análisis de descargas parciales. Se observan descargas parciales en los devanados y en los bushings si es el material del asilamiento presenta alguna falla. El sistema de análisis de DP se conecta a la toma capacitiva de las bornas para registrar actividades de DP.

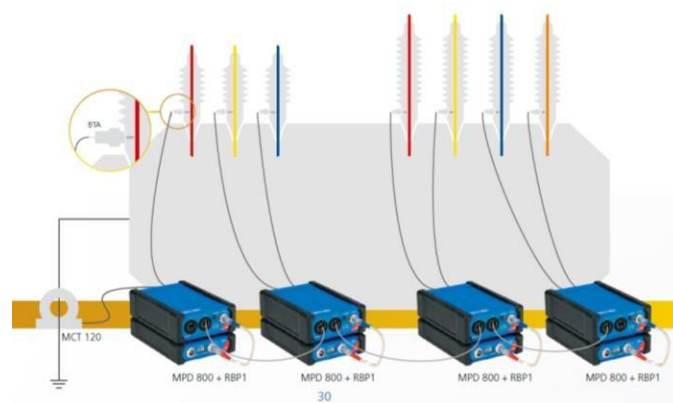


Figura 46: Conexión de equipos para prueba

Fuente. Omicron (2022)

Asimismo, el análisis DGA puede también detectar actividad de DP, por lo que se recomienda a la vez las mediciones de DP acústicas, ya que mediante ellas se puede localizar con precisión los puntos débiles con defecto de aislamiento. Para ello se

usan sensores acústicos sobre la superficie de la cuba y se va midiendo el tiempo de propagación acústica de la fuente de DP, se localiza el punto exacto del defecto en base a los tiempos, posición del sensor y velocidad de propagación.

Estas pruebas descritas previamente se realizan tanto para la aceptación en fábrica y también como parte del mantenimiento preventivo a estos transformadores, tanto la prueba de factor de potencia y la de análisis de DP nos brindan información sobre el aislamiento de los devanados y bushings.

Sin embargo, estas pruebas al realizarse fuera de servicio, las condiciones de las variables no son las mismas que cuando el transformador se encontraba en línea. Sobre ello, (Kane & Golubev, 2010), argumenta que los métodos tradicionales para detectar fallas en los bushings tienen limitaciones debido a que la mayoría de las fallas en estos componentes pueden ocurrir muy rápido y en algunos casos son dependientes de la temperatura y del voltaje. Por lo que las pruebas off line realizadas a temperatura ambiente a 10KV pueden dar una falsa sensación de seguridad en las pruebas.

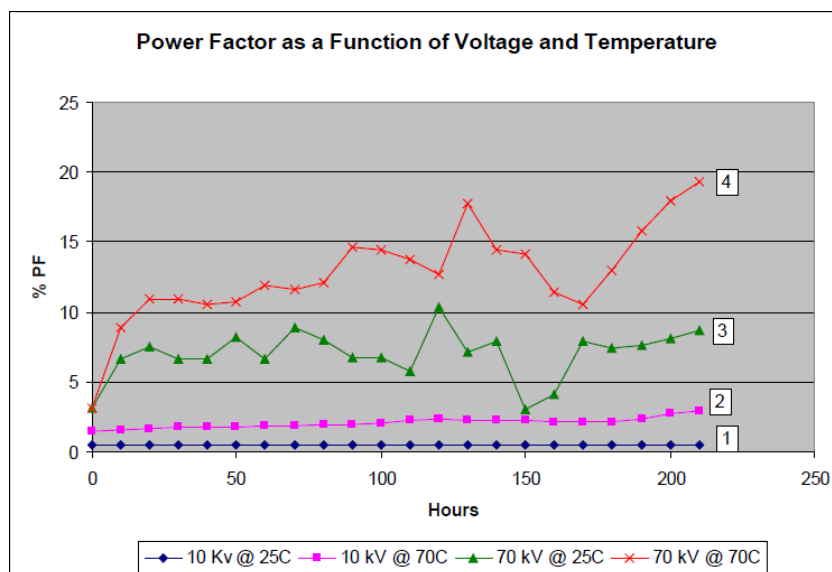


Figura 47: Prueba de factor de potencia en los bushings en función de la temperatura y tensión

Fuente. Kane & Golubev (2010)

Como se puede ver en la imagen, existe una dependencia en la respuesta del factor de potencia en función de la temperatura y el voltaje. Por lo que el monitoreo continuo en línea de este activo permite tener un mejor diagnóstico y control.

A su vez, muchos autores recomiendan el monitoreo continuo de diversas variables de operación mediante el uso de sensores, gracias a ello se puede dar un adecuado mantenimiento predictivo, adelantarse a las fallas y tomar mejores decisiones al momento de enfrentarse a estos. Se pueden establecer distintos protocolos de acuerdo con el tipo de falla o condición anormal, de esta manera se extenderá la vida útil del transformador.

Es por ello por lo que es importante identificar las variables de operación a monitorear; es decir aquellos cuyo nivel excesivo genere problemas internos y consecuentemente pueda provocar una falla.

La temperatura es una variable obligatoria de monitoreo dentro del transformador, básicamente existen sensores tipo termopares, fibra óptica e infrarrojos, que a su vez van conectados a un relé de medición y a un relé de protección donde se setean alarmas y cortes de servicio.

Para el caso de mantenimiento, y en nuestro caso, mantenimiento predictivo, lo que se busca es monitorear la temperatura de las conexiones, el aceite, del devanado y del ambiente con el objetivo de monitorear la temperatura según sea la operación y la carga que tiene el transformador.

Como hemos visto, el transformador aumenta su temperatura en condiciones de sobrecarga, lo que ocasiona que se deteriore el aislamiento. Según (Guzmán, 2020), la relación entre el calentamiento interno del transformador, la ventilación externa y las condiciones de carga va como sigue

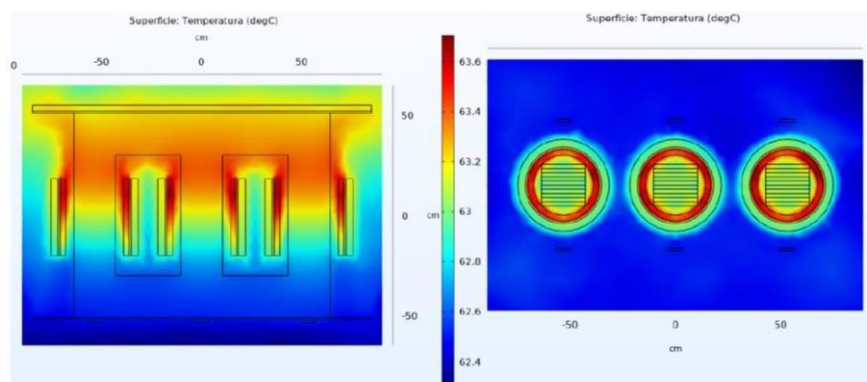


Figura 48: Temperaturas internas de transformador a 577.35 A

Fuente. Guzmán (2020)

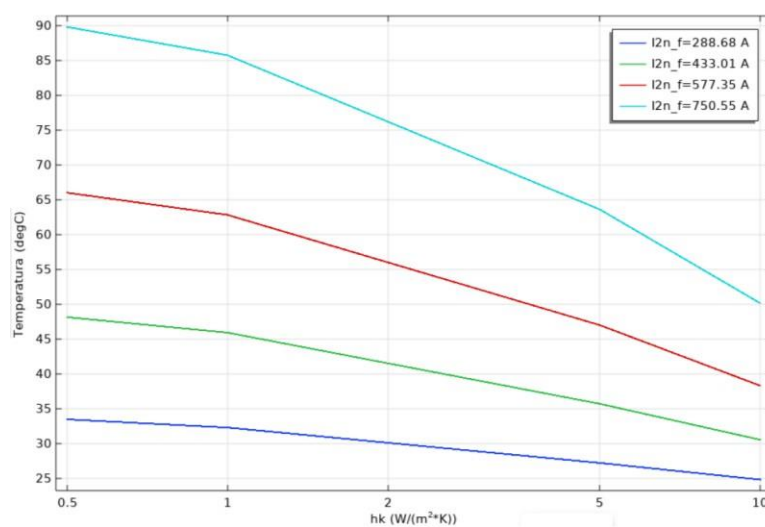


Figura 49: Curvas de temperatura en función de la carga

Fuente. Guzmán (2020)

Como se puede ver, a una temperatura ambiente de $20^{\circ}C$, el transformador puede llegar a temperaturas internas de hasta $90^{\circ}C$ a una corriente de carga de 750.55 A. Sin embargo, la temperatura puede bajar para el mismo nivel de carga si es que se tiene una buena ventilación exterior y un control de la temperatura ambiente que provoque que el coeficiente de transferencia de calor aumente ($10 W/m^2K$)

Asimismo, la temperatura del ambiente puede darnos una estimación de la temperatura de punto caliente en el devanado, mediante la solución de ecuación exponencial y la solución de la ecuación diferencial, tal como indica en la norma IEC 60076-7.

El monitoreo de la temperatura en las conexiones permitirá monitorear falsos contactos, pérdidas de torque en los pernos y demás.

La temperatura en el aceite nos permitirá monitorear la tendencia de la degradación del aislamiento, se podrá supervisar si es que la temperatura aumenta de los niveles establecidos según sea la condición de carga y tomar acciones necesarias para su control.

2.3.9.3 Variables de operación.

Para un sistema de monitoreo en tiempo real es indispensable el uso de sensores, equipos de comunicación y el uso de softwares para poder procesar la información recibida. Muy aparte de las variables eléctricas como la corriente, la tensión, factor de carga, etc. Es importante a su vez monitorear otras variables que involucren al estado en que el transformador opera.

Según (Landy, 2015), la selección de estas variables depende de la aplicación del transformador, si cuenta con conmutador de tomas, bombas de circulación de aceite y si es necesaria para ejecutar funciones de diagnóstico.

Según el autor, algunos ejemplos de estas variables son las siguientes

Cuadro 31: Variables y módulos de diagnóstico

Módulo diagnóstico	Variables necesarias
▪ Envejecimiento del aislamiento (Pérdida de vida)	▪ Temperatura de bobinado (hot-spot) ▪ contenido de agua en el papel (del módulo de diagnóstico)
▪ Previsión de Temperaturas ▪ Eficiencia del enfriamiento	▪ Temperatura ambiente ▪ Temperatura de Top oil ▪ Porcentual de cargamento ▪ Operación de los ventiladores y bombas
▪ Asistente de mantenimiento del enfriamiento.	▪ Etapa de operación del enfriamiento
▪ Cantidad de Agua en el Aceite y en el papel ▪ Temperatura de formación de burbujas ▪ Temperatura de formación de agua libre	▪ Porcentual de saturación de agua en el aceite ▪ Cantidad de agua en el aceite (ppm) ▪ Temperaturas de aceite en el punto de medición ▪ Temperatura de bobinado ▪ Temperatura ambiente
▪ Gases en el aceite	▪ Concentración de Hidrogeno en el aceite ▪ Concentración de gases combustibles en el aceite (off-line u on-line)
▪ Diferencia de temperatura entre el Cambiador bajo carga y el transformador,	▪ Temperatura del Aceite ▪ Temperatura del Aceite del Cambiador ▪ Posición del Cambiador
▪ Tiempo de operación del motor del Cambiador	▪ Posición del Cambiador ▪ Cambiador en operación / reposo
▪ Torque del motor del Cambiador bajo Carga	▪ Posición del Cambiador ▪ Cambiador en operación / reposo ▪ Corriente del motor del Cambiador ▪ Tensión del motor del Cambiador (opcional)
▪ Asistente de mantenimiento del Cambiador bajo Carga	▪ Posición del Cambiador ▪ Cambiador en operación / reposo ▪ Corriente de cargamento
▪ Humedad en el Aceite del conmutador	▪ Porcentual actual de saturación de agua en el aceite ▪ Tenor de agua en el aceite(ppm), ▪ Temperaturas de aceite en el punto de medición

Fuente. Landy (2015)

Como se puede ver, se divide en módulos de diagnóstico en donde se destacan variables como temperatura, humedad o contenido de agua y posición, además de la concentración de gases en el aceite.

Asimismo, según (Luopajarvi, 2010), establece seis métodos para monitorear la condición de los transformadores.

- Análisis térmico
- Análisis de las vibraciones
- Análisis de descargas parciales
- Análisis de gases disueltos
- Monitoreo de humedad

- Monitoreo de bushing

Estos métodos son el resultado de un análisis de diferentes autores que a su vez plantean diferentes métodos para monitorear transformadores, entre ellos como el monitoreo del núcleo y la geometría del devanado, temperatura de punto caliente del devanado entre otros.

Teniendo como base a ambos autores se puede considerar a la temperatura, humedad, gases y monitoreo de activos como bushings y conmutador de tomas, así como análisis de descargas parciales en línea como variables que nos permitan dar un diagnóstico y a la vez, mediante el uso de herramientas IOT e inteligencia artificial poder pronosticar y predecir la ocurrencia de fallas.

2.3.9.4 Arquitecturas de Comunicación

Los datos medidos por los sensores deben ser recopilados y transmitidos para su posterior visualización y análisis, algunos de los sensores mencionados cuentan con módulos de comunicación que permiten la comunicación entre estos sensores y los módulos de monitoreo.

Otros sensores como los de Schneider Electric utilizan comunicaciones inalámbricas para transmitir los valores medidos, por lo que también se necesita de un receptor que reciba y concentre esas señales emitidas.

En cuanto a las comunicaciones existen protocolos de comunicación presentes en el mercado, tales como Modbus, Profibus, DNP, Fiedbus, Lonworks, entre otros; para redes alámbricas.

En cuanto a redes inalámbricas existen protocolos como WIFI, Bluetooth, Zigbee, Lorawan, Wimax, GSM y demás.

El objetivo es la creación de redes y arquitecturas de comunicación que garanticen la comunicación entre los sensores y los módulos de monitoreo.

Para el caso de subestaciones eléctricas, aparece el protocolo IEC 61850, el cual es el estándar en relación con el sistema de automatización dentro de una subestación.

Según (Landy, 2015), algunas de las ventajas de este estándar son las siguientes

- Se define un protocolo para toda la subestación
- La arquitectura es abierta a futuras ampliaciones, protegiendo las inversiones
- Soporta todas las funciones de automatización dentro de una
- Es un estándar mundial
- Facilita una infraestructura de comunicación común desde el centro de control

En cuanto a las arquitecturas de comunicación, existen dos arquitecturas principales:
Arquitectura centralizada y arquitectura descentralizada

Según (Landy, 2015) muestra un cuadro comparativo de ambas arquitecturas

Cuadro 32: Comparación entre arquitecturas

Arquitectura Centralizada	Arquitectura Descentralizada
▪ Sistema centralizado. El PLC concentra las informaciones de todos los sensores y las envía al próximo bloque del sistema de monitoreo.	▪ Sistema descentralizado, donde los sensores son IED's (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que envían las informaciones directamente al próximo bloque del sistema de monitoreo.
▪ Sistema centralizado, expansiones y mantenimientos más difíciles.	▪ Sistema naturalmente modular, facilitando expansiones y mantenimiento.
▪ Los sensores tienen que ser dedicados a conexión al PLC, causando eventuales duplicaciones de sensores y costos adicionales en sistemas de monitoreo.	▪ IED's ya existentes en los sistemas de control y protección pueden ser integrados a los sistemas de monitoreo y adquisición de datos, evitando costos de sensores adicionales.
▪ El elemento centralizador (PLC) representa costos adicionales de instalación, programación y mantenimiento para el sistema.	▪ No existe el elemento centralizador – eliminados costos adicionales.
▪ Falla en el PLC puede acarrear la pérdida de todas las funciones del sistema.	▪ Falla en un IED acarrea pérdida sólo de parte de las funciones – demás IED's permanecen en servicio.
▪ El elemento centralizador (PLC) es un punto de falla adicional para el sistema	▪ No existe el elemento centralizador, eliminándose así un posible punto de falla.
▪ Temperatura de operación máxima del PLC típica 55°C [3]. Desaconsejada instalación junto a los equipamientos principales (p.ej. transformadores).	▪ Temperatura de operación -40 a +85°C, adecuados para instalación en el patio junto a los equipamientos principales.
▪ Instalación recomendada en la sala de control. Gran cantidad de cables de interconexión con el patio.	▪ Instalación típica junto al equipo principal, en el patio – sólo comunicación serial (par-trenzado o fibra óptica) para interconexión con la sala de control.
▪ Nivel de aislación típico 500V – no adecuado para el ambiente de subestaciones de alta tensión [3].	▪ Nivel de aislación típico 2,5kV – proyectado para el ambiente de subestaciones de alta tensión.
▪ Puertas de comunicación serial no soportan los picos, impulsos e inducciones existentes en la subestación, obligando al uso de fibra óptica para comunicación con la sala de control – alto costo de instalación.	▪ Puertas de comunicación serial proyectadas para el ambiente de subestación, permitiendo el uso de par-trenzado para comunicación con la sala de control – bajo costo de instalación. Permite opcionalmente el uso de fibra óptica, con convertidores externos auto-alimentados.
▪ Generalmente operan con protocolos de comunicación industriales [3].	▪ Protocolos de comunicación específicos para utilización en sistemas de potencia (<i>time-stamp</i>, sincronismo de reloj, etc.).

Fuente. Landy (2015)

La principal diferencia radica en que la arquitectura centralizada se necesita de un módulo que concentre toda la información de los sensores, en cuyo caso puede ser un PLC o RTU para comunicación con el sistema SCADA de la subestación, mientras que, en la arquitectura descentralizada, los sensores (IED's) envían su información de manera independiente.

Es importante que en la elección de la arquitectura a usar se considere las características de cada una, la ventaja principal de la arquitectura descentralizada es

que una falla en el PLC puede traer consigo la pérdida de toda la información emitida por los sensores.

También es importante considerar que, en caso de transformadores ubicados en subestaciones, el sistema SCADA es donde se concentra toda la información del comportamiento, sin embargo, existen otros equipos a parte de los transformadores encontrados dentro de una subestación. Según (Coloma, 2021), el sistema SCADA puede presentar muchos inconvenientes debido a la gran concentración de información que debe procesar, muchas veces no se da una adecuada atención a las alarmas que aparecen.

El autor a la vez desarrolla un sistema de monitoreo basado en IOT (Internet de las Cosas), en la que precisamente se supervisan variables de un transformador y usa protocolos DNP3 y MQTT y Thingsboard, el cual es una plataforma IOT de código abierto.

Como vemos, se está aprovechando el acceso a internet para poder diseñar sistemas IOT para supervisar ciertas variables y monitorear su comportamiento, a esto se le puede añadir otras tecnologías como conectividad a la nube, cloud computing y redes neuronales.

La conectividad a la nube se puede aprovechar para justamente aquellos transformadores tipo biposte, debido a que no se dispone de un módulo de monitoreo cercano a diferencia de los transformadores de potencia.

El uso de cloud computing y redes neuronales podría servir de apoyo para procesar toda la información, diagnosticar y predecir fallas. Existen estudios de diagnóstico de fallas de transformadores mediante el uso de redes neuronales.

Previamente se mencionó un estudio para diagnóstico de fallas en transformadores usando redes neuronales, en donde se realizó una comparativa con el método de análisis de gases de Rogers y Dornenburg.

A su vez, existen modelos usando otros algoritmos como machine learning. Según (López, 2022), se propone un modelo basado en el pronóstico del índice de salud de transformadores utilizando el método de análisis de gases combinados con modelos de machine learning. De acuerdo con sus resultados, se demostró que el modelo de machine learning se puede aplicar para predecir fallas del transformador.

Asimismo, esto toma relevancia debido a que los métodos de análisis de gases requieren de condiciones y de la presencia de ciertos gases para su aplicabilidad, también que las concentraciones establecidas por la norma IEEE tienen otras consideraciones como que solo se aplica a transformadores sin historial previo, y son valores de consenso basados en los datos de diferentes compañías, por lo que pueden existir discrepancias.

2.3.9.5 Redes Industriales

Los sistemas de redes industriales facilitan la implementación y la interconexión de equipos de automatización, sistemas de control y de monitoreo para mantenimiento predictivo, entre otros.

Mediante redes industriales se pudo implementar el mantenimiento predictivo a un transformador por medio del diseño de una arquitectura de comunicación.

Se realizó el diseño de una arquitectura de comunicación para monitoreo en tiempo real para el transformador de la empresa ALUMAR.

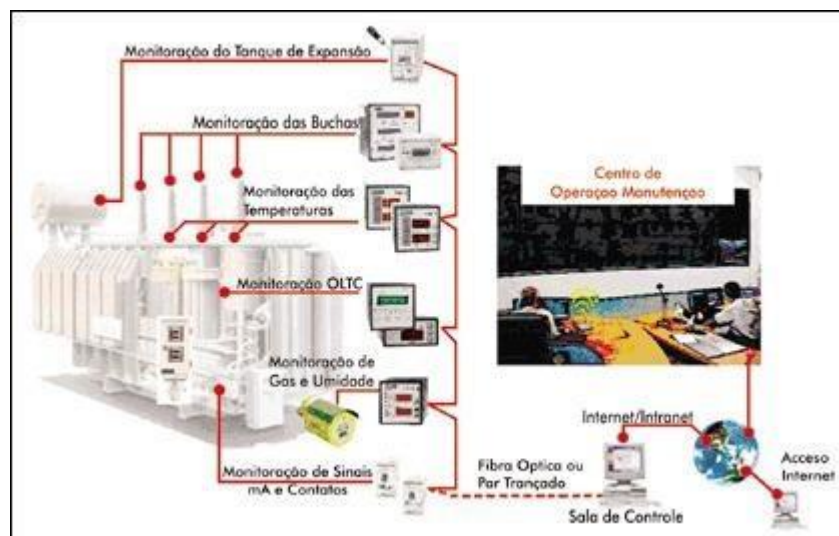


Figura 50: Arquitectura para monitoreo en tiempo real de transformadores

Fuente. Revista Electro Industria

Este diseño involucra el uso de muchos equipos, cuenta con sensores de salida analógica que debe cablearse a cada uno de los relés, para luego por comunicación serial conectar cada relé hacia un módulo que va hacia la sala de control

Se puede observar en este diseño que la gran cantidad de cableado de los sensores a los relés y la recarga de equipos a utilizar necesita de muchas consideraciones, tanto del dimensionamiento del tablero a utilizar, las protecciones y las medidas de seguridad que se deben tomar.

Los niveles en un sistema de redes es el siguiente

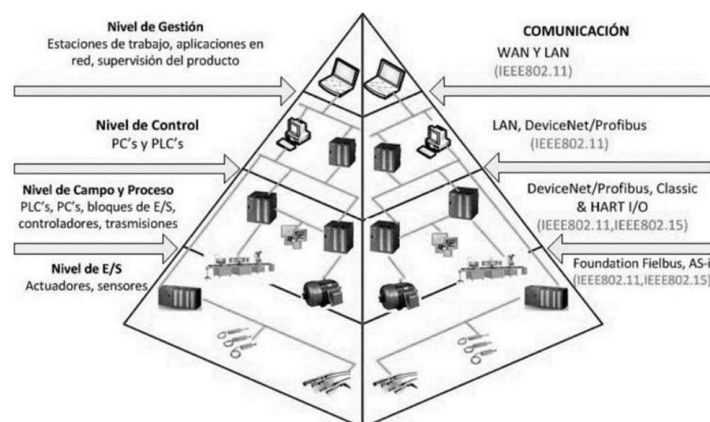


Figura 51: Redes industriales alámbricas

Fuente. Monsalve & Arias (2013)

Dentro del nivel de campo se encuentra a su vez Modbus, el cual es un protocolo que funciona por el mecanismo maestro – esclavo, cuenta con dos modos Modbus ASCII y Modbus RTU.

En el modo de funcionamiento Modbus, el maestro es quien está conectado a la red y puede iniciar la comunicación por medio de envío de solicitudes a los esclavos y su dirección Modbus, los esclavos solo pueden enviar respuestas al maestro.

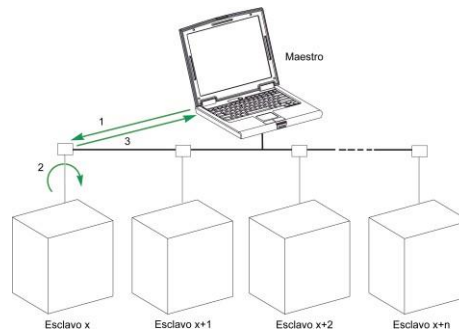


Figura 52: Sistema Maestro – Esclavo

Fuente. Schneider Electric

Asimismo, actualmente el uso de redes inalámbricas para la industria se ha vuelto común.

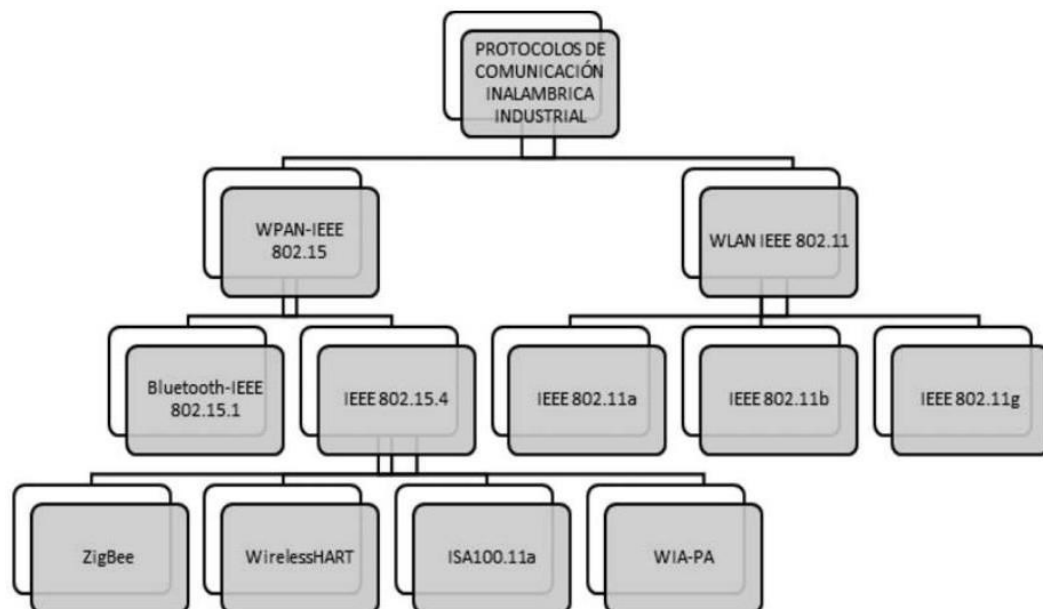


Figura 53: Redes industriales inalámbricas

Fuente. Monsalve & Arias (2013)

Entre ellos destaca la tecnología Bluetooth y la tecnología Zigbee. Sobre esto (Tarham et al, 2015) señala que la tecnología Zigbee posee mejores características con respecto a la tecnología Bluetooth en el campo de la automatización; entre esas tenemos la velocidad de comunicación, 250 Kbits/s contra 3 Kbits/s de bluetooth, menor consumo de energía, mayor alcance, etc.

Las redes Zigbee abarcan muchas aplicaciones, entre las que destacan sistemas de monitorización de signos vitales en tiempo real, control de procesos, monitoreo de equipos petroleros, de viento, solar, etc.

Se puede ver que el protocolo Zigbee permite su uso para monitoreo de transformadores, debido a sus características propias y las aplicaciones que tiene. Estas redes inalámbricas ayudan a reducir la recarga de equipo y cableado dentro de una arquitectura de comunicación, es preferible que los diseños de estas arquitecturas sean sencillas y fáciles de instalar para reducir el riesgo por fallas.

3 CAPITULO III: HIPOTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis

3.1.1 Hipótesis General

La implementación de un sistema de monitoreo en tiempo real usando sensores convencionales e inalámbricos garantizará un adecuado monitoreo de los activos en el transformador.

3.1.2 Hipótesis Específicas

La implementación del mantenimiento predictivo ayudará a tener una mejor previsión de las fallas y un mejor diagnóstico del transformador

Los sensores inalámbricos garantizarán una adecuada y confiable medición de las variables.

El diseño de la arquitectura de la red de comunicación usando redes inalámbricas reducirá la complejidad y la recarga de equipos a instalar.

3.2 Variables

3.2.1 Variable independiente

Sensores convencionales e inalámbricos

3.2.2 Variable dependiente

Monitoreo de transformadores

4 CAPITULO IV: MATERIALES Y MÉTODOS

4.1 Diseño de Investigación

El diseño de investigación será de tipo experimental, se harán pruebas con los sensores inalámbricos de Schneider Electric para garantizar su confiabilidad y uso para monitorear variables analógicas como humedad y temperatura en un transformador seco ventilado, contrastando los valores con una cámara termográfica Fluke, además se diseñará un programa en el software de Matlab para poder visualizar en tiempo real los valores medidos. Asimismo, se simulará un falso contacto para poder visualizar los valores anormales de los sensores inalámbricos y se harán pruebas para corroborar la calidad de la señal inalámbrica de los sensores.

4.1.1 *Análisis de las variables y dispositivos*

Entre los dispositivos comúnmente usados para monitorear temperatura en el transformador tenemos

Sensores PT100, usados para medir la temperatura en transformadores secos.

Sensores de fibra óptica para medir la temperatura del aceite en transformadores. Estos sensores requieren un cableado hacia un relé en donde se podrá visualizar los valores medidos y a la vez realizar acciones de control como alarmas y realizar cortes si es que supera el valor previamente seteado.

Para monitorear la temperatura en el aceite en tiempo real, se tiene al sensor e-DMCR, el cual a su vez brinda otras funciones como nivel del aceite, presión en el tanque y el estado de los contactos electromecánicos de seguridad, cuenta además con protocolo Modbus serial y con almacenamiento de datos.



Figura 54: Sensor e-DMCR

Fuente. Idef Systemes

Para medir la temperatura en el devanado se pueden usar sensores PT100 en caso de transformadores secos, para transformadores en aceite se pueden usar los llamados (WTI Winding Temperature Indicator) o indicador de temperatura en devanado, el cual es un equipo que cuenta con una bobina calefactora conectada a un transformador de corriente en el bushing. Existen equipos que además del devanado, pueden medir la temperatura del aceite, y también cuentan con comunicación Modbus RS485.



Figura 55: Indicador de temperatura

Fuente. Qualitrolcorp

Sin embargo, el desarrollo en la tecnología de los sensores ha permitido desarrollar equipos industriales bajo protocolos inalámbricos, en particular sensores inalámbricos de la marca Schneider Electric, sensores de temperatura TH110 y

sensores de temperatura y humedad CL110, estos sensores usan el protocolo zigbee de comunicación inalámbrica para transmitir los datos medidos de manera continua. Ambos sensores cumplen el protocolo de comunicación Zigbee acorde con la IEEE 802.15.4



Figura 56: Sensores inalámbricos

Fuente. Schneider Electric

La ventaja que se tiene con estos sensores es que, al no ser de grandes dimensiones, y usar comunicación inalámbrica; no se requiere de un cableado adicional en el transformador y se pueden usar para supervisar la conexión de la entrada de los cables, la salida de los cables y la temperatura ambiental.

Para el monitoreo de humedad, se tienen ciertos límites de humedad como se explicó previamente que, si es que llegasen a ingresar al transformador, afectarían el aislamiento.

El monitoreo de humedad en el ambiente, aprovechando sus características, puede realizarse con el sensor CL110 de Schneider Electric.

Para el monitoreo de humedad en el papel, este proceso es un poco más complicado que el monitoreo en el ambiente o aceite, existen diferentes métodos para analizar la humedad como son la medición de factor de potencia /tangente delta, prueba PDC, FDS y análisis de respuesta en frecuencia; sin embargo, estos métodos requieren la parada del transformador.

ETE Probe de Schneider Electric es un sensor desarrollado para monitorear temperatura y humedad, particularmente la humedad en el papel, este sensor

considera todos los factores que influyen en el contenido de humedad en el papel y la dinámica del movimiento de la humedad en función de la temperatura para realizar un análisis del contenido de la humedad en el papel en base los perfiles de carga, consecuentemente además permite conocer el grado de polimerización y brinda un seguimiento del estado del aislamiento y estimar los riesgos de falla.



Figura 57: ETE Probe

Fuente. Schneider Electric

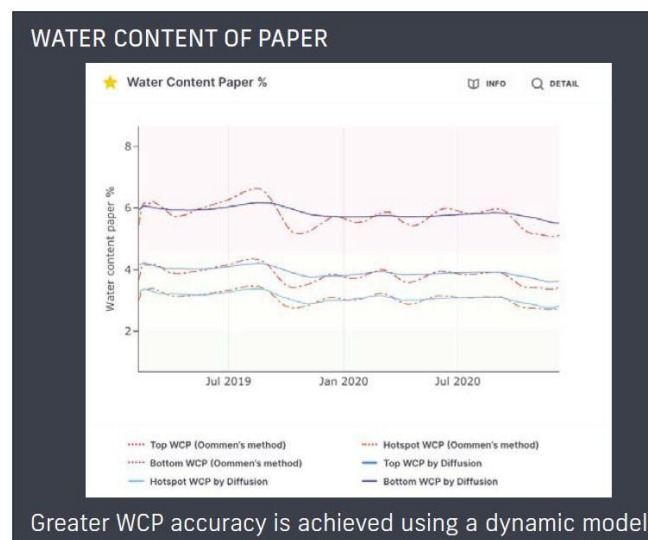


Figura 58: Contenido de agua en papel

Fuente. Aurtra

La instalación de este equipo requiere además de un router 3G/4G industrial para conectividad a internet, debido a que este equipo envía sus datos solamente a la nube.

El monitoreo de la humedad en el aceite viene acompañado con el monitoreo de las concentraciones de los gases en el aceite.

Entre estos tenemos a la marca Vaisala, con el OPT100 DGA monitor, que entre sus características se tiene la medida del metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrogeno y humedad en el aceite. Además, calcula la TCGD y las relaciones entre gases para un posterior análisis de esos gases y evaluar la condición del aceite. También cuenta con puertos de comunicación Modbus serial y Ethernet además de contactos abiertos y cerrados.



Figura 59: OPT100 monitor DGA

Fuente. Vaisala

También se tiene los analizadores de la marca Calisto, en su gama tiene monitores tanto para detección como para diagnóstico.



Figura 60: Monitores de detección y diagnóstico

Fuente. Calisto

Para monitorear descargas parciales se tienen equipos como el Montesto 200 de la marca Omicron, el cual es una maleta portátil que permite un monitoreo temporal en línea de DP en los bushings y devanados del transformador. Se conecta a una caja de sensores que se encuentran conectados permanentemente al transformador, tales como sensores y adaptadores para bushings, sensores de válvula de drenaje UHF

para transformadores inmersos en aceite y transformadores de corriente de alta frecuencia para el caso de mediciones en conexiones y cables; además de condensadores de acoplamiento.



Figura 61: Conexión montesto 200

Fuente. Omicron

También cuenta con módulos para comunicación de datos vía WIFI, Ethernet, Fibra óptica y demás.

Asimismo, la marca Dynamics Rating ofrece una plataforma para monitoreo de transformadores en su gama de productos llamada C50. Esta plataforma multifuncional ofrece un monitoreo integral de los bushings, OLTC y otras variables del transformador.



Figura 62: Módulo C50

Fuente. Dynamics Rating

Tiene un módulo principal del procesador (CPU) con puertos serial RS485, fibra óptica y operación como maestro y esclavo.

Además de un módulo de monitoreo de OLTC, con entradas y salidas analógicas, para ellos se puede usar el sensor Tap Position sensor de Dynamic Ratings el cual brinda información de la posición del tap el cual se usara para monitorear tiempos entre el ultimo cambio de posición, contar los cambios entre tomas; también se podrán acoplar sensores de temperatura para monitorear sobrecalentamientos y desgastes entre los contactos y a su vez monitorear la corriente y el voltaje del motor y prever una posible falla en el mismo,



Figura 63: Tap position sensor

Fuente. Dynamics Rating

También cuenta con un módulo para monitoreo de los bushings, se puede usar el sensor BAU+ bushing sensor de Dynamic Rating, es sensor brinda señales de medida de la corriente, capacitancia, factor de potencia y descargas parciales para una posterior visualización en el C50 que permitirá detectar posibles fallos.



Figura 64: BAU+ bushing sensor

Fuente. Dynamics Rating

4.1.2 Propuestas de implementación

La implementación del arreglo de sensores y equipos de comunicaciones para transformadores de potencia debe hacerse de acuerdo con las características de comunicación de los mismos sensores, hemos visto previamente sensores convencionales que en su mayoría cuentan con protocolos de comunicación Modbus Serial, además de Ethernet, por lo que se harán propuestas de diseños de acuerdo a esos protocolos; por lo que si se busca usar otros protocolos, se necesitarían equipos que hagan conversión entre protocolos Modbus a otros protocolos como IEC61850, Profibus entre otros para establecer la comunicación hasta el sistema de visualización y monitoreo como SCADA, pantallas HMI, nube, etc. A su vez, la importancia de usar sensores inalámbricos implica también, dentro de la arquitectura de comunicación, dispositivos de recepción/concentración de esas señales inalámbricas, y acoplarlas con los otros equipos para poder llevar toda la información en conjunto hacia el sistema de monitoreo y control.

A continuación, se muestra una lista de las variables y módulos de diagnóstico propuestos

Cuadro 33: Variables y módulos de diagnóstico

Variable	Módulo de Diagnostico
Temperatura de las conexiones	Monitoreo Térmico
Temperatura del devanado	
Temperatura ambiental	
Temperatura del aceite del tanque	
Humedad del ambiente	Monitoreo de humedad
Humedad en el aceite	
Humedad en el papel	
Concentración de gases	Monitoreo de gases
Análisis de descargas parciales	Monitoreo de activos
Monitoreo de bushing	
Monitoreo del OLTC	

Fuente. Elaboración propia

Estas variables se podrían considerar las mínimas indispensables para transformadores de alta criticidad si es que se busca tener un método que nos ayude a conocer la condición del transformador en base al monitoreo, es importante señalar que otras variables más específicas como temperatura en la parte superior e inferior del tanque, nivel del aceite y demás, depende de la aplicación del transformador y su criticidad y del análisis del cliente; así como las variables eléctricas como corriente, voltaje, armónicos, potencia y frecuencia que también requieren de un monitoreo.

En el caso de transformadores de potencia, el monitoreo de todas estas variables se realiza a través del sistema SCADA, sin embargo, como hemos visto previamente, existen métodos como redes IOT y conectividad a la nube que permite una solución alternativa para la visualización y monitoreo.

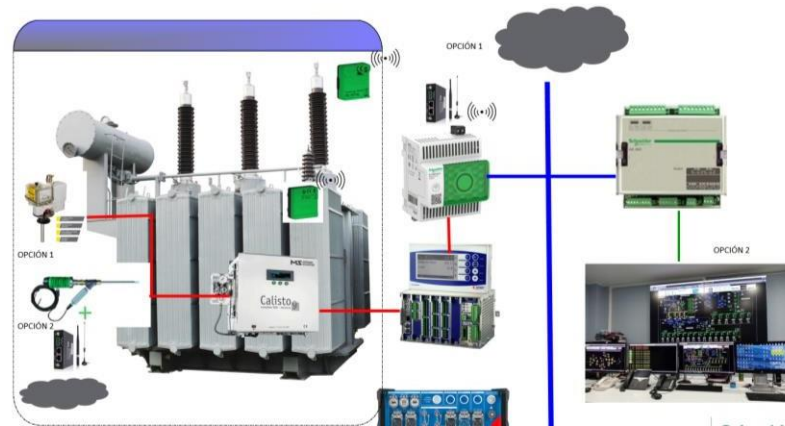


Figura 65: Diseño para transformador de potencia

Fuente: Elaboración propia

Donde:

Línea Roja: Modbus RTU o serial

Línea Azul: Modbus TCP/IP

Línea Verde: IEC 61850

Para el transformador de potencia se disponen de varias opciones; para el caso de la medición de la temperatura interna del aceite se puede usar el eDMCR o el ETE Probe, se debe analizar la criticidad del equipo si es que es necesario un monitoreo más crítico y completo.

Para la visualización de los valores medidos se puede realizar por el sistema SCADA existente o aprovechar las ventajas del Panel Server y la conectividad a la nube, de igual manera se necesitaría un router de uso industrial para permitir esa conexión. También se puede emplear la maleta Montesto 200 para el análisis de descargas parciales, considerando que no es un equipo para monitoreo en tiempo real; sin embargo, su uso permitiría un mejor diagnóstico de las descargas parciales junto con el analizador de gases.

Para el diseño propuesto se dispone de sensores TH110 en las entradas de conexión de los cables, sensores CL110 en la carcasa y en la zona inferior y superior del tanque, estos sensores se emparejarán por comunicación inalámbrica a un concentrador Panel Server.

También se dispone de un sensor de temperatura interna del aceite y devanado y un analizador de gases; además de un monitor C50 en donde se conectarán los sensores

para el monitoreo de OLTC y bushings. Todos estos equipos deberán ir conectados en serie con el Panel Server y pueden conectarse finalmente a la nube o mediante Modbus TCP/IP conectarse a un módulo RTU para luego por protocolo IEC61850 ir al SCADA.

Para el caso de los transformadores de distribución y en especial los del tipo biposte, se toma en cuenta la aplicación y las características de operación. Este tipo de transformadores no disponen de un sistema de monitoreo cercano como el sistema SCADA, por lo que se debe emplear métodos alternativos.

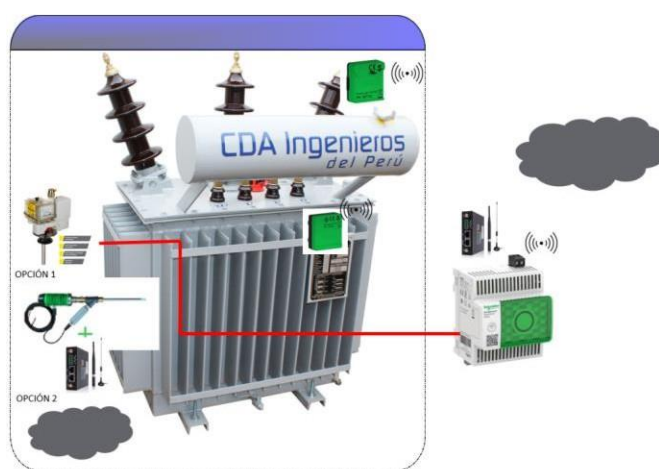


Figura 66: Diseño para transformador de distribución tipo biposte

Fuente: Elaboración propia

Donde:

Línea Roja: Modbus RTU o serial

Para el monitoreo de este tipo de transformador, de igual manera se disponen de dos opciones de monitoreo de la temperatura interna del transformador, por lo que se debe analizar los requerimientos por parte de cada concesionaria.

Asimismo, la conectividad en la nube toma importancia en transformadores del tipo biposte, en la que se puede monitorear en conjunto a todos estos tipos de transformadores y exportar los datos medidos hacia la nube, debido a que no se dispone de un sistema de monitoreo cercano a diferencia de los transformadores de potencia en subestaciones.

De igual manera se dispone de sensores TH110 en las entradas y salidas de conexión de cables, así como sensores CL110 para monitorear la temperatura y humedad del sistema de ventilación y del ambiente. Todos estos sensores emparejados inalámbricamente al concentrador Panel Server.

También se cuenta con un WTI conectado en serie al Panel Server para posteriormente conectar a la nube.

Para el caso de transformadores industriales, se pueden usar métodos puntuales como pantallas HMI o software por computadora para el monitoreo de variables

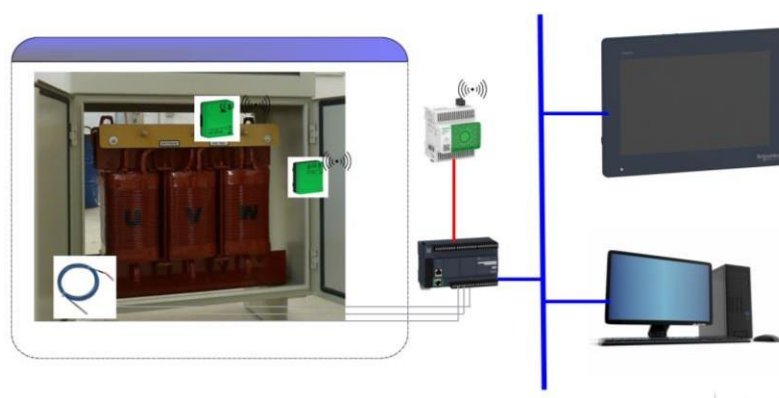


Figura 67: Diseño para transformadores del tipo seco de uso industrial

Fuente: Elaboración propia

Donde:

Línea Roja: Modbus RTU o serial

Línea Azul: Modbus TCP/IP

Línea gris: Salida analógica

Debido a que estos transformadores no disponen de aceite, se emplea un sensor PT100 para medir la temperatura del devanado, este sensor va conectado un módulo de entradas analógicas como el de un PLC.

Se puede usar pantallas HMI para crear una interfaz usuario mediante software para la visualización de los valores medidos, o emplear ordenador y softwares como MATLAB, Python para exportar esos datos y crear gráficas y demás.

4.2 Implementación del Diseño Propuesto

Se implementará el diseño propuesto previamente para un transformador seco tipo ventilado 480/208 V Y de la marca Elecvolt Perú para uso industrial, se instalarán 3 sensores inalámbricos TH110 y 2 sensores inalámbricos CL110 de Schneider Electric en las tres fases del lado de baja tensión (X1-X2-X3) y se alimentarán dos cargas (motores) de la marca Delcrosa a 440 V. Como observación la instalación del sensor de temperatura PT100 no puede ser posible en este transformador específico.

Por consecuencia el dispositivo PLC tampoco es necesario en esta prueba, sin embargo, se recomienda realizar pruebas con los PT100 integrados, además de los diseños uno y dos mostrados.

4.3 Materiales

Los componentes por instalar y usar en las pruebas en el transformador son los que detallan a continuación.

4.3.1 Sensores Inalámbricos TH110

Se instalarán 3 sensores (1 por cada fase) en el lado de baja tensión del transformador. Estos sensores utilizan el protocolo Zigbee de comunicación inalámbrica y a su vez se comunicarán con un receptor/concentrador Zigbee de señales inalámbricas. El periodo de comunicación se establecerá cada 2 minutos para que cada sensor envíe la información hacia el concentrador.

El funcionamiento de estos sensores según manual es mediante inducción electromagnética, se necesita de una cinta ferromagnética que abrace tanto al sensor como al punto de contacto del conductor o barra donde se busca medir la temperatura, la corriente mínima es de 10 A para que el sensor comience a funcionar.

4.3.2 Sensores Inalámbricos CL110

Estos sensores inalámbricos de temperatura y humedad ambiental se instalarán dentro del transformador, el primero se colocará en la parte de abajo, que es donde entra el aire para la ventilación interna del transformador, y el segundo se colocará en la parte de arriba, que es donde sale el aire.

Estos sensores también utilizan el protocolo Zigbee por lo que también requieren de un receptor/concentrador. En cuanto al periodo de comunicación se establecerá cada 2 minutos.

El funcionamiento de estos sensores según manual indica que cuenta con una batería, el cual permite que el sensor empiece a medir una vez se encuentre encendido. También cuenta con una base imantada para colocarla en una superficie metálica.

4.3.3 Concentrador/Receptor Zigbee

Para concentrar y recibir las señales inalámbricas de los sensores se usará el equipo Panel Server de Schneider Electric. Este equipo cuenta con protocolos de comunicación Modbus Serial y Modbus TCP/IP además que también permite conectividad a la nube. El equipo específicamente tiene como nombre PAS600L y necesita de una alimentación de 24V DC para su funcionamiento. Para establecer una comunicación con los sensores se requiere un emparejamiento previo, el que consiste en que los sensores se encuentren encendidos y que el PAS600L haga un escaneo previo de red Zigbee y ubique a los sensores. Una vez emparejados, los sensores ya pueden enviar los datos a ese único concentrador.

4.3.4 Ordenadores

Se usarán dos ordenadores, uno se usará la configuración de los sensores y del equipo PAS600L y una visualización preliminar de los datos enviados y la segunda se usará para una visualización más detallada y para el almacenamiento de los datos enviado por cada uno de los sensores.

4.3.5 Switch

Se creará una red LAN entre los ordenadores y el PAS600L, el switch permitirá la comunicación entre estos equipos. La alimentación del switch es de 230 VAC.

4.3.6 Fuente

Se utilizará una fuente de 230 VAC / 24 VDC para alimentar al PAS600L

4.3.7 Interruptores

Se utilizará dos interruptores de 2 A, uno como protección de la fuente y otro como protección del Switch.

4.3.8 Softwares

Para la configuración y emparejamiento de los sensores al PAS600L se usará el software Ecostruxure Power Comissioning de Schneider Electric, y se usará el web server propio del PAS600L. Asimismo, se hará un código en MATLAB para tener una visualización y almacenamiento de los datos más detallado.

4.3.9 Cables y cinta ferromagnética y accesorios

Se usarán cables de comunicación UTP, así como cables eléctricos para interconectar los equipos. Cinta ferromagnética para los sensores TH110, además de destornilladores, llaves y demás accesorios de ensamble.

4.3.10 Cámara Termográfica

Se usará una cámara termográfica para contrastar los datos de temperatura medidos por los sensores.

4.3.11 EPPs

Se dispondrá del uso de EPPs, que incluye el uso de guantes, lentes, casco y botas, además de pantalón y polo categoría 3 arc flash.

4.3.12 Maleta CPC100

Se puede usar opcionalmente esta maleta para la inyección de corriente a los sensores TH110 y proceder con el emparejamiento hacia el PAS600L. Se recomienda realizar el emparejamiento antes de la instalación en el transformador

4.4 Equipos y lugar de trabajo

Se instalará los sensores en un transformador trifásico tipo seco ventilado

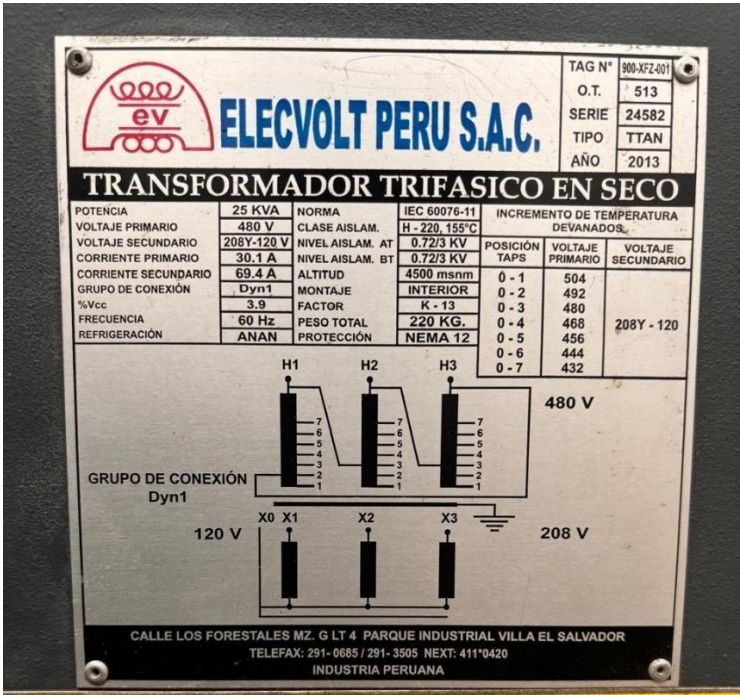


Figura 68: Transformador de prueba

Fuente. Elaboración propia

Este transformador está conectado a la red de 220 VAC por el lado de baja tensión y como salida de 460 VAC tiene dos motores conectados como carga de 440 VAC, se conecta estos dos motores para poder llegar a la corriente mínima de 10 A en el lado primario y los sensores TH110 puedan medir la temperatura de ese punto.

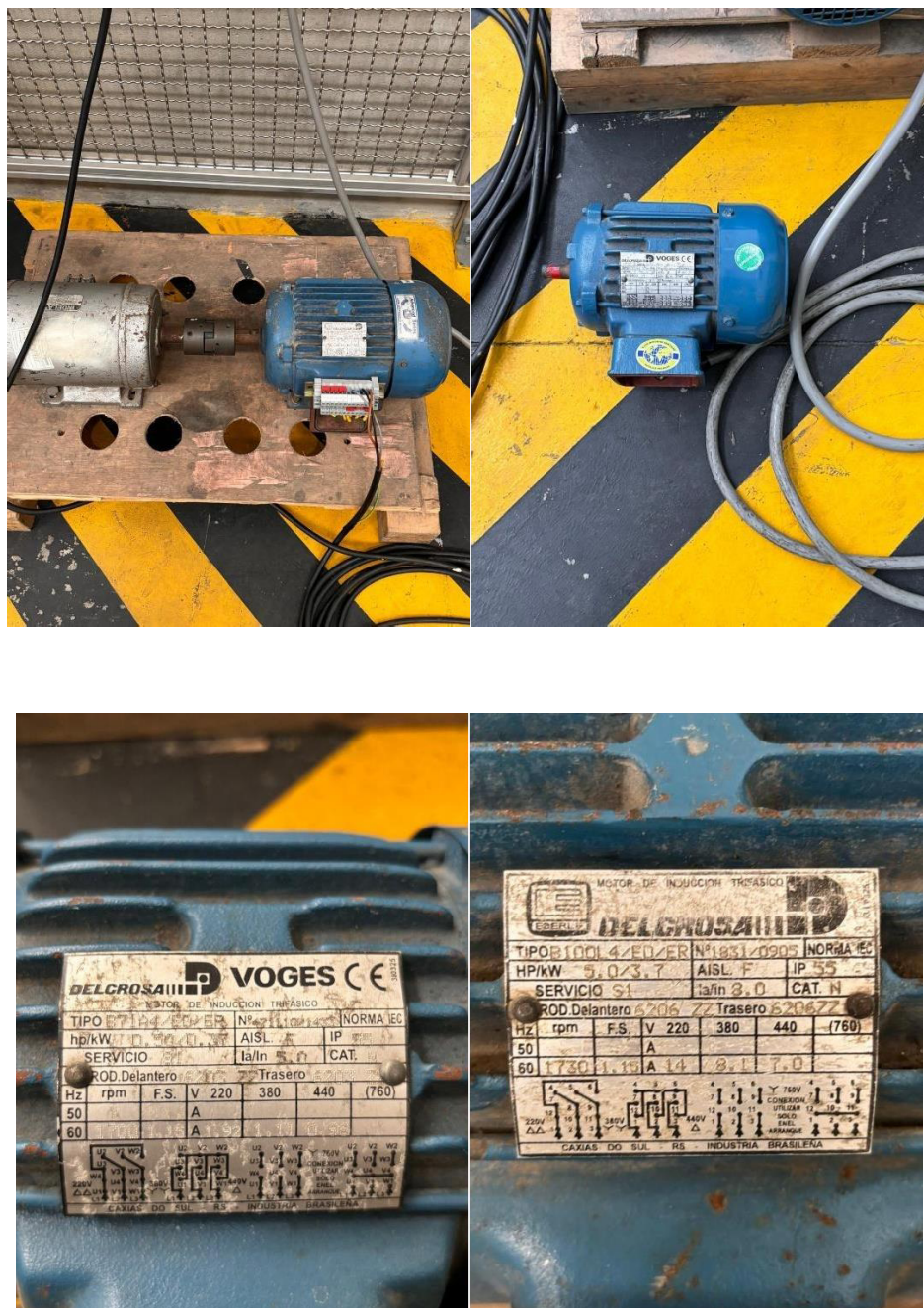


Figura 69: Motores como carga para el transformador

Fuente. Elaboración propia

4.4.1 Montaje de los equipos de comunicación

Como se indicó previamente se usará 1 equipo concentrador/receptor PAS600L, y un switch para crear una pequeña red entre el PAS600L y dos ordenadores

Para ello se necesitará además de 1 fuente DC y dos interruptores de protección.

La selección de estos equipos radica principalmente en las instalaciones donde se va a aplicar el diseño, el nivel de tensión, corriente y demás. Se debe tener en cuenta las protecciones debido a posibles picos de sobrevoltajes hacia el PAS600L. Para este caso se usarán dos interruptores de 2 A marca Schneider Electric y una fuente de 24 VDC marca Schneider Electric; no obstante, estos equipos y el montaje son a criterio de cliente.



Figura 70: Equipos de comunicación

Fuente. Elaboración propia

Para la visualización de las variables, se usará el software Matlab, para ello el ordenador debe tener una capacidad computacional mayor con una memoria RAM igual o mayor a 16 MB, aun así, esto puede cambiar si es que el número de sensores aumenta. Para la configuración y emparejamiento de los sensores no requiere de una alta capacidad computacional.

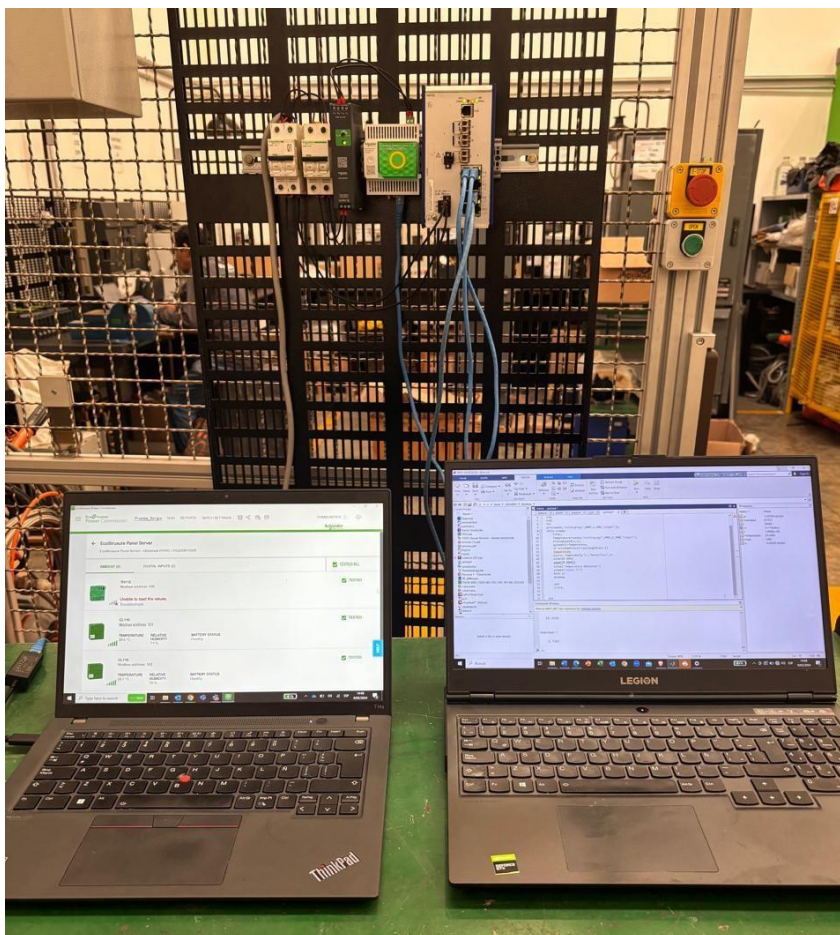


Figura 71: Conexión de los equipos

Fuente. Elaboración propia

4.4.2 Configuración y emparejamiento de los sensores

El emparejamiento de los sensores requiere que tanto el concentrador PAS600L y los mismos sensores inalámbricos estén encendidos. Para el caso de los sensores TH110 requiere que circulen 10 A a través de ellos y en el caso de los sensores CL110 solo se necesita encender la batería interna. El PAS600L requiere de 24 VDC para encender.

El emparejamiento se puede realizar por el software Ecostruxure Power Commissioning de Schneider Electric o por el mismo Web Server del PAS600L.

Para ello se recomienda el uso de una maleta con la capacidad de inyección de 10 A para los sensores TH110. En nuestro caso se usó la maleta CPC100 de Omicron Energy. Asimismo, se usó el software Ecostruxure Power Commission para realizar la conexión y el emparejamiento y el web server del propio PAS600L para confirmar si los sensores se encuentran conectados.

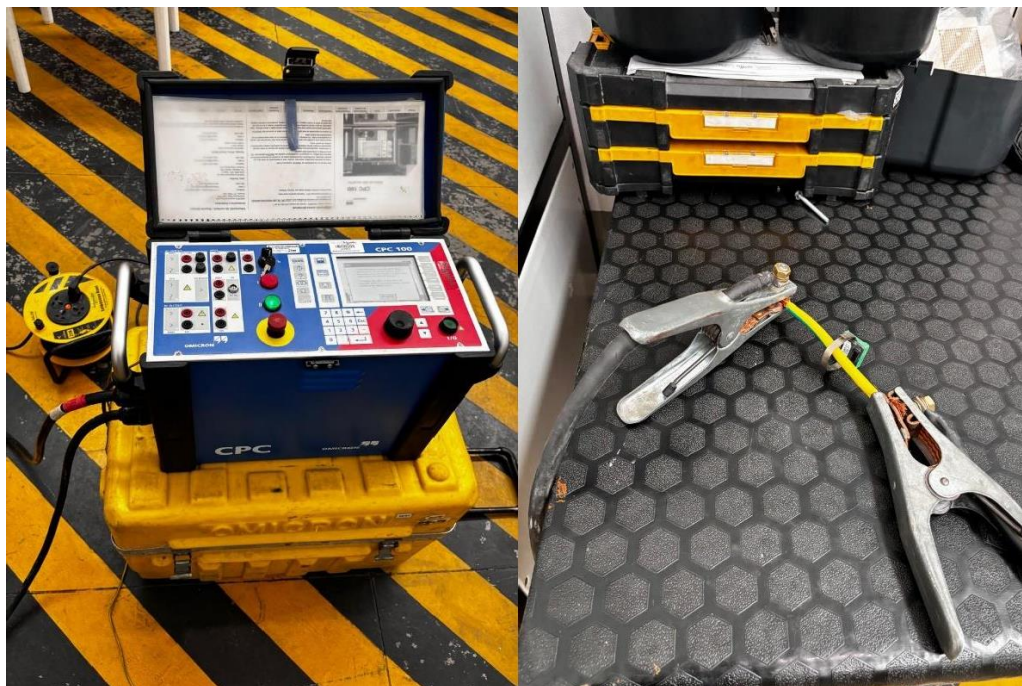


Figura 72: Emparejamiento de los sensores

Fuente. Elaboración propia

Previamente, se debe crear una pequeña red LAN. Para ello debido a que el PAS600L viene previamente de fábrica con IP automática, podemos realizar una primera conexión con el equipo con protocolo DHCP.

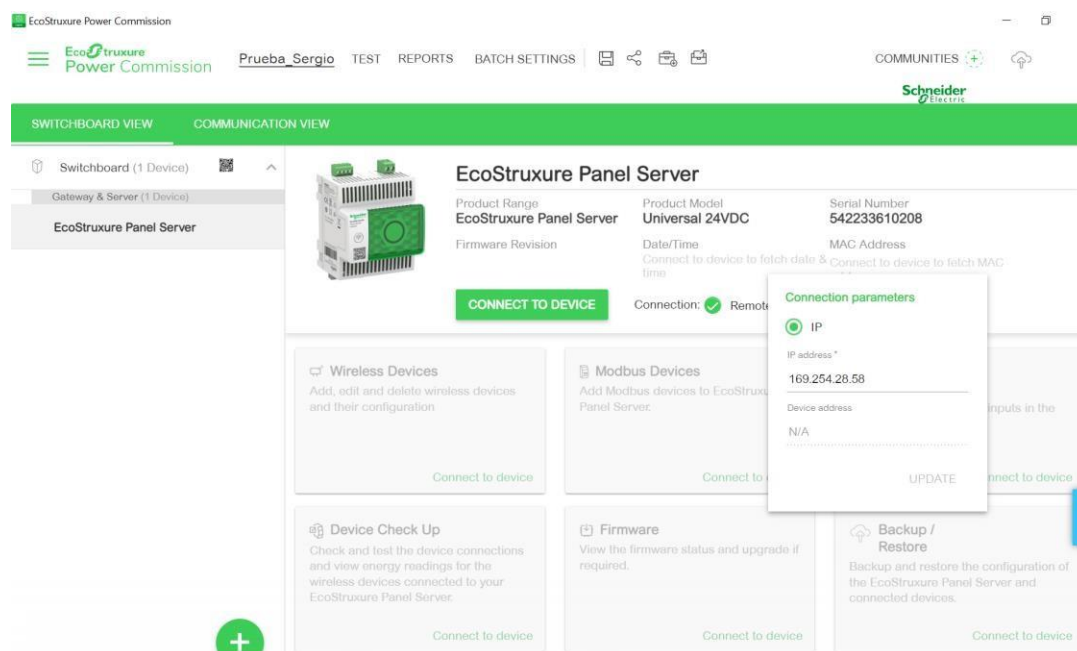


Figura 73: Ecostruxure Power Comission

Fuente. Elaboración propia

Una vez conectados con equipo se cambia a una IP estática, en este caso es la IP es 169.254.28.58. Esta IP nos permitirá crear una pequeña red LAN entre el PAS600L y los ordenadores.

Una vez comprobada la comunicación, se procede a emparejar los sensores al concentrador. Previamente nos debemos asegurar que los sensores se encuentren listos y encendidos. Una vez realizada esas acciones, utilizamos el software Ecostruxure Power Comission en la pestaña de Wireless Devices.

Para acceder al web server del PAS600L, se debe utilizar un buscador e ingresar la IP del equipo, usando el protocolo https.

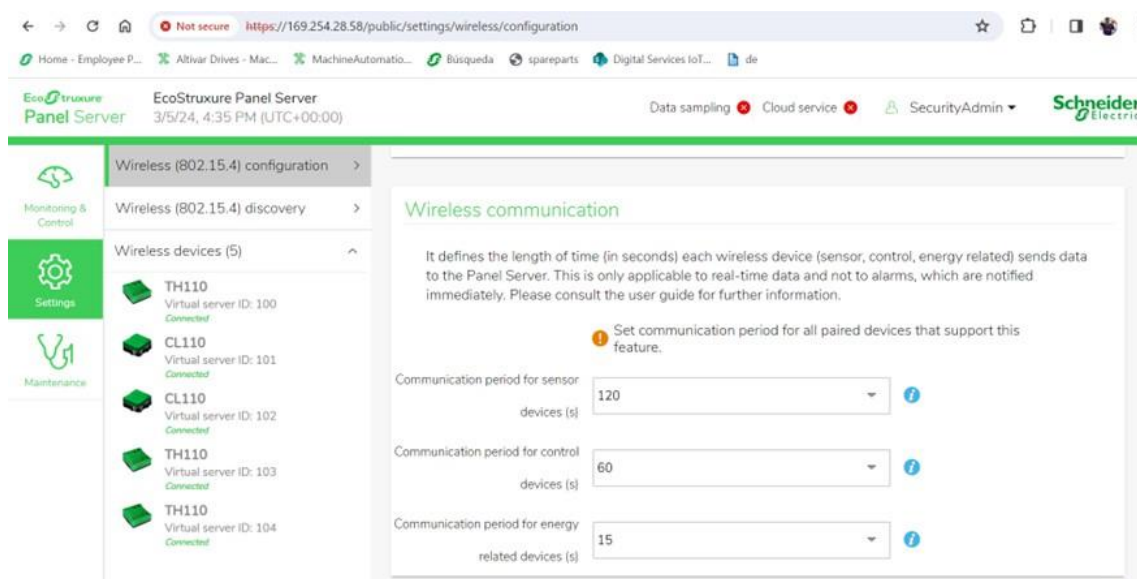


Figura 74: Sensores emparejados al PAS

Fuente. Elaboración propia

Se puede corroborar que 5 sensores, 3 sensores TH110 y 2 sensores CL110 se encuentran conectados al PAS600L. Además, configuramos el periodo de comunicación para los sensores inalámbricos en 120 segundos.

4.4.3 Instalación de Sensores en el transformador

Se instalará 1 sensor TH110 en cada fase del transformador y 1 sensor CL110 en la entrada y salida del aire de ventilación.

Para el caso de los sensores TH110 se debe asegurar que tenga un buen ajuste con el punto de contacto, la cinta ferromagnética debe abrazar completamente la barra de entrada de los cables para que el fenómeno de inducción tenga lugar.



Figura 75: Sensor TH110 en la fase 1

Fuente. Elaboración propia

La instalación de estos sensores involucra el uso del manual de instalación, para lo cual se necesita de un instrumento para ajustar la cinta ferromagnética a la barra o punto de conexión

Sin embargo, cabe indicar que esta instalación no es la apropiada y tiene un uso exclusivo para realizar las pruebas de funcionamiento y confiabilidad del diseño. El manual de Schneider Electric muestra la correcta instalación y centra la aplicación de este sensor en barras, por lo que transformadores de mayor potencia no presentarían muchos inconvenientes durante la instalación.



Figura 76: Instalación según manual del sensor TH110

Fuente. Schneider Electric

El objetivo de asegurar un buen contacto entre el sensor y la barra o punto de conexión. La instalación de los sensores TH110 será en el lado de baja tensión (220 VAC) debido a que, al energizar, este lado tendrá una mayor corriente que el lado de 460 VAC.



Figura 77: Instalación de los sensores en el transformador

Fuente. Elaboración propia

Los sensores inalámbricos CL110 se ubicará en la entrada de aire de ventilación y en la salida de aire de ventilación, con el objetivo de monitorear la temperatura y humedad interna del transformador tipo seco ventilado.

Debido a estos cuentan con una base imantada, la instalación es más sencilla. Es suficiente con colocar el sensor en la carcasa metálica y no se requiere de una corriente, ya que estos sensores cuentan con una batería incorporada.

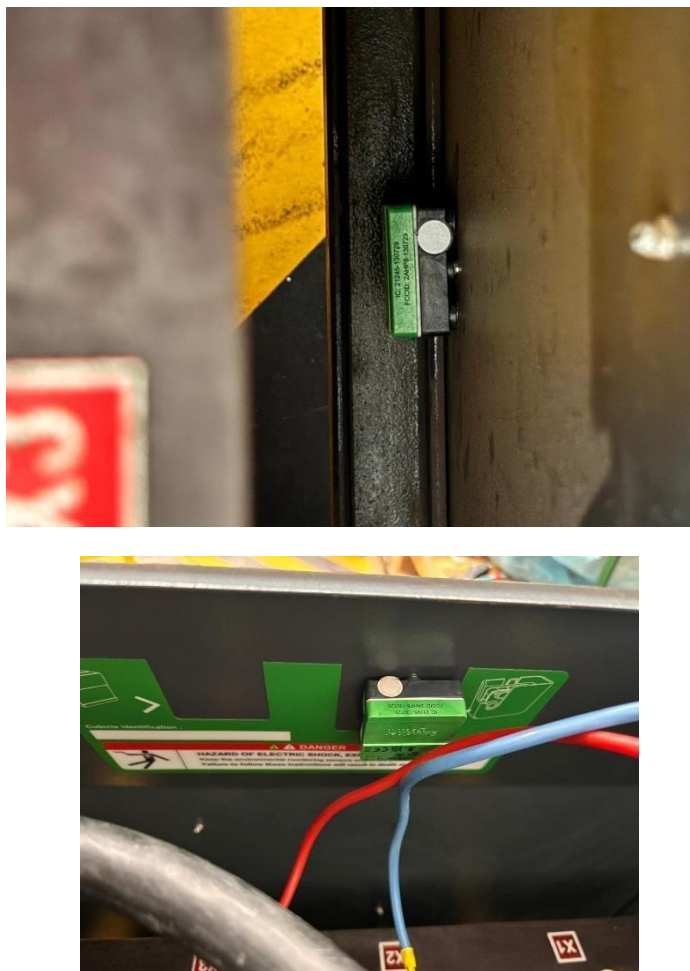


Figura 78: Instalación del sensor CL110

Fuente. Elaboración propia

4.5 Procedimientos

Una vez realizada la instalación y configuración de los sensores, se procede con las pruebas de funcionamiento y confiabilidad del diseño. Para ello debemos tomar las medidas y las distancias de seguridad correspondientes



Figura 79: Lugar de trabajo

Fuente. Elaboración propia

Se energizará al transformador por el lado de baja tensión (220 VAC), se usará el software MATLAB para recibir la visualización dinámica de los datos y el almacenamiento en el mismo ordenador.

Primero se realizarán pruebas de funcionamiento normal de transformador. Se monitoreará la temperatura y humedad para el mismo perfil de carga (2 motores conectados), se obtendrán los datos y/o gráficas y se corroborarán sus valores con una cámara termográfica.

Luego se forzará una falla, se desajustará un perno en la entrada de la fase 1 (X1) simulando una falla de falso contacto. Se visualizará la variación de la temperatura en ese punto siguiendo el mismo perfil de carga.

También se forzará una falla ambiental, mediante una pistola caliente se provocará un aumento de temperatura en el interior del transformador y se monitoreará las variaciones de humedad y temperatura.

El software para el monitoreo de estas variables es mediante el mismo Web Server del PAS600L, Ecostruxure Power Commission y MATLAB.

La programación en MATLAB toma en cuenta los parámetros del PAS600L, tales como su protocolo, dirección IP, puertos y las direcciones de registro especificados en su manual.

El código de MATLAB es el siguiente para los sensores CL110 es como sigue a continuación.

Este código es específico para el sensor CL110 ubicado en la parte de arriba, donde sale el aire para la ventilación interna del transformador.

```
m=modbus("tcpip","169.254.28.58", 502);
tmax=1000;

i=0;
t=0;
tic
av=[read(m,"holdingregs",4001,1,101,"single")];

while t<tmax
    t=toc;
    Temperatura=read(m,"holdingregs",4001,1,101,"single");
    Humedad=read(m,"holdingregs",4007,1,101,"single");
    x=linspace(0,t,i);
    av(end+1)=Temperatura;
    if av(length(av))~=av(length(av)-1)
        Temperatura
        Humedad
        subplot(2,1,1);
        plot(t,Temperatura,"o","MarkerSize",5)
        ylim([0 100])
        xlim([0 1000])
        title("Temperatura Ambiental")
        ylabel("Valor °C")
        hold on
        subplot(2,1,2);
        plot(t,Humedad*100,"o","MarkerSize",5)
        ylim([0 100])
        xlim([0 1000])
        title("Humedad Relativa Ambiental Arriba")
        ylabel("Valor %")
        hold on
        drawnow

    end
    i=i+1;

end
```

El código de MATLAB para los sensores TH110 es como sigue a continuación.

Este código es específico para el sensor TH110 ubicado en la fase 1, el cual es el lugar donde se forzará la falla.

```

m=modbus("tcpip","169.254.28.58", 502);
tmax=1000;

i=0;
t=0;
tic
av=[read(m,"holdingregs",4001,1,104,"single")];
while t<tmax
    t=toc;
    Temperatura=read(m,"holdingregs",4001,1,104,"single");
    x=linspace(0,t,i);
    av(end+1)=Temperatura;
    if av(length(av))~=av(length(av)-1)
        Temperatura
        plot(t,Temperatura,"o","MarkerSize",5)
        ylim([0 100])
        xlim([0 1000])
        title("Temperatura Fase 1")
        ylabel("Valor °C")
        hold on
        drawnow

    end
    i=i+1;

end

```

5 CAPITULO V: RESULTADOS

5.1 Presentación de Resultados

Se procede a medir las corrientes de entrada en cada una de las fases para verificar la corriente de operación de cada uno de los sensores



Figura 80: Corrientes en la entrada del transformador

Fuente. Elaboración propia

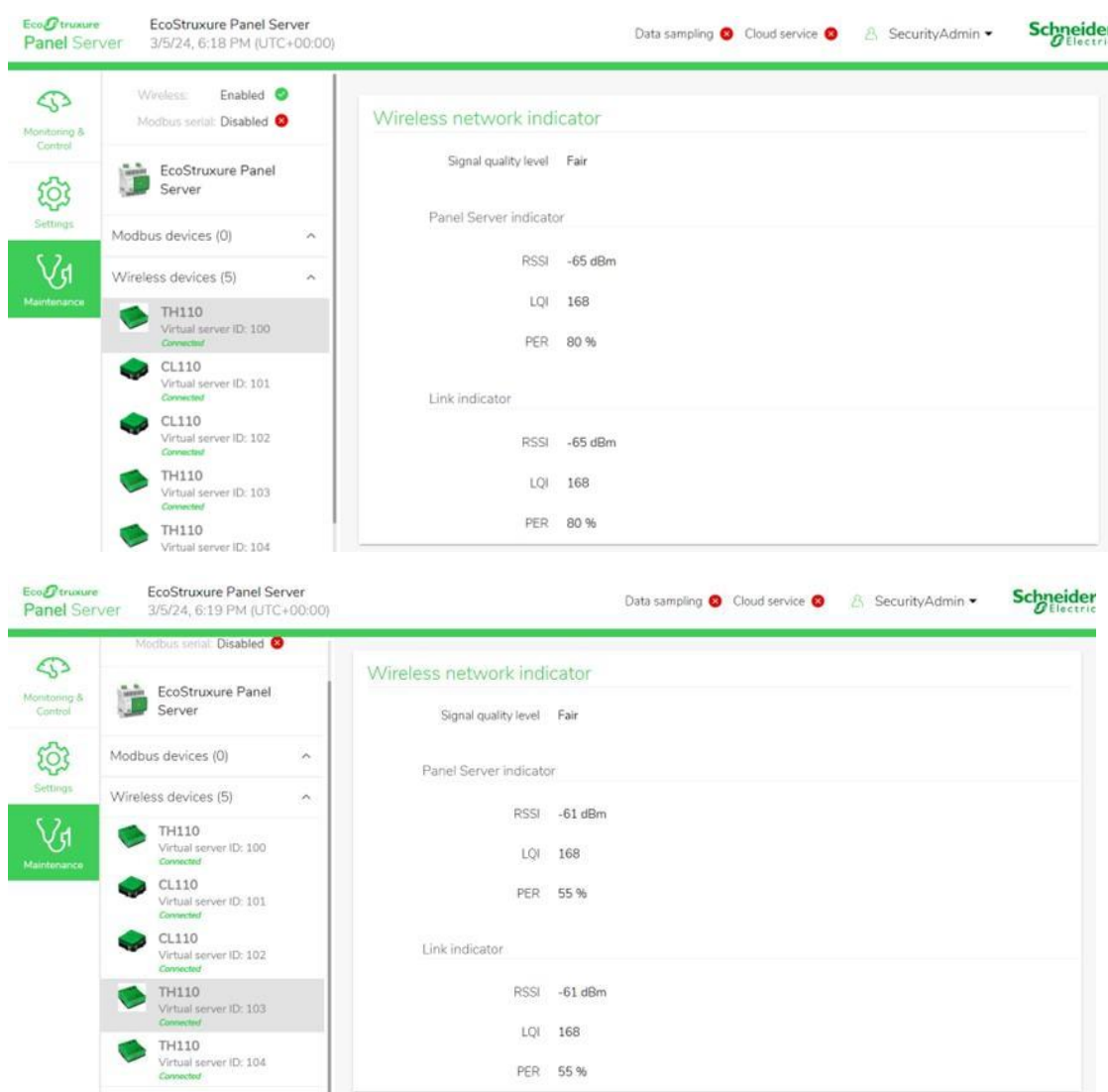
Como se ve en las imágenes de las mediciones de corrientes en cada una de las fases de entrada, la corriente de la fase 1 de 9.1 A y de la fase 2 es de 9.6 A. No obstante, los sensores TH110 de esas fases se encuentran funcionando y emitiendo los valores de temperatura.

5.1.1 Prueba de calidad de señal inalámbrica

La prueba se realizó a una distancia de 3.67 cm desde los sensores inalámbricos hasta el PAS600L con algunos obstáculos en medio.

La calidad de la señal se indica en el web server del PAS600L. Los indicadores muestran que tan buena es la señal inalámbrica, la potencia de la señal recibida por el PAS, la calidad del enlace y el paquete de datos perdidos.

Es recomendable mantener los niveles de RSSI entre 0 y -65dbm, un indicador de calidad de enlace alto y un paquete de datos perdidos lo más bajo posibles.



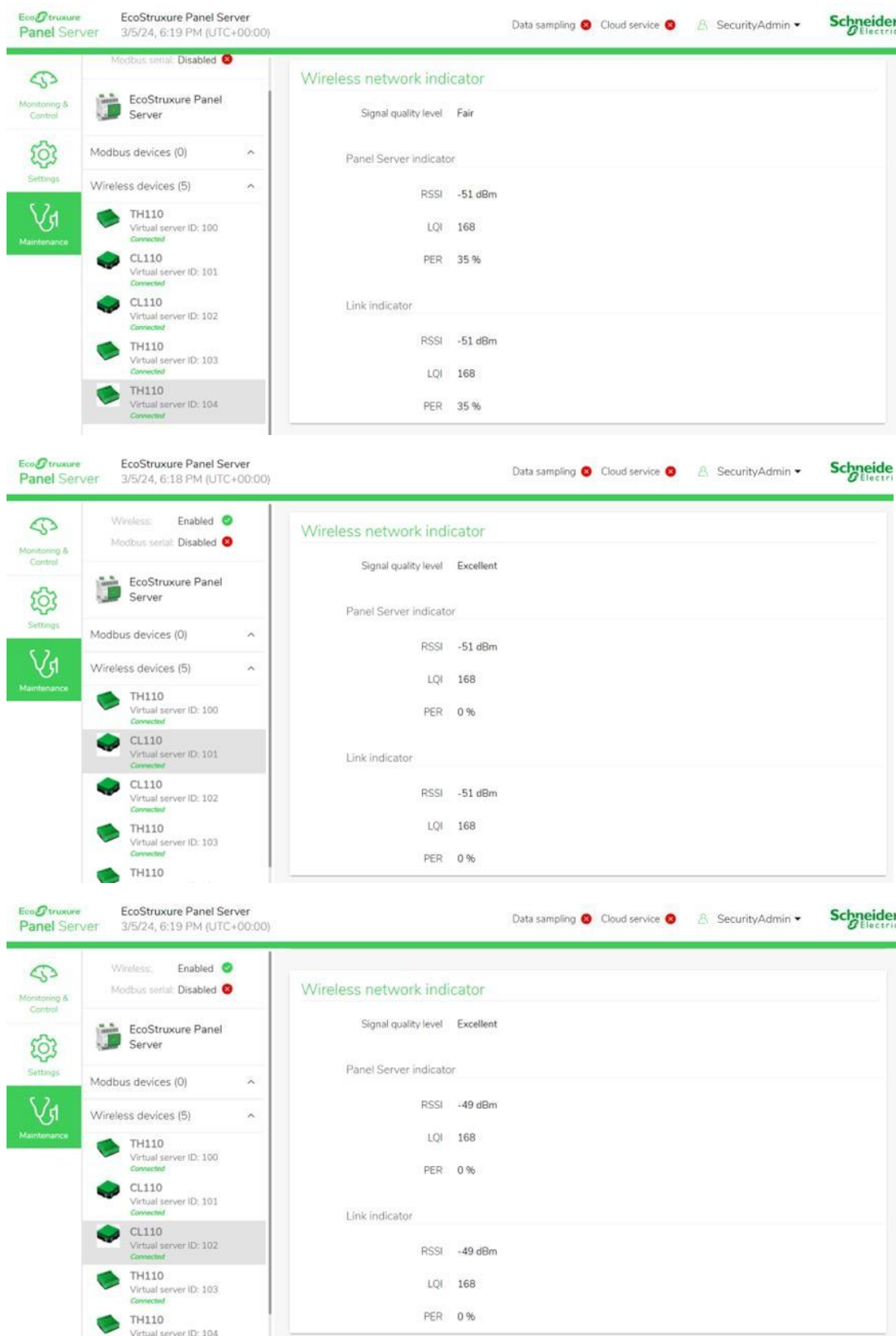


Figura 81: Indicadores de la señal inalámbrica de cada sensor

Fuente. Elaboración propia

Como se puede ver en las imágenes, los sensores TH110 tienen un nivel de calidad de señal “Fair”, lo que significa que la conexión es aceptable; sin embargo, para los sensores CL110, la conexión el nivel de calidad de la señal está en “Excellent”, lo que indica que la conexión es excelente hacia el PAS600L.

Si ahora se establece una distancia de 8.31 cm entre los sensores y el PAS600L en línea de vista, los resultados se muestran a continuación.

The image displays two screenshots of the EcoStruxure Panel Server web interface, showing the 'Wireless network indicator' section. The interface includes a left sidebar with 'Monitoring & Control', 'Settings', and 'Maintenance' tabs. The main content area shows the status of various wireless devices.

Top Screenshot (3/5/24, 8:19 PM):

- Modbus serial:** Disabled
- Modbus devices (0):** No devices listed.
- Wireless devices (5):**
 - TH110 (Virtual server ID: 100): Connected
 - CL110 (Virtual server ID: 101): Connected
 - CL110 (Virtual server ID: 102): Connected
 - TH110 (Virtual server ID: 103): Connected
 - TH110 (Virtual server ID: 104): Connected

Wireless network indicator details:

Signal quality level	
Signal quality level	Excellent

Panel Server indicator	
RSSI	-77 dBm
LQI	168
PER	0 %

Link indicator	
RSSI	-77 dBm
LQI	168
PER	0 %

Bottom Screenshot (3/5/24, 8:20 PM):

- Modbus serial:** Disabled
- Modbus devices (0):** No devices listed.
- Wireless devices (5):**
 - TH110 (Virtual server ID: 100): Connected
 - CL110 (Virtual server ID: 101): Connected
 - CL110 (Virtual server ID: 102): Connected
 - TH110 (Virtual server ID: 103): Connected
 - TH110 (Virtual server ID: 104): Connected

Wireless network indicator details:

Signal quality level	
Signal quality level	Excellent

Panel Server indicator	
RSSI	-77 dBm
LQI	168
PER	0 %

Link indicator	
RSSI	-77 dBm
LQI	168
PER	0 %

EcoStruxure
Panel Server

EcoStruxure Panel Server
3/5/24, 8:20 PM (UTC+00:00)

Data sampling ● Cloud service ● SecurityAdmin ▼

Schneider
Electric

Monitoring & Control

Settings

Maintenance

Modbus serial: Disabled ●

EcoStruxure Panel Server

Modbus devices (0) ^

Wireless devices (5) ^

TH110
Virtual server ID: 100
Connected

CL110
Virtual server ID: 101
Connected

CL110
Virtual server ID: 102
Connected

TH110
Virtual server ID: 103
Connected

TH110
Virtual server ID: 104
Connected

Wireless network indicator

Signal quality level Excellent

Panel Server indicator

RSSI -69 dBm

LQI 168

PER 0 %

Link indicator

RSSI -69 dBm

LQI 168

PER 0 %

EcoStruxure
Panel Server

EcoStruxure Panel Server
3/5/24, 8:20 PM (UTC+00:00)

Data sampling ● Cloud service ● SecurityAdmin ▼

Schneider
Electric

Monitoring & Control

Settings

Maintenance

Modbus serial: Disabled ●

EcoStruxure Panel Server

Modbus devices (0) ^

Wireless devices (5) ^

TH110
Virtual server ID: 100
Connected

CL110
Virtual server ID: 101
Connected

CL110
Virtual server ID: 102
Connected

TH110
Virtual server ID: 103
Connected

TH110
Virtual server ID: 104
Connected

Wireless network indicator

Signal quality level Excellent

Panel Server indicator

RSSI -67 dBm

LQI 168

PER 0 %

Link indicator

RSSI -67 dBm

LQI 168

PER 0 %

EcoStruxure
Panel Server

EcoStruxure Panel Server
3/5/24, 8:20 PM (UTC+00:00)

Data sampling ● Cloud service ● SecurityAdmin ▼

Schneider
Electric

Monitoring & Control

Settings

Maintenance

Modbus serial: Disabled ●

EcoStruxure Panel Server

Modbus devices (0) ^

Wireless devices (5) ^

TH110
Virtual server ID: 100
Connected

CL110
Virtual server ID: 101
Connected

CL110
Virtual server ID: 102
Connected

TH110
Virtual server ID: 103
Connected

TH110
Virtual server ID: 104
Connected

Wireless network indicator

Signal quality level Excellent

Panel Server indicator

RSSI -67 dBm

LQI 168

PER 0 %

Link indicator

RSSI -67 dBm

LQI 168

PER 0 %

Figura 82: Indicadores de la señal inalámbrica a mayor distancia

Fuente. Elaboración propia

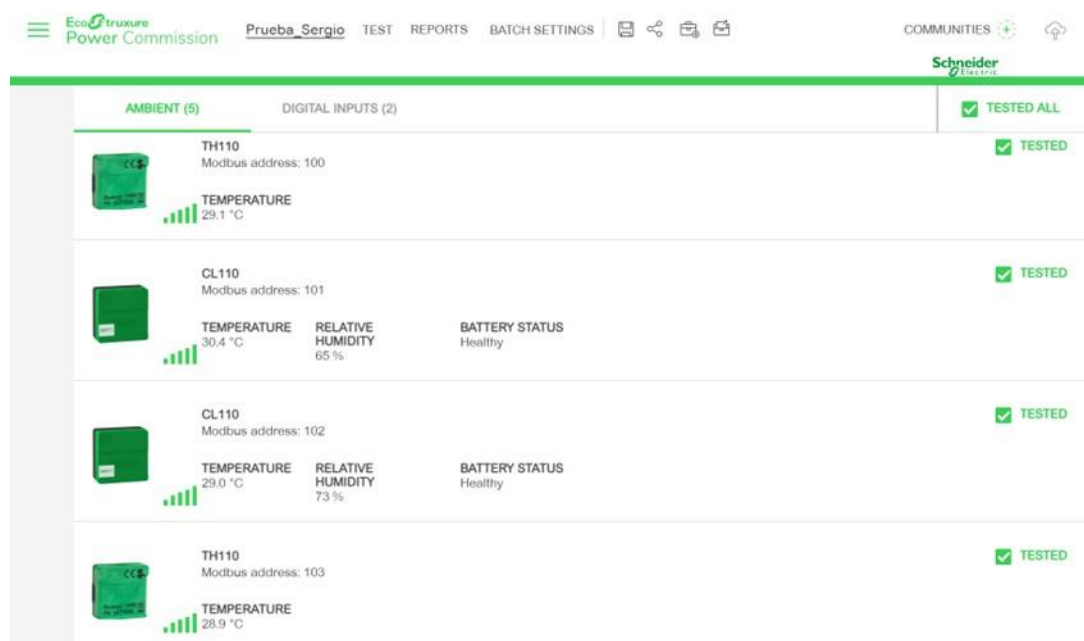
Como se puede apreciar, las señales de ambos sensores tienen un nivel de calidad de señal de excelente, con algunos de los valores de los indicadores diferentes.

5.1.2 Prueba con sensor CL110 en operación normal

Ahora procedemos a realizar pruebas de funcionamiento con el transformador en operación normal.

El monitoreo de la temperatura y humedad del sensor CL110 a la salida del aire de ventilación interna se muestra a continuación. La dirección de registro Modbus es el 101.

1era medición



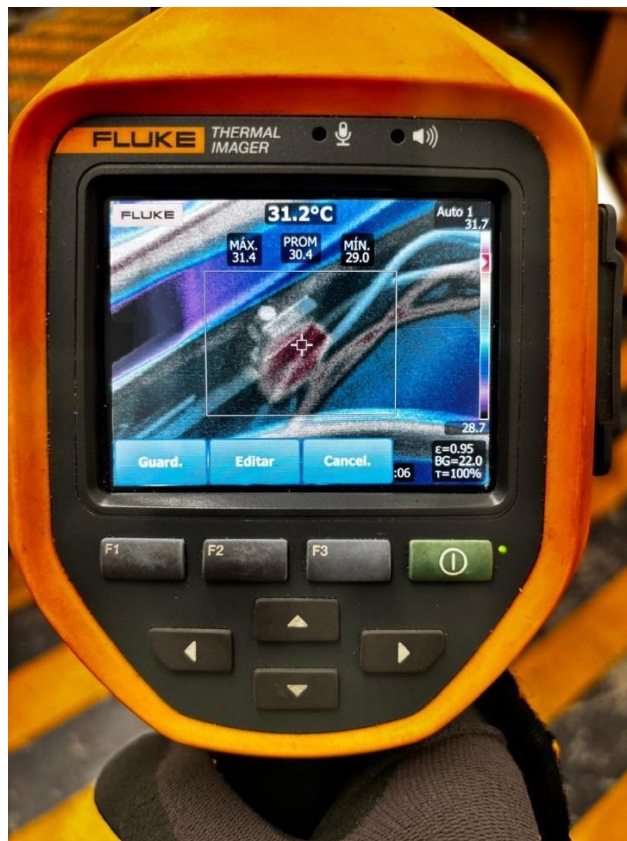
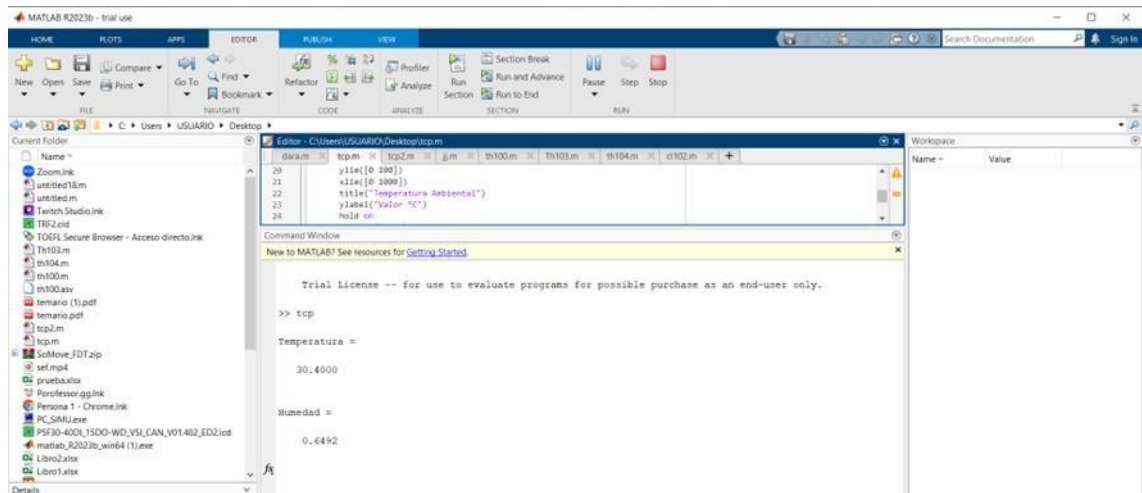


Figura 83: 1era medición temperatura y humedad del ambiente

Fuente. Elaboración propia

2da medición

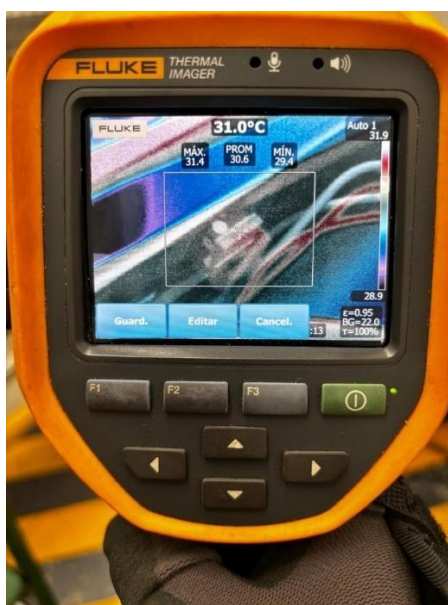
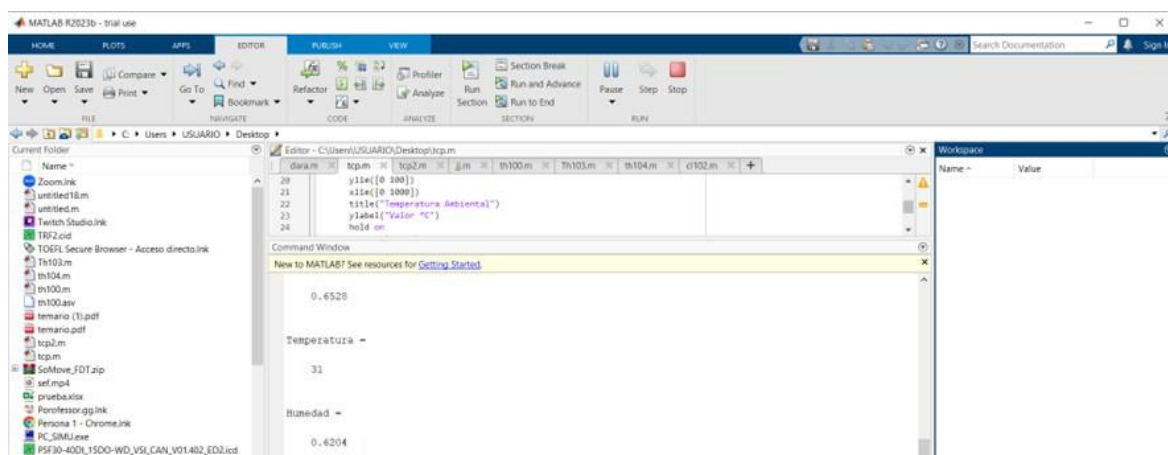
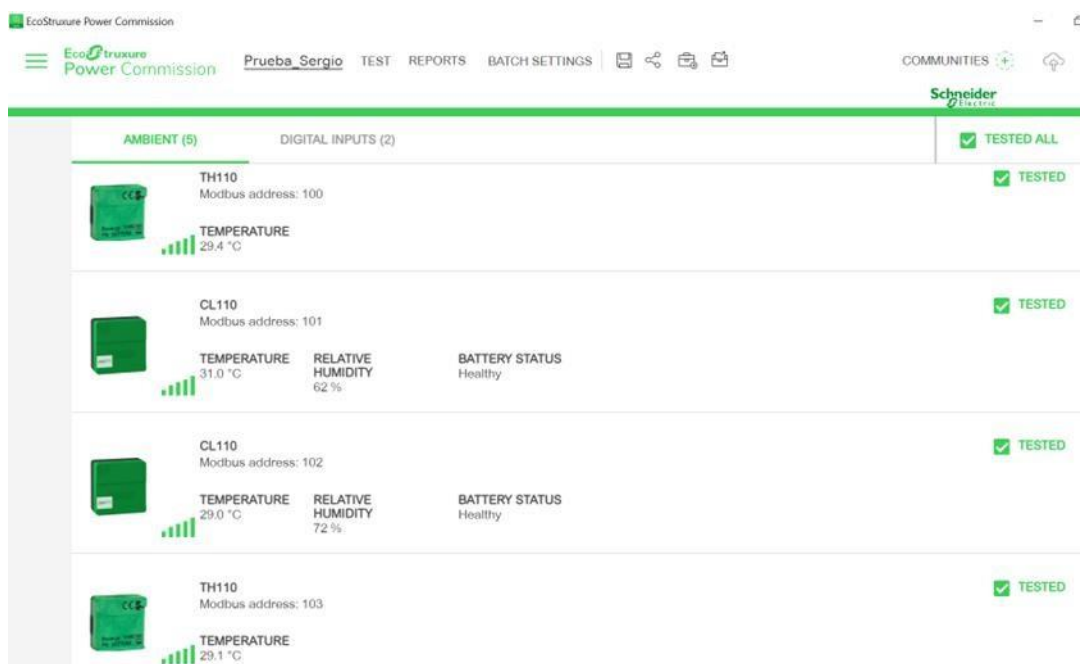


Figura 84: 2da medición temperatura y humedad del ambiente

Fuente. Elaboración propia

3era medición

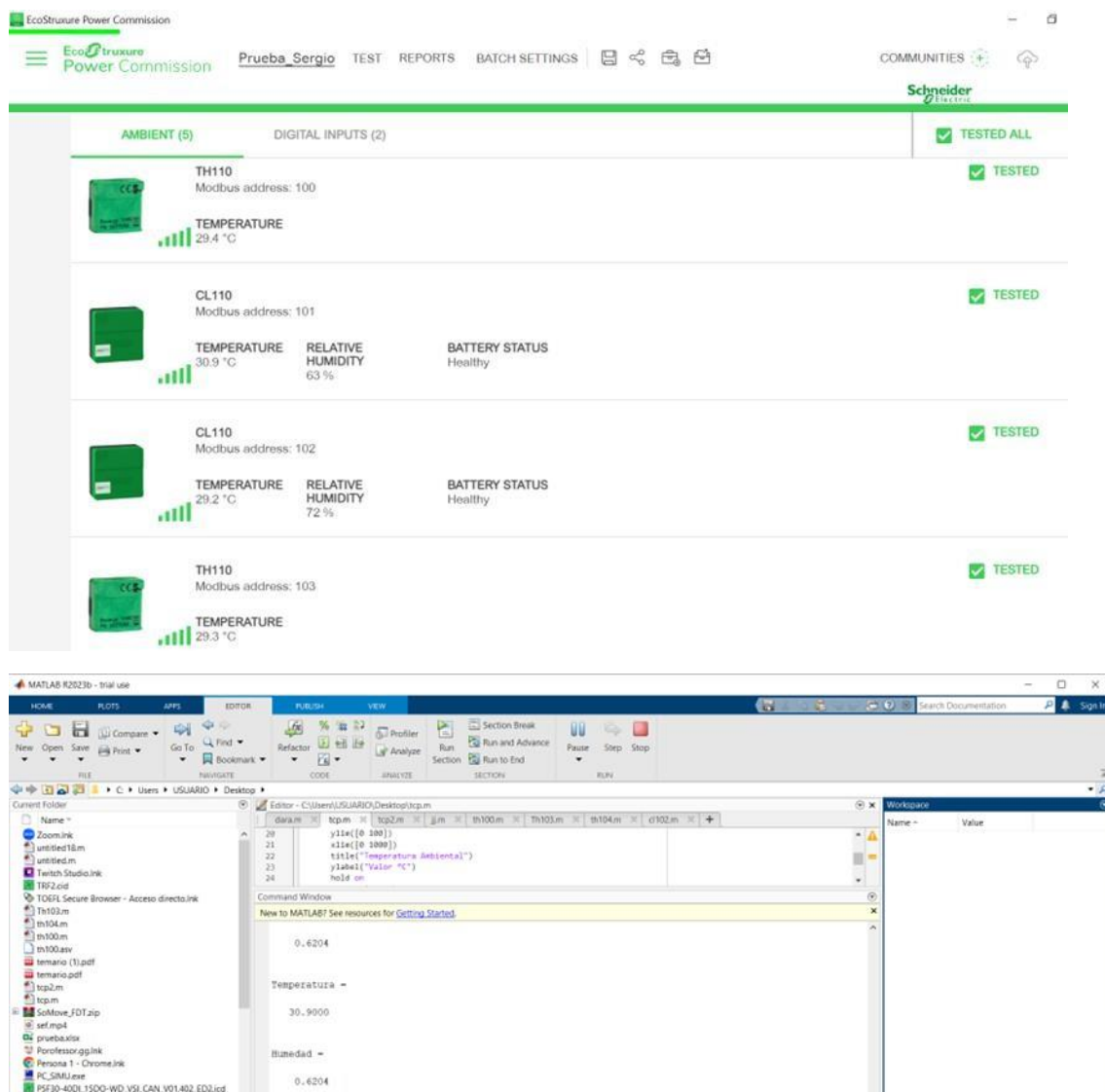
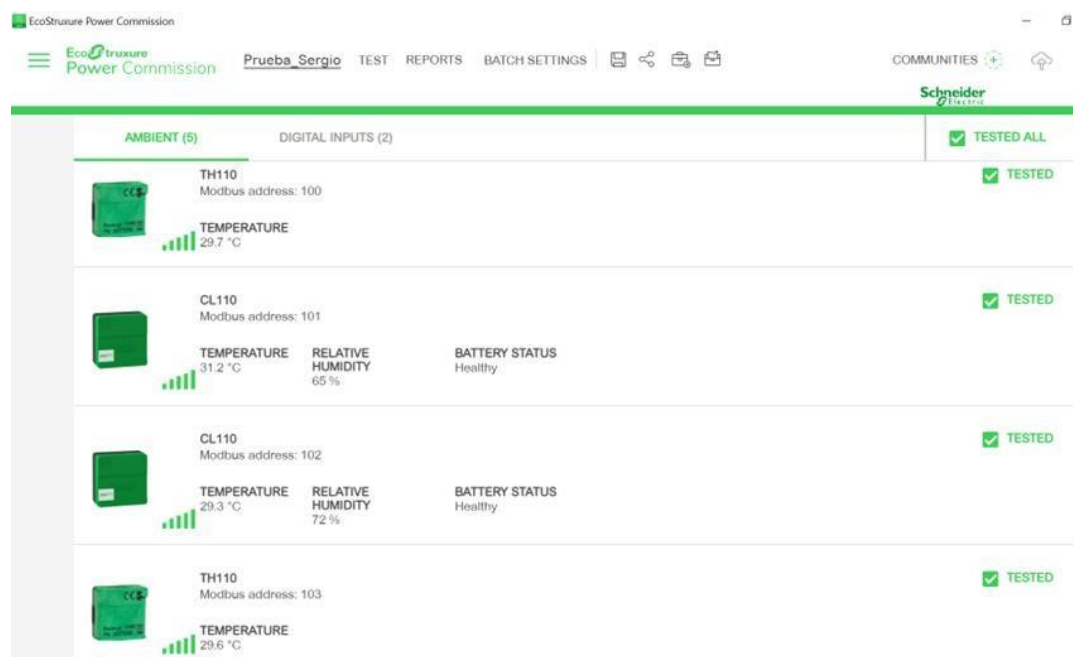




Figura 85: 3era medición temperatura y humedad del ambiente

Fuente. Elaboración propia

4ta medición



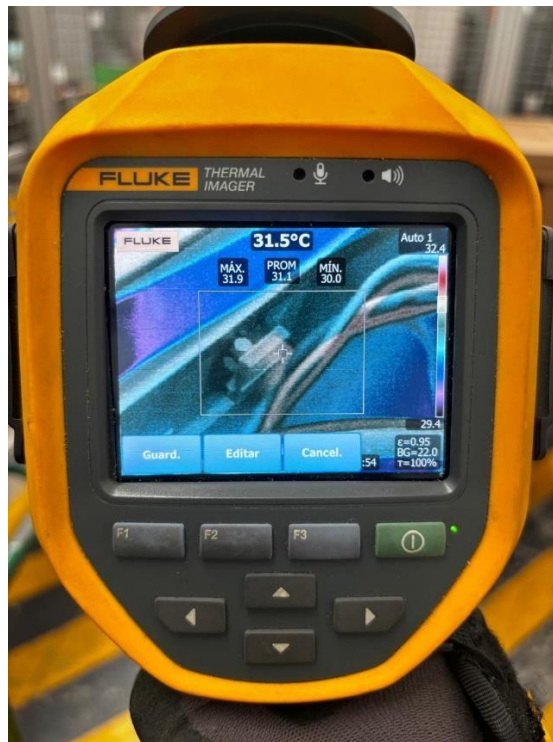
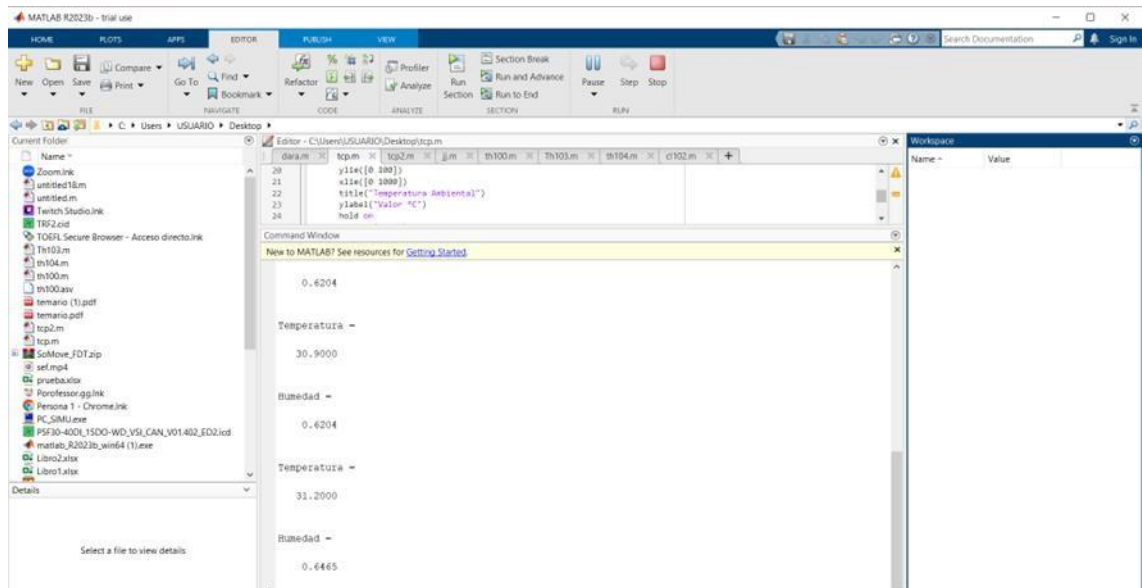


Figura 86: 4ta medición temperatura y humedad del ambiente

Fuente. Elaboración propia

La gráfica con las mediciones del sensor CL110 se muestra a continuación

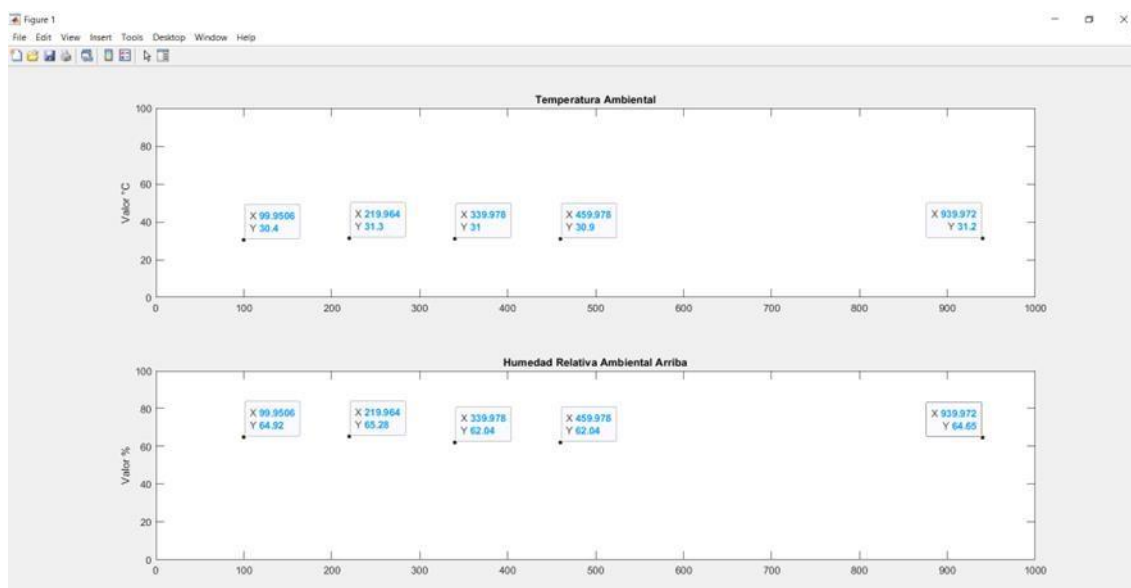


Figura 87: Grafica de temperaturas y humedad ambiental

Fuente. Elaboración propia

El resumen de las mediciones se detalla a continuación

Cuadro 34: Mediciones de temperatura y humedad sensor CL110

MEDICIONES TEMPERATURA Y HUMEDAD SENSOR CL110			
MEDICION	TEMPERATURA SENSOR	HUMEDAD SENSOR	TEMPERATURA CT
1	30.4 °C	64.92%	30.4 °C
2	31.3 °C	65.28%	
3	31 °C	62.04%	30.6 °C
4	30.9 °C	62.04%	30.6 °C
5	31.2 °C	64.65%	31.1 °C

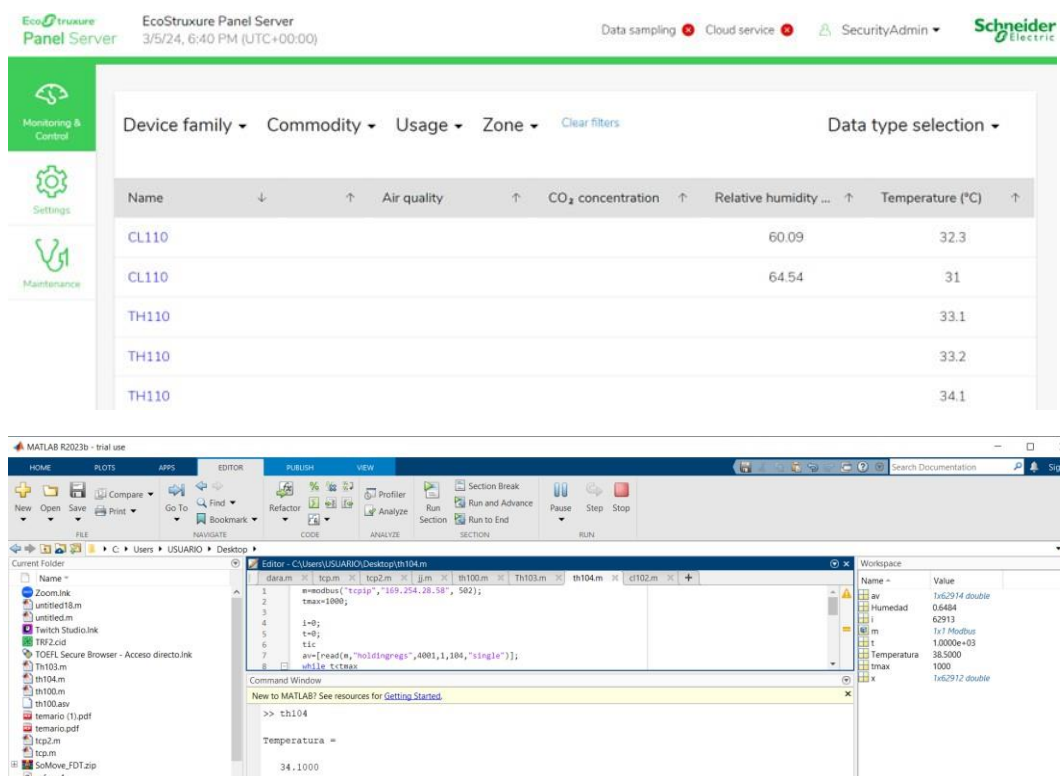
Fuente. Elaboración propia

Como se puede apreciar los valores de temperatura para este perfil de carga se han mantenido casi constantes, con pequeñas variaciones, a un valor aproximado de 31°C y los valores de humedad relativa a 64% aproximadamente.

5.1.3 Prueba con sensor TH110 en operación normal

Medición de la fase 1 con el transformador en operación normal y manteniendo el mismo perfil de carga. Ahora usamos el web server propio del PAS600L para monitorear los valores medidos. La dirección de registro es el 104

1era medición



The top screenshot shows the EcoStruxure Panel Server interface. The left sidebar includes 'Monitoring & Control', 'Settings', and 'Maintenance'. The main area displays a table of sensor data for device family 'TH110'. The table has columns for Name, Air quality, CO₂ concentration, Relative humidity, and Temperature (°C). The data shows three entries for 'TH110' with temperatures of 32.3, 31, and 33.1 °C.

Name	Air quality	CO ₂ concentration	Relative humidity ...	Temperature (°C)
CL110			60.09	32.3
CL110			64.54	31
TH110				33.1
TH110				33.2
TH110				34.1

The bottom screenshot shows a MATLAB R2023b window. The Command Window displays the command 'th104' and the output 'Temperatura = 34.1000'. The Workspace pane shows variables 'av', 'Humedad', 'i', 'm', 't', 'Temperature', 'tmax', and 'x'.

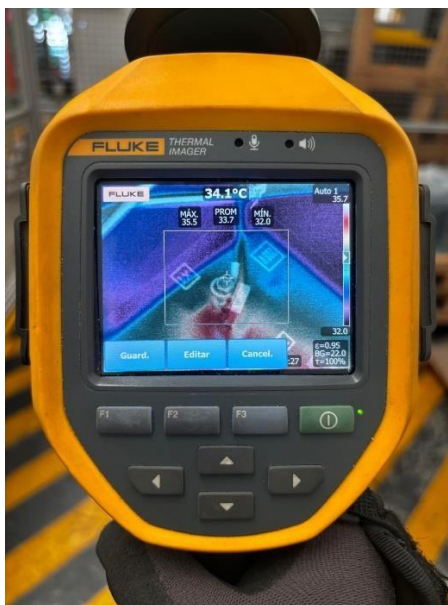


Figura 88: 1era medición temperatura de fase 1

Fuente. Elaboración propia

2da medición

EcoStruxure Panel Server
3/5/24, 6:44 PM (UTC+00:00)

Data sampling ● Cloud service ● SecurityAdmin ▼ **Schneider Electric**

Monitoring & Control
Settings
Maintenance

Device family ▼ Commodity ▼ Usage ▼ Zone ▼ [Clear filters](#) Data type selection ▼

Name	Air quality	CO ₂ concentration	Relative humidity ...	Temperature (°C)
CL110			59.8	32.4
CL110			64.28	31.2
TH110				33.2
TH110				33.4
TH110				33.9

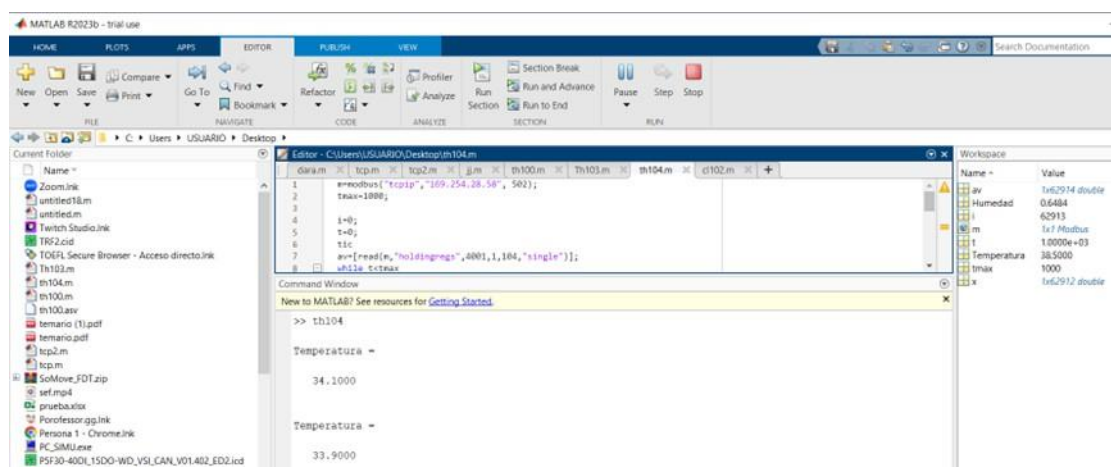


Figura 89: 2da medición temperatura de fase 1

Fuente. Elaboración propia

3era medición

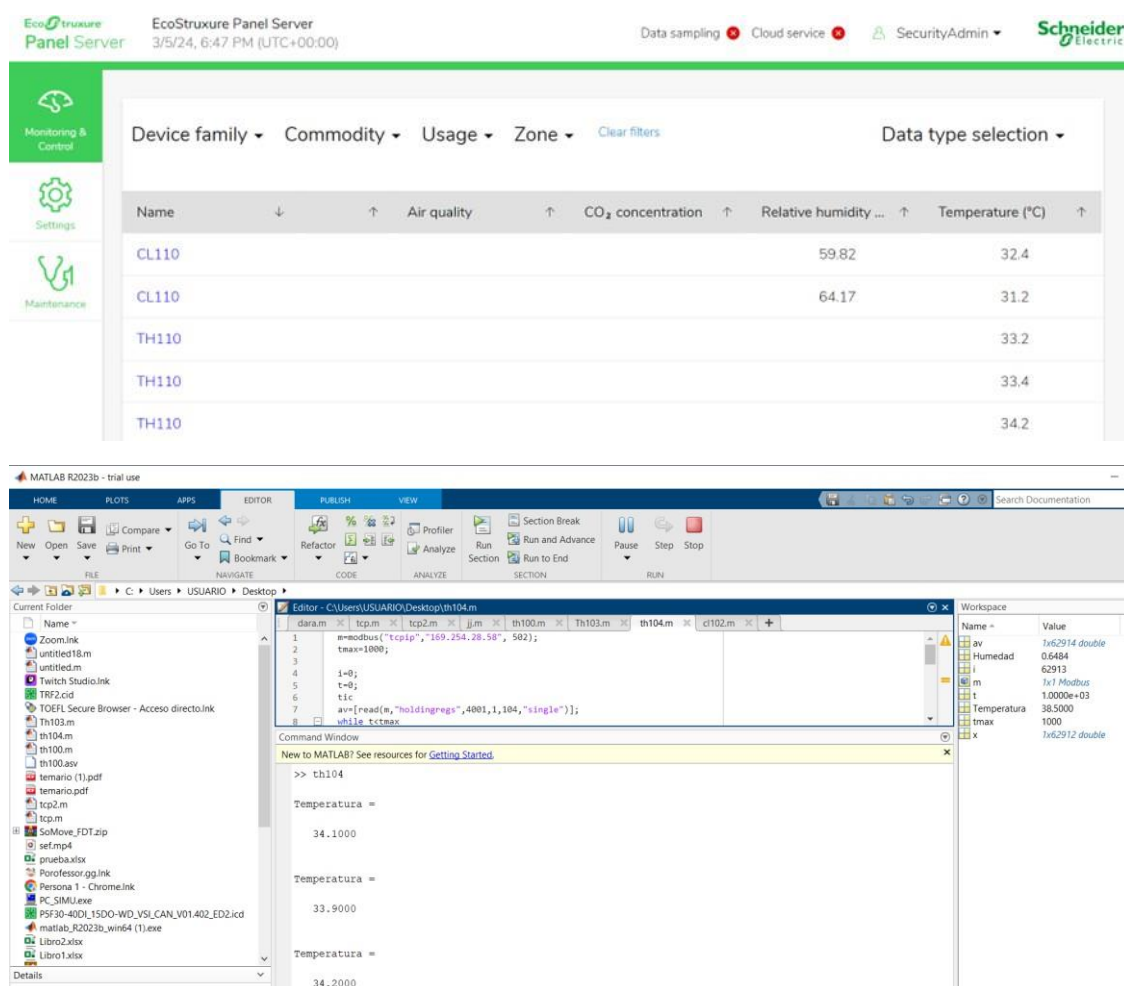


Figura 90: 3era medición temperatura de fase 1

Fuente. Elaboración propia

5ta medición

EcoStruxure Panel Server
3/5/24, 6:55 PM (UTC+00:00)

Data sampling Cloud service SecurityAdmin Schneider Electric

Monitoring & Control Settings Maintenance

Device family Commodity Usage Zone Clear filters Data type selection

Name	Air quality	CO ₂ concentration	Relative humidity ...	Temperature (°C)
CL110			59.19	32.5
CL110			63.48	31.3
TH110				33.5
TH110				33.8
TH110				34.7

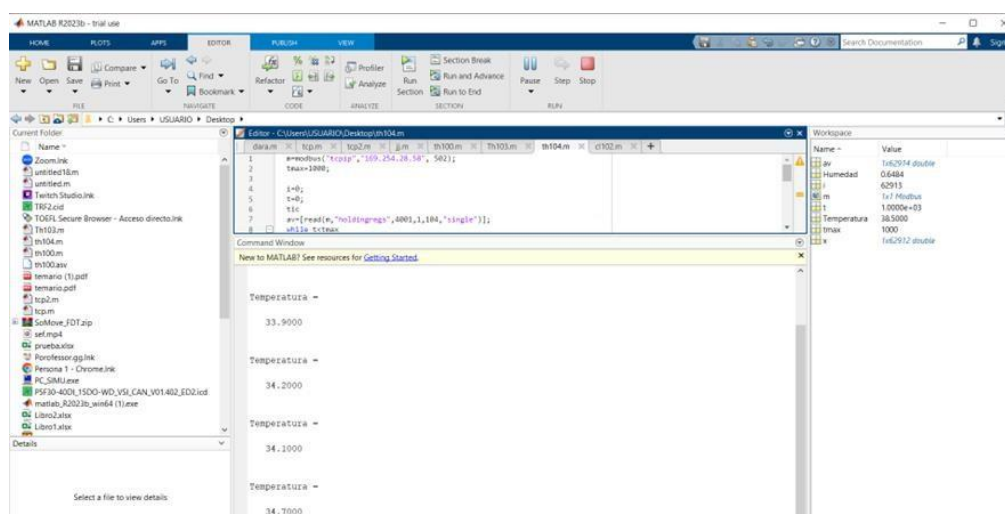


Figura 92: 5ta medición temperatura de fase 1

Fuente. Elaboración propia

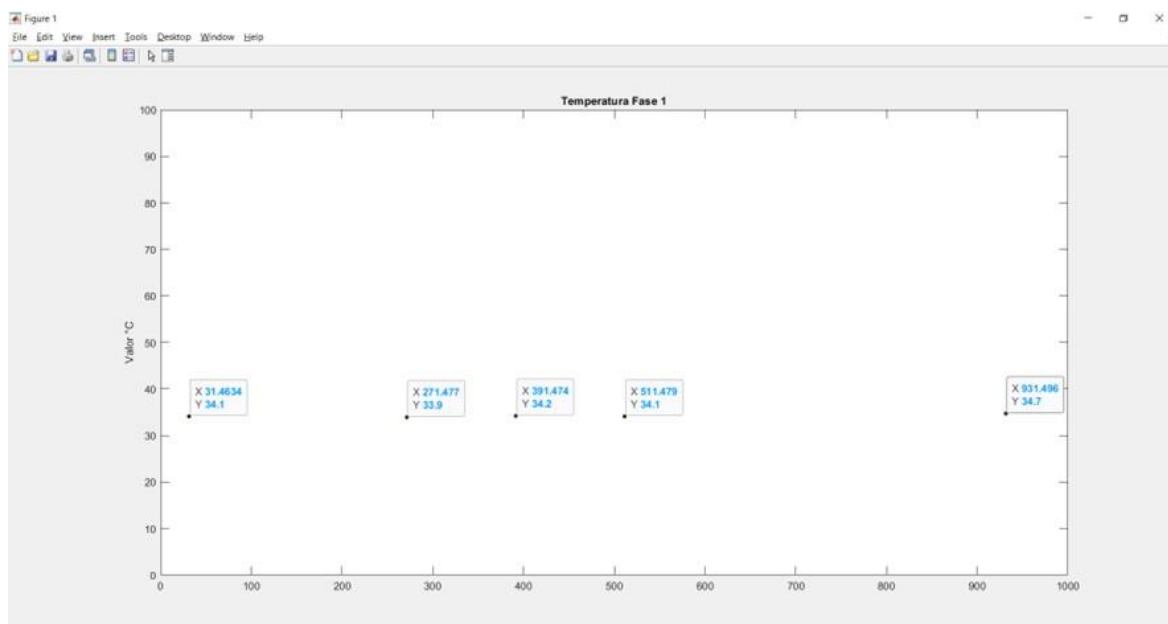


Figura 93: Gráfica medición temperatura de fase 1

Fuente. Elaboración propia

El resumen de las mediciones se detalla a continuación

Cuadro 35: Medición temperatura sensor TH110 fase 1

MEDICIONES TEMPERATURA SENSOR TH110		
MEDICION	TEMPERATURA SENSOR	TEMPERATURA CT
1	34.1 °C	34.1 °C
2	33.9 °C	34 °C
3	34.2 °C	34 °C
4	34.1 °C	34.4 °C
5	34.7 °C	34.6 °C

Fuente. Elaboración propia

Como se puede evidenciar, el sensor inalámbrico de temperatura en la fase 1 envía lecturas en un rango a 34°C, valores que son aproximados a lo que la cámara termográfica registra. Estos valores medidos representan la temperatura normal de la fase 1 del transformador a ese perfil de carga.

5.1.4 Prueba con sensor TH110 en falla

Sin embargo, si ahora forzamos una falla en la fase, provocando un falso contacto en la entrada de los cables, el sistema debería detectar el aumento de la temperatura y en todo caso emitir alerta de aumento de temperatura. Mediante el mismo código en MATLAB se podrá apreciar la diferencia de temperaturas.

Una vez forzada la falla, energizamos el transformador tomando todas las medidas de contingencia posible ante cualquier evento que pueda ocurrir.

El orden de las lecturas se muestra a continuación

1era medición

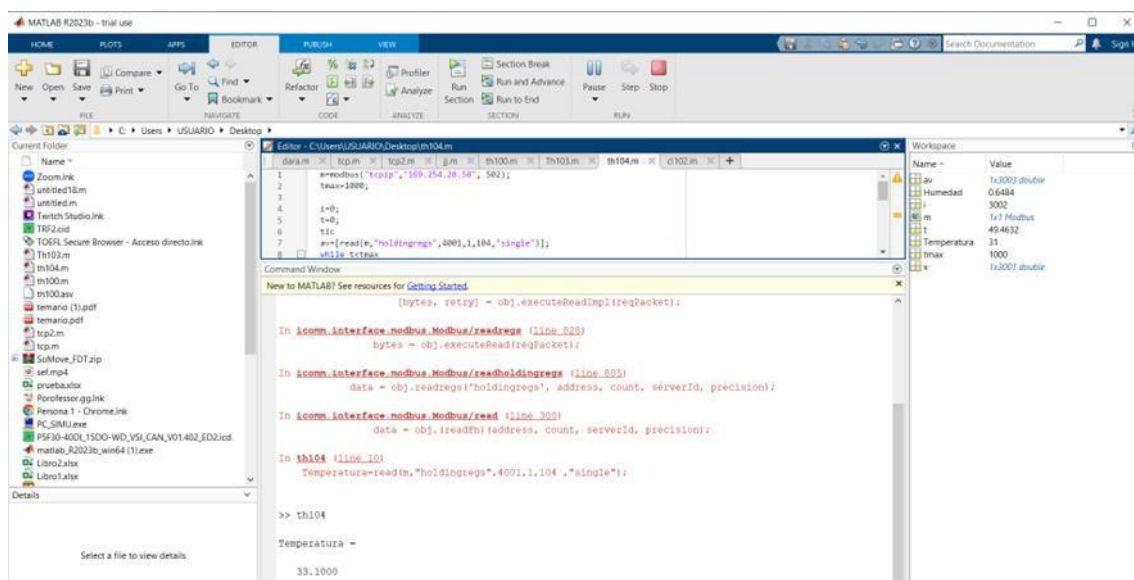


Figura 94: 1era medición temperatura fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

2da medición

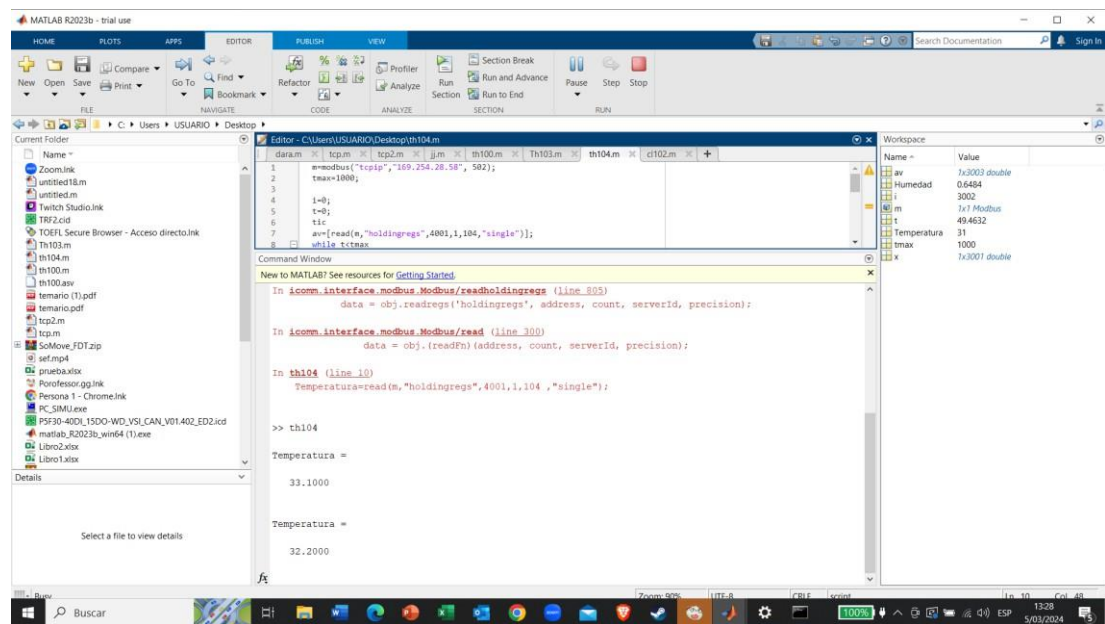


Figura 95: 2da medición temperatura fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

3era medición

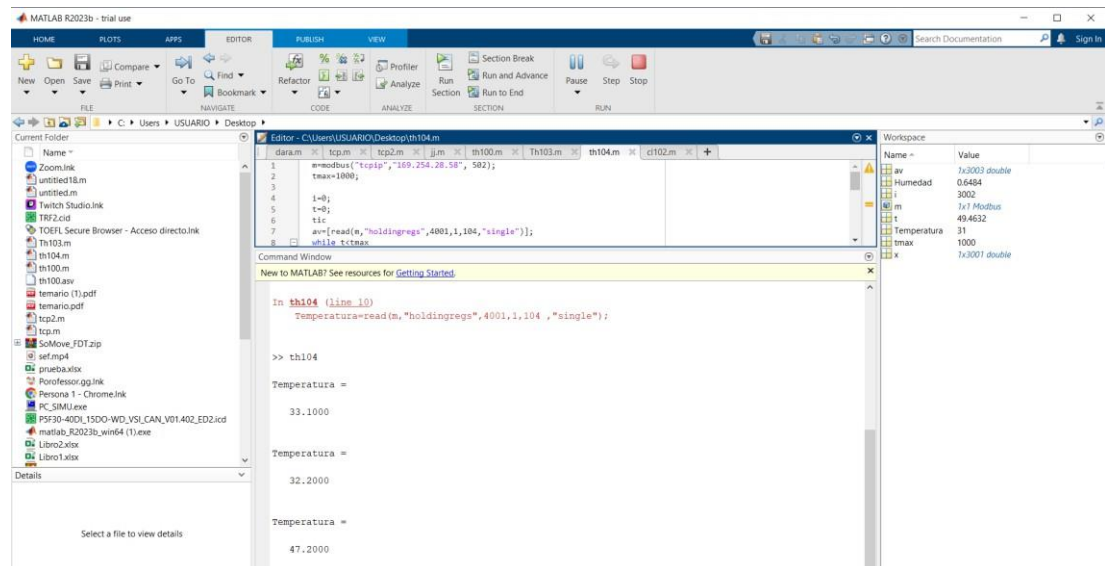




Figura 96: 3era medición temperatura fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

4ta medición

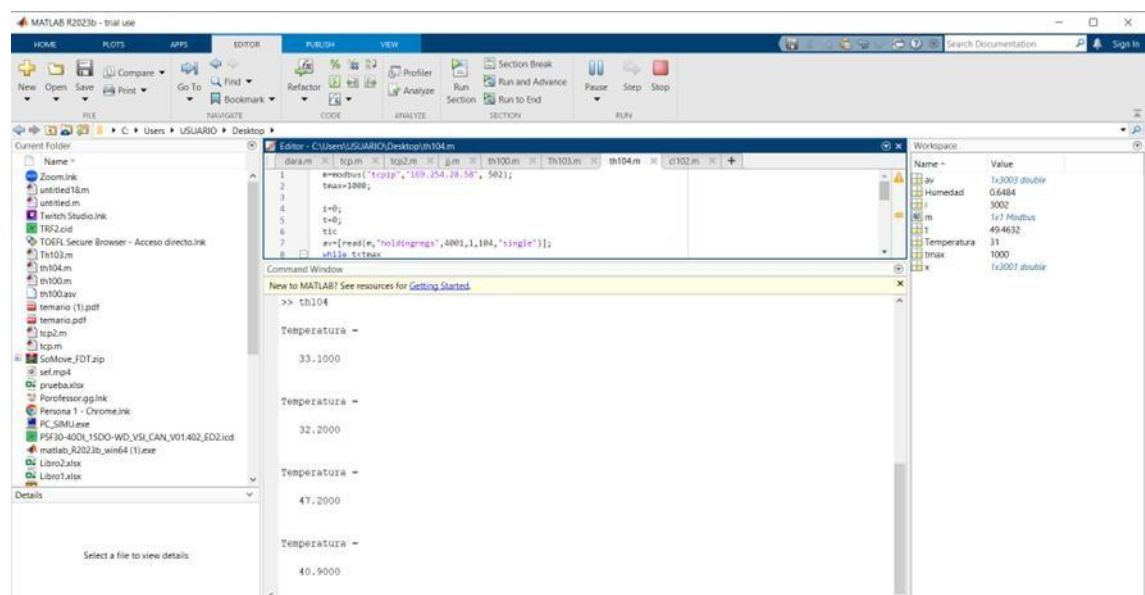
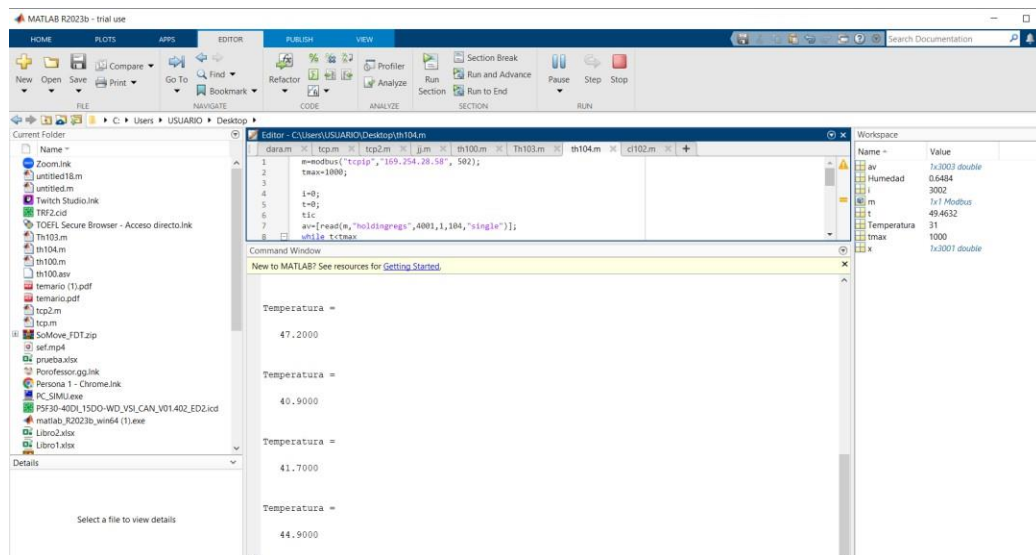




Figura 97: 4ta medición temperatura fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

Mediciones restantes



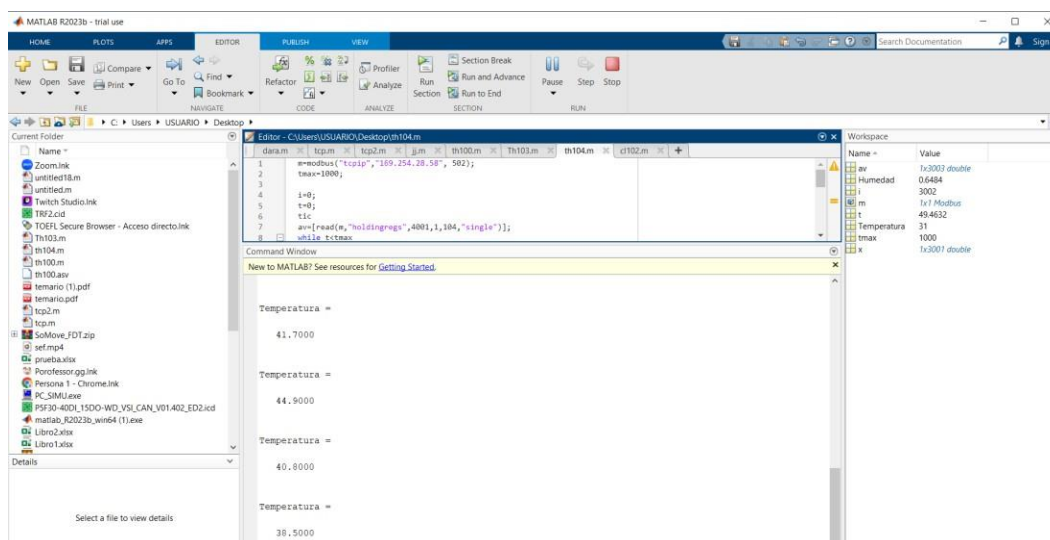


Figura 98: Mediciones restantes temperatura fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

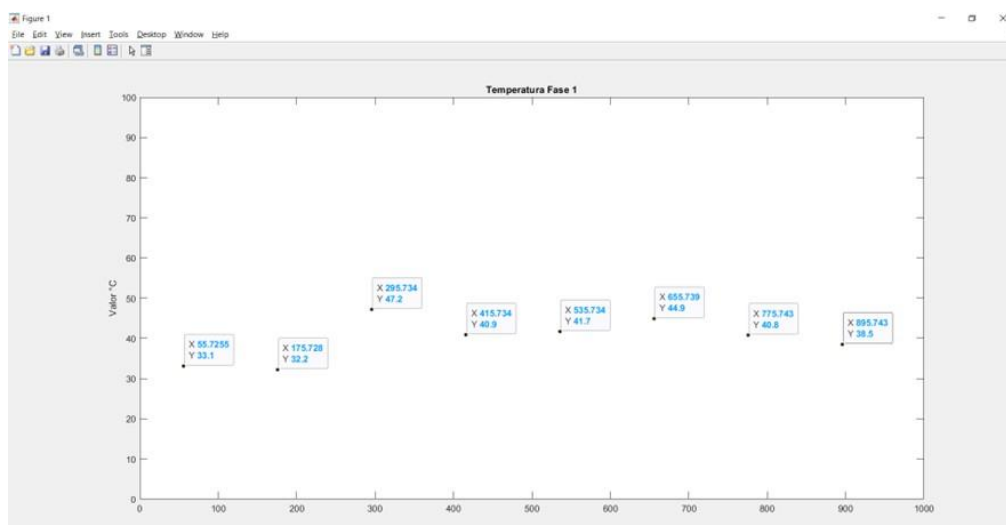


Figura 99: Gráfica de temperaturas fase 1 en falso contacto

Fuente. Elaboración propia

El resumen de las mediciones se detalla a continuación

Cuadro 36: Mediciones temperatura sensor TH110 fase 1 en falla

MEDICIONES TEMPERATURA SENSOR TH110 EN FALLA		
MEDICION	TEMPERATURA SENSOR	TEMPERATURA CT
1	33.1 °C	
2	32.2 °C	
3	47.2 °C	44.8 °C
4	40.9 °C	40.3 °C
5	41.7 °C	
6	44.9 °C	
7	40.8 °C	
8	38.5 °C	38.9 °C

Fuente. Elaboración propia

Como se puede apreciar en la gráfica, para el mismo perfil de carga del transformador, la falla ha provocado un aumento de temperatura en el punto de entrada de conexión hasta un pico máximo de 47.2°C; el cual puede ocasionar daños como sobrecalentamientos, perdidas de aislamiento y cortocircuitos si es que no se toman acciones de contingencia antes de presentarse cualquiera de estos riesgos.

5.1.5 Prueba con sensor CL110 en falla

Ahora procedemos a simular una falla ambiental, usando una pistola caliente se incrementará la temperatura interna del transformador.

Los resultados se muestran a continuación.

1era medición

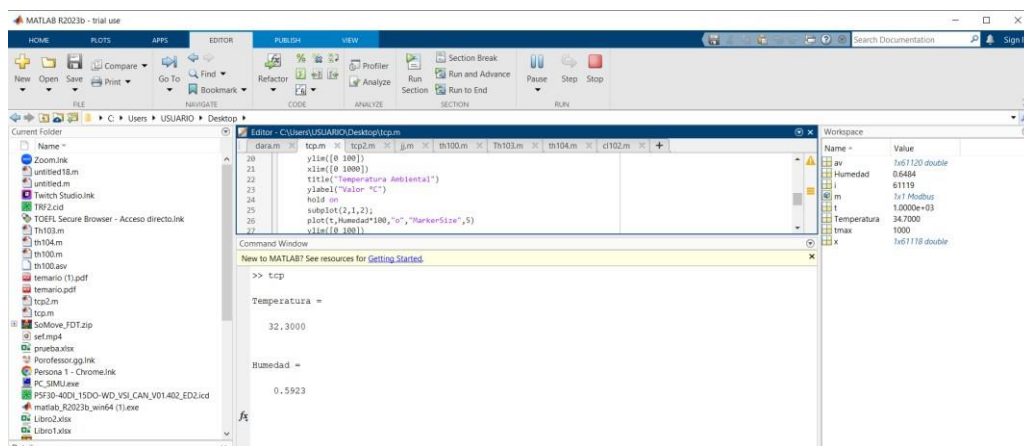


Figura 100: 1era medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

2da medición

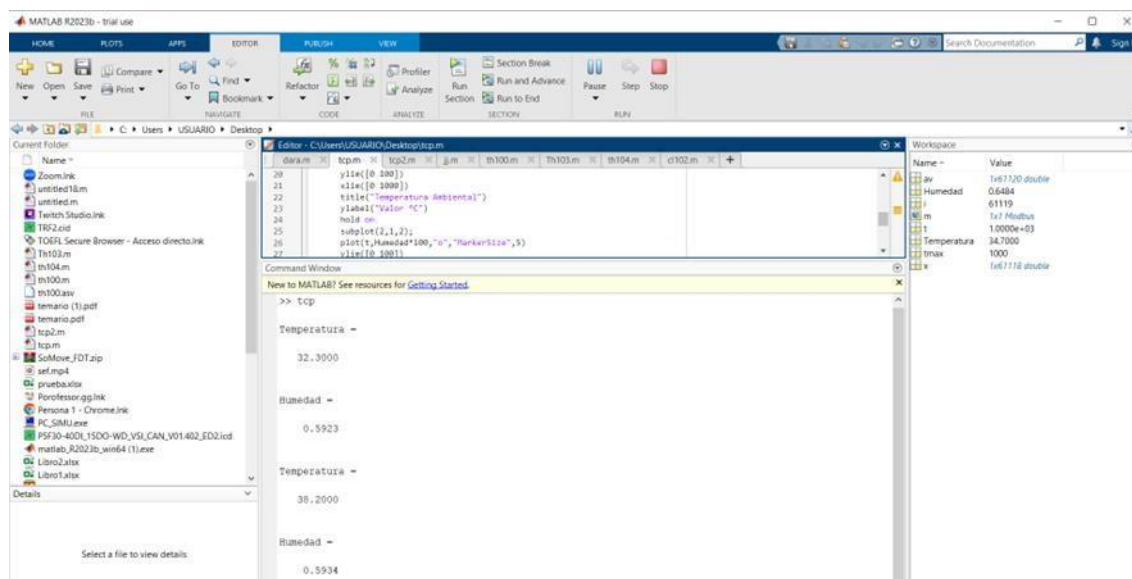


Figura 101: 2da medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

3era medición

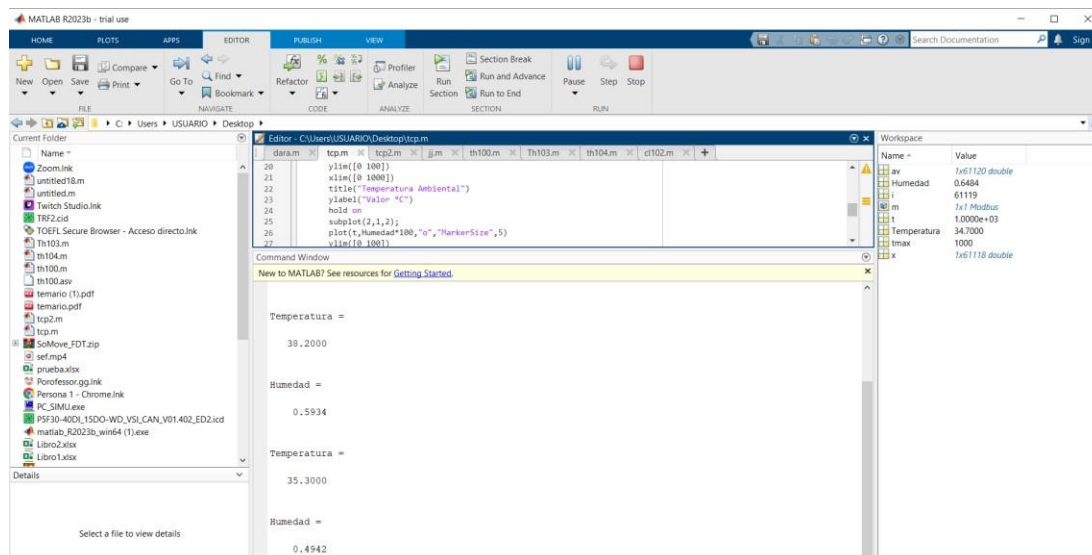


Figura 102: 3era medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

4ta medición

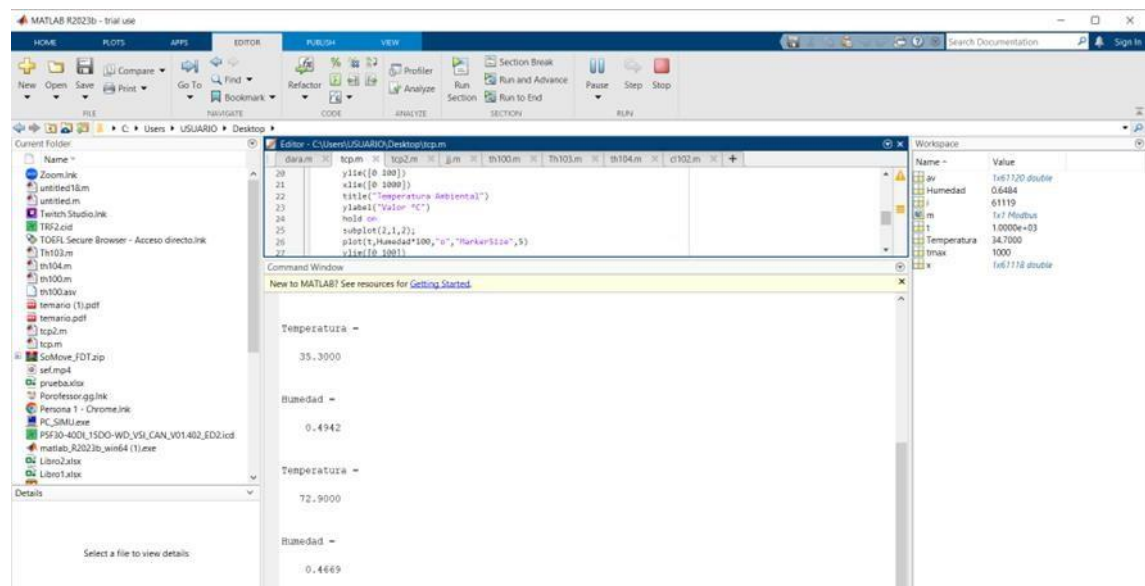


Figura 103: 4ta medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

5ta medición

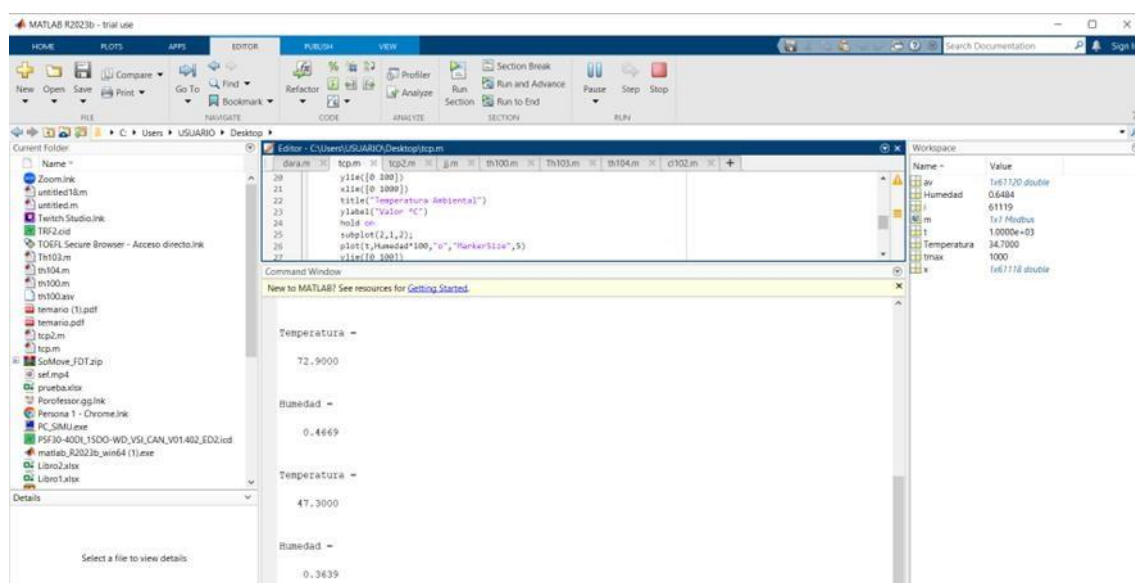


Figura 104: 5ta medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

6ta medición

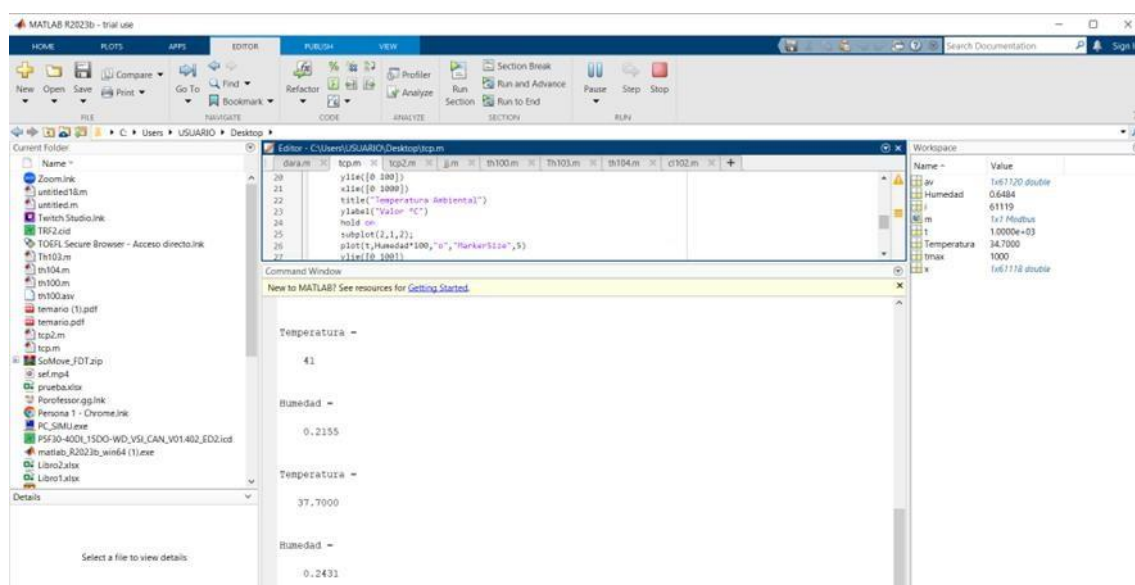


Figura 105: 6ta medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

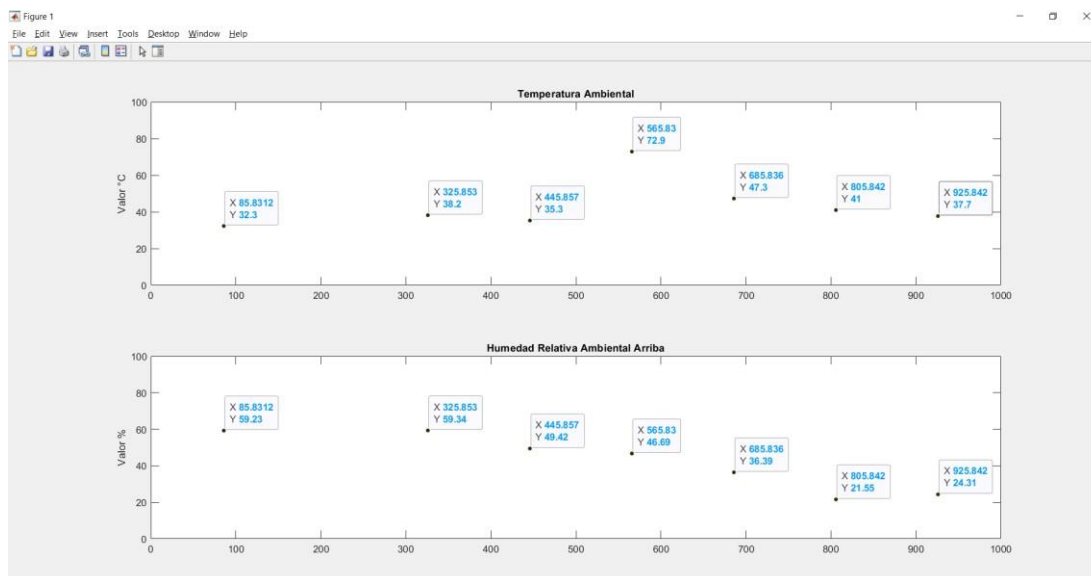


Figura 106: Gráfica de medición de temperatura y humedad en falla

Fuente. Elaboración propia

El resumen de la medición se detalla a continuación

Cuadro 37: Medición de temperatura y humedad sensor CL110 en falla

MEDICIONES TEMPERATURA Y HUMEDAD SENSOR CL110 EN FALLA			
MEDICION	TEMPERATURA SENSOR	HUMEDAD SENSOR	TEMPERATURA CT
1	32.3 °C	59.23%	
2	38.2 °C	59.34%	
3	35.3 °C	49.20%	
4	72.9 °C	46.69%	73.4 °C
5	47.3 °C	36.39%	
6	41 °C	21.55%	
7	37.7 °C	24.31%	

Fuente. Elaboración propia

Como se puede apreciar la temperatura interna del transformador ha ido en aumento hasta un pico de 72.9°C. Este es un valor que podría ocasionar daños severos al transformador puesto que está muy por encima de lo que indica la norma.

Asimismo, la humedad ha ido disminuyendo puesto que se está empleando una pistola caliente que elimina los rastros de humedad y contenido de agua del ambiente.

5.2 Acciones de Contingencia

Los resultados de las pruebas realizadas en base al diseño tres propuesto nos muestra que los sensores presentan un adecuado monitoreo de la temperatura y humedad.

Sin embargo, las acciones que se deben tomar en caso se presenten valores distintos en un perfil de carga conocido para el transformador es importante. El diagnóstico a partir de los valores medidos por el método de mantenimiento predictivo implementado debe ser realizado mediante las técnicas de diagnóstico o pruebas de mantenimiento preventivo.

Para el caso del falso contacto provocado, se presentó un aumento de temperatura en el punto de conexión, lo que podría originar daños severos a futuro. Si nos centramos en este tipo de fallas las acciones a tomar pueden ser las siguientes.

1. Localizar exactamente el punto con sobrecalentamiento, se puede hacer uso de cámaras termográficas si es que la aplicación lo permite.
2. Activar la ventilación forzada si es que cuenta con ello y seguir monitoreando los valores de temperatura. En caso no se cuente con ventilación forzada se sugiere realizar una inspección visual si es que no hay alguna anomalía o situación adversa en el transformador.
3. Si se logra despejar el problema, seguir manteniendo un control y monitoreo hasta asegurarnos que no se vuelva a presentar ningún aumento de la temperatura.
4. En caso la falla persiste, se sugiere desconectar al transformador y realizar las pruebas de mantenimiento preventivo como las pruebas de resistencias de devanados, resistencia de aislamiento o con cámara termográfica.

Si es un efecto ambiental, debido a un aumento de la temperatura o humedad en el interior del transformador se pueden tomar las siguientes acciones.

1. Usar algún método alternativo como termómetros ambientales para aplicaciones en la industria, si es que se encuentran otros sensores de temperatura en el interior del transformador, verificar si es que sus valores de medición presentan alguna anomalía.

2. Activar la ventilación forzada en caso hubiese, caso contrario verificar si es que existen agentes externos ocasionando la variación en la temperatura y humedad.
3. En caso se logre despejar el problema, se recomienda mantener el monitoreo de una manera más crítica para evitar inconvenientes; caso contrario se recomienda desconectar el transformador y realizar un diagnóstico más a detalle

Se debe tener en cuenta que un aumento repentino de temperatura para un perfil de carga conocido puede desencadenar en fallas críticas como cortocircuitos o incendios, por lo que se recomienda que todas las acciones a realizar sean de manera óptima en el menor tiempo posible.

Es importante que se cuente con distintos protocolos de acción para cada anomalía que se pueda encontrar en el transformador. El mantenimiento predictivo mediante el uso de estos sensores ayuda a tener un mejor monitoreo de los transformadores.

6. CAPITULO VI: CONCLUSIONES

Las fallas en los transformadores son causadas generalmente por sobrecalentamientos, excesos de humedad, la presencia de oxígeno y condiciones ambientales, las cuales son productos de la propia operación normal del transformador y que van degradando los niveles de aislamiento a lo largo del tiempo.

El mantenimiento de transformadores es una actividad importante para tener un monitoreo de estas variables y extender la vida útil del equipo; las pruebas de mantenimiento preventivo requieren de ciertas condiciones y se realizan cuando el equipo se encuentra sin energía y no en condiciones normales de funcionamiento. Algunas fallas se pueden presentar exactamente cuando el transformador se encuentra a los niveles de voltaje y corriente de operación.

El mantenimiento predictivo permite un monitoreo en tiempo real y permanente de estas variables, de esta manera se puede tener un mejor diagnóstico, tomar mejores decisiones, programar las actividades de mantenimiento preventivo de manera óptima o mantenimiento proactivo para diagnóstico y reducir el riesgo humano y material.

La implementación de este mantenimiento predictivo se realizó por medio de sensores convencionales e inalámbricos y una arquitectura de comunicación siguiendo el estándar ISA - 95. Mediante el uso de redes industriales se diseñaron estas arquitecturas según sea la aplicación: Transformadores de potencia, Transformadores de distribución tipo biposte y Transformadores tipo seco de uso industrial.

Estos diseños utilizan equipos modernos que reducen su complejidad y evita una recarga de cableado y equipos adicionales. Gracias al dispositivo Panel Server se puede simplificar la arquitectura de comunicación ya que tiene características de recepción de señales inalámbricas, pasarela Modbus Serial a Modbus TCP/IP, conexión a la nube, ahorro de energía, entre otros.

Se realizó la implementación en un transformador de tipo seco industrial y mediante código MATLAB se pudo ver los valores medidos de temperatura por los sensores inalámbricos. Se pudo corroborar estos valores mediante una cámara termográfica y se concluye que son confiables y seguros para monitoreo. Se simulaban fallas y se

pudo ver en las gráficas de MATLAB los valores anormales de temperatura que se presentaban para el mismo perfil de carga.

Se puede concluir que con un nivel de corriente de 9 A, los sensores inalámbricos TH110 pueden operar y medir los valores de temperatura. La calidad de la señal inalámbrica a una distancia de 3.67 m con obstáculos muestra un nivel calidad de la señal aceptable; sin embargo, a una distancia de 8.31 m sin obstáculos se muestra a todos los sensores con un nivel de calidad de señal excelente. Se recomienda cumplir con el manual y establecer un nivel de corriente mayor a 10 A para los sensores TH110, además de evitar la mayor cantidad de obstáculos manteniendo la distancia entre los sensores y panel server lo más pequeña posible, preferible entre 3 y 5 m

Se pudo corroborar que los sensores inalámbricos pueden tener lecturas sin mucha variación, lo que indica que son sensibles a las pequeñas variaciones en sus mediciones, con tiempos de medición cada 120 segundos aproximadamente, por lo que son factibles para usar como método de mantenimiento predictivo.

Se concluye finalmente que estos diseños de monitoreo en tiempo real nos brindan una imagen más confiable del estado del transformador y permite la aplicación de conectividad a la nube y de inteligencia artificial, como machine learning y redes neuronales, para el diagnóstico de fallas en transformadores. Esto permite y abre

puertas a la aplicación de automatización y digitalización para el mantenimiento de equipos.

7. CAPITULO VII: RECOMENDACIONES

Se recomienda elaborar gráficas de los valores medidos por los sensores dependiendo del tipo de perfil de carga, para posteriormente elaborar planes y acciones de contingencia si es que se presenta alguna lectura anormal. Este procesamiento se puede realizar para estudios futuros mediante la aplicación de redes neuronales.

Se recomienda además realizar estudios en campo sobre el transformador en específico a monitorear y realizar pruebas futuras de los diseños para transformadores de potencia y transformadores de distribución tipo biposte descritos en esta tesis.

También se recomienda realizar un análisis de las principales fallas que ocurren en transformadores en Perú, y los métodos de mantenimiento usados; mediante un análisis estadístico.

8. CAPITULO VIII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Achacuanco Molina A (2014). *Diagnostico preventivo de transformadores de potencia por medio del análisis del aceite dieléctrico y técnicas complementarias basado en un programa elaborado en Visual Basic*. Universidad Nacional de San Agustín.
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UNSA_c704465ee2695a3a292f2445feae5647
- Anglhuber Martin (2017). *¿Por qué el agua mata el aislamiento de los transformadores de potencia?* Omicron
<https://www.omicronenergy.com/download/file/adf0d8b640505b92725e50fed3972be2/#:~:text=A%20temperaturas%20elevadas%2C%20las%20mol%C3%A9culas,mec%C3%A1nica%20del%20aislamiento%20del%20transformador.>
- Arteaga Ponce O. (2018). *Análisis de respuesta en frecuencia (FRA) para la identificación del estado de un transformador de potencia*. Universidad Nacional de Colombia.
<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/69831/14700160.2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Betancourt Mendoza C. & Galván Argote S. (2014). *Metodología del mantenimiento preventivo del cambiador de derivaciones bajo carga de transformadores trifásicos*. Instituto Politecnico Nacional.
<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15128/Metodologia%20de%20mantenimiento%20preventivo%20del%20cambiador%20de%20derivaciones%20bajo%20carga%20de%20transformadores%20trifasicos.pdf?sequence=1>
- Closa Gonzales P. (2014). *Las emisiones acústicas y su aplicación para mantenimiento preventivo*. Facultad Nautica de Barcelona.
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/23450/Las+emisiones+ac%C3%BAsticas.+Pau+Closa.pdf?sequence=1>

- Chavarrea Camargo R (2020). *Estimación de la vida útil remanente de los transformadores de potencia de la minera Carmen-Casapalca en base a la degradación del aislamiento del papel*. Universidad Nacional del centro del Peru.
<https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6336?show=full>
- Contreras Campos C. & Diaz Hernández M. (2021). *Análisis estadístico de fallas en transformadores de potencia en redes de distribución*. Universidad de El Salvador.
<https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/25629/1/TESIS.pdf>
- Crespo Sánchez G, Fernández Reina Y, Sust Cano N, Fundora Diaz R, Reyes Pérez A. (2016). *Diagnóstico de transformadores de potencia a partir de compuestos furanos*. Universidad de Cienfuegos
<https://www.redalyc.org/journal/4455/445546335010/html/>
- De la Torre Macias A. (2020). *Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención*. Universidad Politécnica Salesiana.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/20837/1/UPS-GT003353.pdf>
- Diaz Gómez A. & Cruz Castro J. (2019). *Propuesta de guía metodológica para la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en transformadores de potencia*. Universidad Nacional de Ingeniería.
<http://ribuni.uni.edu.ni/3004/1/94308.pdf>
- Gómez Luna E, Aponte G & Pleite J (2017). *Obtención de la respuesta en frecuencia en transformadores estando en servicio*. Revista Chilena de Ingeniería
https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052017000100059#:~:text=El%20an%C3%A1lisis%20de%20la%20respuesta,de%20otras%20t%C3%A9cnicas%20de%20diagn%C3%B3stico.
- Guzman Molina S. (2020). *Análisis Electromagnético de un Transformador Trifásico Mediante el Método de los Elementos Finitos*. Universidad de Sevilla
<https://idus.us.es/handle/11441/108960>
- Hernández Arévalo J. & Guidos Espinoza D. (2020), *Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención*. Universidad de El Salvador.
<https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/21289/1/An%C3%A1lisis%20de%20fallas%20en%20transformadores%20de%20potencia%20y%20su%20prevenci%C3%B3n.pdf>

- Herrera Portilla W, Aponte Mayor G, Carlos Burgos J & García B (2017). *Modern Diagnostic Methods in Power Transformers, Based on Dielectric Polarization*. Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications
<https://www.itegam-jetia.org/artigos/2017/12/10.pdf>
- IEC 60076-1, (2011). *Los transformadores de potencia – Parte 1: General*. IEC.
https://www.academia.edu/33097885/Los_transformadores_de_potencia_Parte_1_General
- IEC 60076-11, (2004). *Transformadores de tipo seco*. IEC
- IEC 60076-12, (2008). *Power transformers –Part 12: Loading guide for dry-type power transformers*. IEC
- IEC 60076-7 (2018). *Power Transformers. Loading Guide For Mineral Oil-Immersed Power Transformers*. IEC
- IEC 60422, (2013). *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. IEC
- IEC 60599, (2022). *Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*. IEC
- IEEE C57.104, (2008). *Guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores inmersos en aceite*. IEEE
- IEEE c57.106, (2022). *IEEE guide for acceptance and maintenance of insulating oil equipment*. IEEE
- IEEE Std C57.12.00, (2015). *IEEE Standard for General Requirements for Liquid -Immersed Distribution, Power aRegulating Transformers*. IEEE.
https://www.academia.edu/37332184/C57_12_00_
- Jiménez Araya G. & Gómez Ramírez G. (2016). *Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas*. Tecnología en Marcha
https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0379-39822016000300099&lng=en&nrm=iso&tlng=es

- Juris Zapata J. (2020). *Evaluación de Fallas de Aislamiento en Transformadores de Potencia utilizando Análisis de Cromatografía por Gases Disueltos (DGA)*. Escuela Colombiana de Ingeniería
<https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/1270>
- Kane & Golubev (2010). *On- Bushing Monitoring Methods and Case Studies*. Dynamic Ratings
<https://www.dynamicratings.com/solutions/bushing-monitoring/>
- Landy Viscaino W. (2015). *Desarrollo de un modelo de sistema de control y monitoreo de parámetros operacionales de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana de fallas*. Universidad Politécnica Salesiana.
<https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/8861>
- Lopez Prado L, & Salinas Rodriguez A. (2013). *Mantenimiento preventivo y predictivo a transformadores sumergidos en aceite para la industria de media tension*. Instituto Politecnico Nacional.
<https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/12359>
- Lopez Cardona J. (2022). *Desarrollo de Plataforma de Monitoreo para activos críticos del Sector Eléctrico en Transformadores*. Universidad de Antioquia.
https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/33229/1/LopezJuan_2022_MonitoreoElectricoTransformadores.pdf
- Luopajarvi J. (2010). *Condition monitoring of power transformer as part of power plant maintenance process*. University of Vaasa
<https://osuva.uwasa.fi/bitstream/handle/10024/2886/osuva>
- Mamani Lipa R. (2023). *Diagnóstico mediante imagen termográfica para la optimización del mantenimiento predictivo de transformadores eléctricos utilizando la norma ISO 18434-1*. Universidad San Agustín
<https://repositorio.unsa.edu.pe/items/331b365f-bfe7-454a-9829-ddf047daef23>
- Martínez Daniel, Céspedes Alexander, García Diego (2019). *Evaluación de Modelos Térmicos usados para Estimar la Temperatura del Punto Caliente en Transformadores de Distribución*. Universidad del Valle.
https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642019000300295

- Monsalve Posada J, Arias Londoño A (2013). *Redes inalámbricas para el control de procesos industriales en tiempo real*. Revista Politécnica
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=607866459008>
- OMICRON (2022). *Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia*. Omicron Energy.
<https://www.omicronenergy.com/es/aplicacion/pruebas-fuera-de-linea/transformador-de-potencia/#:~:text=Las%20pruebas%20de%20diagn%C3%B3stico%20y,esperanza%20de%20vida%20del%20transformador.>
- Plath Cornelius & Putter Markus (2017). *Análisis dinámico y pruebas en cambiador de tomas bajo carga con medición de la resistencia dinámica*. Omicron
<https://www.omicronenergy.com/download/file/04bc08817dfc3c3da68a0699ccf64cf5/>
- Pullupaxi Masabanda F, Tapia Calvopiña L. (2012). *Análisis del Monitoreo en Tiempo Real del Aislamiento Interno y Externo de Transformadores de Potencia e Intercambiadores de Tomas*. Escuela Politécnica Nacional.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4873/1/An%C3%A1lisis%20del%20Monitoreo%20en%20Tiempo%20Real.pdf>
- Salamanca S, Céspedes A, Aponte A. (2021). *Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos*. Tecnología en Marcha.
https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/download/6019/5764/19298
- Tarham M, De la Cruz F, Díaz – Granados M. (2015). *Implementación de tecnología Zigbee en una red modbus para aplicaciones inalámbricas de automatización industrial*. Revista Politécnica
<https://www.redalyc.org/pdf/6887/688773651013.pdf>
- Zorrilla Henao J, Céspedes Fernández A. & García Gómez D. (2019). *Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica*. Revista Chilena de Ingeniería.
https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052020000200184