



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela Estudios de Postgrados  
Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

**ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA  
UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

**Haroldo René Dardón Yón**  
Asesorado por Ing. Javier Quan Hidalgo

Guatemala, septiembre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA  
UTILIZANDO TECNOLOGIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**HAROLDO RENÉ DARDÓN YÓN**  
ASESORADO POR ING. JAVIER QUAN HIDALGO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**MAESTRO EN ARTES DE INGENIERIA EN MANTENIMIENTO**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Mtro. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Dario Alvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez
EXAMINADOR	Dra. Alba Maritza Guerrero Spínola
SECRETARIA	Mtra. Inga. Lesbia Magalí Herrera López

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA,  
UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

Tema que me fuera aprobado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 31 de mayo de 2016.

**Haroldo René Dardón Yón**

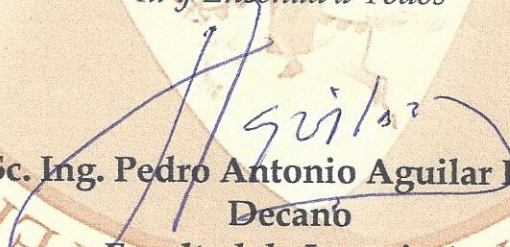


Ref.APT-2018-029

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento titulado: **"ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO"** presentado por el Ingeniero Mecánico **Haroldo René Dardón Yón**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, septiembre de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.



Ref.APT-2018-029

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO" presentado por el Ingeniero Mecánico Haroldo René Dardón Yón, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí  
Director

Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, septiembre de 2018.

Cc archivo/LZ.LA.

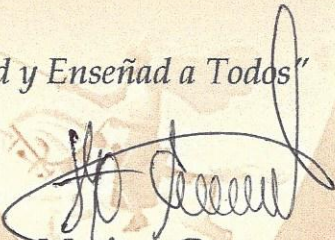


Ref.APT-2018-029

Como Coordinadora de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO" presentado por el Ingeniero Mecánico Haroldo René Dardón Yón.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

  
Doctora Alba Maritza Guerrero Spínola  
Coordinador(a) de Maestría  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, septiembre de 2018.

Cc archivo/LZ.LA.



Ref.APT-2018-029

En mi calidad como Asesor del Ingeniero Mecánico **Haroldo René Dardón Yón** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO" quien se encuentra en el programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*



**Maestro. Ing. Javier Quan Hidalgo**  
Asesor(a)

**Maestro en Artes en Ingeniería de Mantenimiento**

**Ing. Javier Quan**  
**Colegiado No. 10939**

Guatemala, septiembre de 2018.

Cc archivo/L.Z.L.A.



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Por ser mi refugio y fortaleza siempre
<b>Mis padres</b>	Pablo Dardón y Rosario Yon de Dardón (Q.E.D) por enseñarme a luchar ante toda adversidad y mostrarme que debemos ser de bendición para otros
<b>Mi abuela</b>	Jesús Clavería, por representar dignidad aún en las limitaciones.
<b>Mi tía abuela</b>	María Antonieta Durán, por ser un faro guía siempre.
<b>Mis hermanos</b>	Iliana y Stanley Dardón por ser como son.
<b>Mi amiga</b>	Mercedes Sáenz por ser mi complemento y darme el impulso para seguir adelante .
<b>Mis compañeros de trabajo</b>	Raúl Galindo, Andrés García, Hugo Ortiz, Ranfi Alvarado y Manuel Estrada por su invaluable apoyo

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios, brindándome la oportunidad de lograr la especialización en Ingeniería.

**Facultad de Ingeniería**

Por ser mi casa de estudios.

**Mi asesor**

Ing. Javier Quan, por la asesoría y el apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo.

**Fraternidad cristiana**

Por enseñarme a buscar a Dios en todo lo que hacemos.

**Iniciativa privada**

Por las múltiples empresas que confiaron en el profesionalismo para desarrollo de sus actividades.

**Seguro G&T**

Por ser la empresa que me permitió crecer.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO .....	IX
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DEFINICIÓN DE PREGUNTAS ORIENTADORAS.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO .....	XIX
INTRODUCCIÓN .....	XXI
1. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	1
1.1. Definiciones generales y componentes de transformadores de potencia .....	1
1.1.1. Los transformadores de potencia .....	3
1.1.2. Transformadores con gas inerte .....	3
1.1.3. La cuba de un transformador .....	3
1.1.4. Núcleo de un transformador .....	4
1.1.5. Embobinado de un transformador .....	4
1.1.6. Aislamiento celulósico .....	4
1.1.7. Radiadores de transformadores .....	5
1.1.8. Aceite dieléctrico.....	5
1.2. Análisis de fallas .....	5
1.3. Fallas en transformadores .....	11
1.4. Análisis de riesgos.....	19
1.5. Termografía .....	21
1.6. Ultrasonido .....	21

1.7.	Mantenimientos predictivos enfocados a monitoreo de condición .....	23
1.8.	Estudio termográfico .....	24
1.9.	Estudio ultrasónico .....	26
1.10.	Análisis VOSO .....	28
1.11.	Normas y procedimientos internacionales.....	28
1.12.	Tecnologías de mantenimiento predictivo integradas o complementadas.....	29
1.13.	Valor actual neto .....	29
1.14.	Tasa interna de retorno .....	30
2.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	31
2.1.	Aplicación de análisis VOSO.....	31
2.2.	Aplicación de termografía.....	39
2.3.	Pruebas con tecnología ultrasónica .....	47
3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS POR TECNOLOGÍA APLICADA.....	49
3.1.	Análisis de resultados por VOSO .....	49
3.2.	Análisis de resultados del estudio termográfico, si aplicare .....	52
3.3.	Análisis de resultados del estudio ultrasónico, si aplicare.....	54
3.4.	Análisis de resultados de estudios de estudio ultrasónico .....	54
4.	ANÁLISIS DE RIESGO .....	55
4.1.	Análisis de riesgo por anomalías VOSO .....	55
4.2.	Análisis de riesgo por anomalías del estudio termográfico .....	56
4.3.	Análisis de riesgo por anomalías detectadas en estudio ultrasónico.....	57



5.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	59
5.1.	Análisis de costos de invertir en tecnología como recurso propio.....	59
5.2.	Integración de resultados técnicos, seguridad industrial y riesgos.....	63
	CONCLUSIONES .....	65
	RECOMENDACIONES.....	67
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69





## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Componentes de un transformador trifásico.....	2
2.	Curva P-F de resistencia a la falla de los equipos.....	6
3.	Curva de patrón de falla o de la bañera (tiempo total del equipo) .....	8
4.	Curva de patrón de falla o de la bañera enfocado a la mortalidad infantil.....	8
5.	Variantes de curvas de patrón de falla y probabilidad de ocurrencia .....	9
6.	Expectativa de vida del papel aislante en transformadores.....	14
7.	Curva de distribución de temperaturas en un transformador de potencia.....	16
8.	Curva Costos-Disponibilidad-Nivel de Mantenimiento.....	17
9.	Gráfico de descargas parciales dentro de una onda fundamental .....	22
10.	Espectro de descargas parciales dentro de un espectro de series de tiempo.....	23
11.	Cámara termográfica.....	25
12.	Equipo ultrasónico.....	27
13.	Muestra 1 análisis VOSO .....	31
14.	Muestra 2 análisis VOSO .....	33
15.	Análisis VOSO muestras 3, 4, 5, 6 y 7 .....	35
16.	Muestras 8, 9 y 10.....	37
17.	Muestra 11. Análisis VOSO.....	38
18.	Muestra 1 .....	39
19.	19 muestra 2 .....	41
20.	Muestra 3, 4, 5, 6 y 7.....	42

21.	Muestras 7, 8 y 9.....	44
22.	Muestra 11 .....	46
23.	Resultados por análisis VOSO.....	51
24.	Gráfico de análisis para termografía .....	53
25.	Seguridad industrial .....	58

## TABLAS

I.	Objetivos de monitoreo de condición aplicado a transformadores de potencia .....	6
II.	Técnicas de monitoreo de condición aplicada a transformadores de potencia .....	7
III.	Expectativa de vida útil de los transformadores y esperanza de vida de acuerdo al manejo de temperatura .....	15
IV.	Expectativa de vida del transformador de acuerdo a ecuación Arrbenius .....	15
V.	Fallas asociadas a cada síntoma y tabulación de datos de la muestra.....	18
VI.	Resultados de aplicación ultrasónica.....	47
VII.	Conteo de hallazgos análisis VOSO .....	49
VIII.	Análisis de resultados de análisis VOSO .....	50
IX.	Conteo de hallazgos por estudio termográfico.....	52
X.	Análisis de resultados de estudio termográfico.....	52
XI.	Conteo de hallazgos por estudio ultrasónico .....	54
XII.	Anomalías que presentan riesgo detectadas en análisis VOSO.....	55
XIII.	Anomalías que presentan riesgo detectadas por estudio termográfico.....	56
XIV.	Análisis de riesgos por análisis ultrasónico.....	57
XV.	Conclusiones sobre seguridad para la operación y mantenimiento .....	57

XVI.	Costos de adquisición de tecnología infrarroja equipo básico.....	59
XVII.	Costos de adquisición de tecnología infrarroja equipo medio .....	60
XVIII.	Análisis de costos adquisición de tecnología infrarroja equipo básico.....	60
XIX.	Análisis de adquisición de equipo termográfico .....	61
XX.	Costos de adquisición de equipo ultrasónico capacidad media .....	62
XXI.	Análisis de costos de adquisición de equipo ultrasónico capacidad media .....	62
XXII.	Tabla resumen de hallazgos por aplicación de tecnologías .....	63
XXIII.	Tabla resumen de exposición a riesgos en el muestreo .....	63
XXIV.	Tabla con criterio económico para la inversión en tecnología.....	64





## GLOSARIO

<b>ADIR</b>	Administración integral de riesgos: Conjunto de acciones relacionadas con prevención y mitigación de riesgos, en la cual se pretende reducir la vulnerabilidad de un suceso o mitigar los daños, a partir de la eliminación de la amenaza, fortalecer las capacidades. Condiciones de mantenimiento no adecuado se convierten en amenaza para incendios, explosiones, daño consecuencial, interrupción de negocios, entre otros.
<b>Admón. de riesgos:</b>	Conjunto de acciones relacionadas con prevención y mitigación de riesgos, en la cual se pretende reducir la vulnerabilidad de un suceso o mitigar los daños, a partir de la eliminación de la amenaza, fortaleciendo las capacidades.
<b>Amenaza:</b>	Cualquier condición que representa riesgo para la seguridad, operación, mantenimiento y continuidad de procesos.
<b>Anomalía:</b>	Condición no adecuada del estado de los equipos que por debilidad en mantenimiento, representa riesgo de incidentes.

<b>ASTM</b>	<i>American Society for Testing Materials</i> dicta normas y procedimientos para lograr la excelencia a nivel mundial.
<b>Calibraciones:</b>	Procedimiento de verificación y ajustes de precisión en laboratorio especializado para los equipos de medición, para garantizar su confiabilidad.
<b>Calor radiante:</b>	Calor que un objeto transmite a la atmósfera que dependiendo de la emisividad y reflectividad puede ser medido con equipo termográfico.
<b>Capacidad:</b>	Con referencia a las anomalías o las condiciones inseguras, son los recursos que tiene la empresa para tomar el control pronto de los siniestros, para que no sean considerados pérdidas totales.
<b>Certificaciones:</b>	Documentos que hacen constar que la persona ha sido técnicamente capacitada, habiendo finalizado los cursos teórico-prácticos y aprobados los exámenes correspondientes con notas satisfactorias ante una institución reconocida
<b>Condición insegura:</b>	Cuando el equipo opera en condición de falla dentro de la curva P-F, se pierden las capacidades de operación de manera segura, incrementando la probabilidad de ocurrencia de un incidente.



- Cuerpo opaco:** Son pocos los materiales capaces de reflejar su temperatura exacta. En aplicaciones termográficas, la emisividad tiene un valor máximo de uno.
- Curva P-F:** Gráfica que muestra las áreas de control y falla en la vida útil de un equipo. Los mantenimientos predictivos bien aplicados mantienen condiciones ideales en operación y mantenimiento.
- HAZOP o AFO** (Análisis Funcional de Operatividad) es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa. Los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto de los parámetros normales de operación. La característica principal del método es que es realizado por un equipo pluridisciplinario de trabajo.
- Emisividad:** Capacidad del objeto de transmitir calor a la superficie, de tal manera que, lo que se mida en dicho punto con el equipo termográfico refleje exactamente la temperatura del mismo. Lo contrario es reflectividad.
- Interrupción negocios:** Cuando los equipos críticos para la operación de la empresa dejan de funcionar y no es posible mantener el ritmo de producción, que puede afectar la rentabilidad.

<b>OFAF</b>	<i>Oil Forced and Air Forced Similar</i> a ONAF, pero con circulación de aceite forzada, (utiliza bomba para recirculación del aceite dentro del transformador).
<b>ONAF</b>	<i>Oil Natural and Air Forced Similar</i> a ONAN, pero con ventilación forzada, (utiliza ventiladores entre radiadores)
<b>ONAN</b>	<i>Oil Natural and Air Natural</i> . Indicativo del tipo de enfriamiento de los transformadores de potencia sumergidos en dieléctrico líquido con circulación de aceite y ventilación natural.
<b>Pérdida total:</b>	Cuando las condiciones anómalas generan incidentes, se convierten en siniestros que dañan completamente la integridad de los equipos, y personal generan alta severidad de destrucción.
<b>Reflectividad:</b>	Característica de un material con baja emisividad, mientras mayor la reflectividad, menor será la precisión de las lecturas de temperatura. Para estudios termográficos, lo que se busca es alta emisividad.
<b>Siniestralidad:</b>	Suceso histórico que muestra la recurrencia de daños que generan pérdidas en un equipo o una empresa de cualquier giro de negocios.

<b>Termografía:</b>	Tecnología no intrusiva que trabaja en el espectro electromagnético dentro de la longitud de onda correspondiente al infrarrojo. Permite medir la radiación de un objeto que, mediante electrónica se convierte en imágenes térmicas, las cuales muestran valores de temperatura.
<b>Termograma</b>	Reproducción en imagen de los datos obtenidos por un técnico certificado en termografía.
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno, término económico para decidir si una inversión es justificable.
<b>Ultrasonido aéreo:</b>	Tecnología no intrusiva basada en el principio de heterodinación, permite interpretar distorsiones en equipos eléctricos que se manifiestan como sonidos de alta frecuencia, opera en frecuencias de 40 KHz. El oído humano no es capaz de escuchar más allá de 17 KHz.
<b>Ultrasonido estructural:</b>	Tecnología no intrusiva similar a ultrasonido aéreo, pero utiliza un módulo de contacto, para detectar anomalías en equipos que tienen variaciones en operación: Rodamientos en equipos rotativos y detección de presencia de descargas parciales en embobinados de transformadores.



- VAN** Valor Actual Neto es el valor el día de hoy de todos los ingresos y egresos esperados en un período futuro de tiempo finito.
- Ventana termográfica:** Elemento transparente para la longitud de onda correspondiente al infrarrojo y opaca para el visual. Para su instalación el elemento se empotra en las paredes del equipo que protegen el interior, donde se encuentran las conexiones.
- VOSO** Ver, oler, sentir, observar es una técnica de mantenimiento que aprovecha las capacidades humanas, para detectar anomalías se basa en el conocimiento de los equipos, entrenamiento y sentido común.
- Vulnerabilidad:** El daño al que se está expuesto cuando las condiciones de operación y mantenimiento se realizan, bajo esquema de anomalías e incidentes.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DEFINICIÓN DE PREGUNTAS ORIENTADORAS

Es común que al confiar en la nobleza de transformadores eléctricos de potencia, sumergidos en dieléctrico líquido, las frecuencias de monitoreo de condición son escasas o nulas, porque no consideran el alto costo de oportunidad de las consecuencias de una falla.

La primera opción viable de monitoreo es la aplicación secuencial de tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo: La primera es el análisis VOSO; segunda termografía, y tercera ultrasonido basado en heterodinación. Son complementarias y pueden ser aplicadas en diferentes frecuencias. La mayor fortaleza está en detectar síntomas en etapas incipientes y la ocurrencia de anomalías en cualquiera obliga a tomar acciones correctivas.

Pregunta central:

¿Es justificable confiar en la suerte como opción al monitoreo de condición, asumiendo el elevado costo económico de aplicar tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo para monitoreo de condición y no para búsqueda de fallas?

Preguntas de investigación:

- ¿Es posible encontrar anomalías en un muestreo aleatorio de transformadores, las cuales al no ser atendidas, podrían convertirse en fallas críticas?

- ¿El no poseer equipos para termografía y ultrasonido sería el principal impedimento para no aplicar análisis VOSO como herramienta de mantenimiento predictivo no intrusivo?
- ¿La presencia de anomalías podría ser factor de exposición a incidentes de cualquier tipo?

## **OBJETIVOS**

### **General:**

Aplicar tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo en el orden siguiente: VOSO y/o termografía y/o ultrasonido que permitan identificar síntomas fallas incipientes en transformadores de potencia, bajo la siguiente premisa: Si se encuentran fallas por la primera ya no se procede con las siguientes.

### **Específicos:**

Aplicar en universo de once transformadores, tres técnicas de mantenimiento predictivo no intrusivo, para medir parámetros específicos en transformadores de potencia: Temperatura, convección, ruido, olores, entre otros.

Demostrar que el análisis VOSO puede ser una herramienta importante al integrar mantenimientos predictivos no intrusivos, este puede ser aplicado en cualquier momento sin requerir equipos de termografía ni ultrasonido.

Evaluar presencia de anomalías para determinar la vulnerabilidad ante riesgos como: Incendio, explosión, interrupción de negocios, daño consecuencial, daños al personal, entre otros.





## RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La vida útil de los transformadores eléctricos de potencia sumergidos en dieléctrico líquido depende fundamentalmente de la correcta instalación, adecuada selección, criterios adecuados de operación y mantenimiento. Toda herramienta que ayude a predecir comportamiento de dichas unidades es válida, porque se complementa con otros tipos de servicios de mantenimiento.

La ausencia de mantenimiento, aduciendo limitaciones en recursos económicos, puede ser un factor determinante por no identificar oportunamente anomalías con riesgos de falla y sus consecuencias: interrupción de negocios, daños a la propiedad y riesgos para el personal. El costo de oportunidad podría ser elevado. Por lo anterior, es justificable realizar integración de tecnologías de mantenimiento predictivo, para monitoreo de condición y no la búsqueda de deterioro avanzado.

Al analizar muestras en diferentes empresas dentro de la república de Guatemala, fueron aplicadas tres tecnologías de mantenimiento predictivo en el orden siguiente: Análisis VOSO, termografía y ultrasonido bajo la siguiente premisa: "Si existen anomalías con la primera tecnología, no es necesario continuar con las siguientes" .

Los beneficios alcanzables del monitoreo oportuno y bien ejecutado son la reducción de riesgos de falla al mantener la expectativa de tiempo de vida útil de las unidades.

La metodología utilizada fue descriptiva, porque ha tenido una sola oportunidad para recolectar los datos en un período determinado, por lo que el diseño de la investigación es no experimental.

Este estudio es muy importante, porque muestra una serie de fallas en unidades nuevas y usadas dentro del universo aleatorio. El riesgo de no identificarlas habría generado siniestros con consecuencias negativas directas por daños a la propiedad, al personal e interrupción de negocios, entre otros. Por lo que ha probado ser muy efectivo desde su aplicación. Posterior a los estudios, se obtuvo alguna retroalimentación donde las medidas correctivas fueron tan radicales como reclamos por garantía o sustitución de las unidades.

Los beneficios alcanzables del monitoreo oportuno y bien ejecutado son la reducción de riesgos de falla al mantener la expectativa de tiempo de vida útil de las unidades. Los beneficios alcanzables del monitoreo oportuno y bien ejecutado son la reducción de riesgos de falla al mantener la expectativa de tiempo de vida útil de las unidades.

## INTRODUCCIÓN

Para cualquier empresa e institución, el fluido eléctrico es un servicio auxiliar esencial para realizar cualquier operación sea productiva o administrativa por citar algunas. La confianza del sistema para cumplir su función depende de la integridad de cada uno de los equipos que lo componen, desde la alimentación hasta el centro de carga, las fallas tienen un alto riesgo de daño consecencial y alto costo de oportunidad. Debido a ello es impostergable la aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo.

La vida útil de los transformadores depende fundamentalmente de la correcta instalación, adecuada selección, condiciones controladas de operación y mantenimiento. Toda herramienta que ayude a mantener condiciones ideales es válida, porque complementa otro tipo de servicios.

El deterioro de un transformador está ligado a la temperatura de operación. Al ser excedido este parámetro más allá de su capacidad, reduce drásticamente la vida útil mostrando los siguientes síntomas: Convección deficiente, deterioro de papel aislante con generación de gases, pérdida de las propiedades del dieléctrico, presencia de descargas parciales. La consecuencia es el envejecimiento prematuro que incrementando la probabilidad, severidad de un siniestro.

El estudio es muy importante, porque ha encontrado diferentes tipos de anomalías que comprometen la integridad de los equipos, las cuales fueron detectadas oportunamente al aplicar las tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo.

La importancia de este estudio es original, porque al integrar tres tecnologías diferentes, detectó anomalías en las muestras seleccionadas, el mayor porcentaje de fallas críticas se manifestaron en la primera aplicación. Como consecuencia, algunas unidades fueron reparadas o reemplazadas o recibieron otro tipo de análisis, que no forma parte de esta investigación.

Las inversiones para aplicación de estos servicios comparan dos opciones: Primero adquisición de las tecnologías con equipos calibrados incluyendo certificación del personal, para garantizar la confiabilidad o la subcontratación de empresa especializada que cumpla con los criterios de la primera opción. Con esta información, se estiman frecuencias para encontrar valores actuales netos y tasas internas de retorno a un período de 10 años, a partir de la cual será necesario analizar el avance tecnológico al respecto.

Para la metodología implementada, el método estudio es de tipo descriptivo, porque únicamente se tuvo una sola oportunidad de recolectar los datos en cada una de las once muestras en un período de tiempo finito, por lo que el diseño de la investigación es no experimental.

En el capítulo uno, se hizo referencia a todo el marco conceptual, que da un amplio panorama de conceptos relacionados con los transformadores eléctricos de potencia: Componentes, análisis de fallas, monitoreo de condición por operación y mantenimiento. También se describen las curvas de patrones de falla, tipos de falla, expectativa de vida útil, curvas de distribución de temperatura, tecnologías de mantenimiento predictivo a aplicar análisis VOSO, termografía y ultrasonido donde aplique

El segundo capítulo menciona la selección aleatoria de las muestras sobre las que se realizaron las mediciones, técnica para realizar los trabajos,

identificar las variables a verificar. Se incluye la elección del orden de aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo VOSO, termografía y ultrasonido, donde aplique y sea posible.

Para el tercer capítulo, se la presenta elaboración de tablas con apreciaciones sobre las lecturas para generar comparativos de análisis de resultados por análisis VOSO, termográfico bajo el mismo criterio del capítulo dos.

En el cuarto capítulo, se realizan los análisis de riesgo por anomalías por la aplicación de tecnología VOSO, termografía y ultrasonido si aplica en cada caso.

El quinto capítulo muestra el análisis económico comparando costos de oportunidad, inversión con recursos propios, subcontratación de trabajos para establecer de acuerdo al factor de uso el valor actual neto y la tasa interna de retorno, para determinar si la inversión es rentable en un plazo de 10 años.





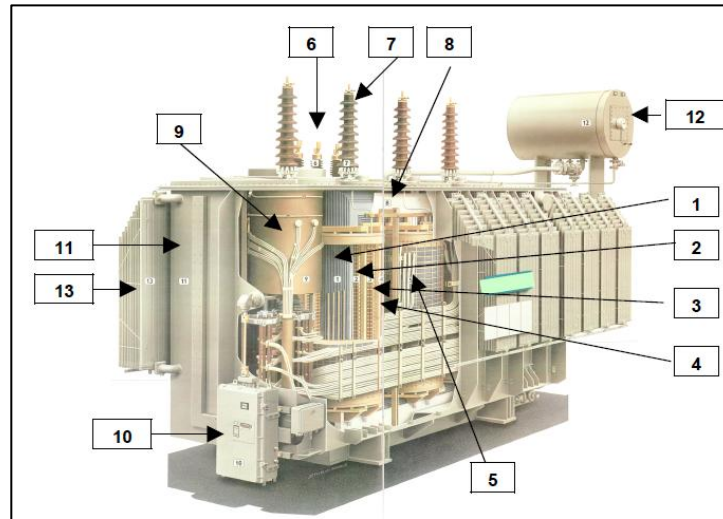
# 1. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

## 1.1. Definiciones generales y componentes de transformadores de potencia

Transformadores de potencia: Son máquinas que no tienen partes en movimiento, pero sí oscilando como consecuencia de la atracción-repulsión dada la alternancia de polaridad. En el marco teórico de su investigación, Martínez 2008, indica que: "los transformadores de potencia son dispositivos que cambian la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje, mediante la acción de un campo magnético. (...) se consideran como una máquina estática, por no tener partes móviles cuya construcción se basa en componentes metálicos o inorgánicos: tanque, radiadores de enfriamiento, núcleo magnético, bobinas, boquillas, herrajes y accesorios. También no metálicos u orgánicos: aceite dieléctrico, papel, cartón y madera." (P. 10) cada uno de los componentes tiene diferente tiempo de vida y nivel de criticidad.

A los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo de su uso en los sistemas de potencia. Un transformador conectado a la salida de un generador eléctrico utilizado para aumentar el voltaje a niveles de transmisión se denomina de elevación; el que se encuentra al final de una línea de transmisión que reduce los niveles de voltaje de transmisión a niveles de utilización de los usuarios se le llama transformador de distribución. Cualquiera de ellos puede cumplir con estar sumergido en dieléctrico líquido base mineral tipo ONAN, ONAF u OFAF, entre otros.

Figura 1. **Componentes de un transformador trifásico**



Fuente: Martínez, 2008, P. 58

Partes de un transformador de potencia de 40 Mva, relación de voltaje 138/13.8 Kv propiedad de SIEMENS:

1. Núcleo de tres columnas
2. Bobinas de baja tensión
3. Bobinas de alta tensión
4. Bobinas de regulación
5. Terminales de derivación
6. Aisladores de baja tensión
7. Aisladores de alta tensión
8. Vigas de prensado del núcleo
9. Conmutador de derivación con carga
10. Accionamiento motorizado
11. Cuba
12. Tanque de expansión
13. Radiadores

La figura 1 muestra las componentes principales de un transformador de potencia trifásico, existe una amplia gama de variantes, para propósitos prácticos solo de muestra un ejemplo.

### **1.1.1. Los transformadores de potencia**

Tipo sumergidos en dieléctrico líquido con tanque de compensación facilitan una mejor convección Martínez 2008, P.11, indica que: "utilizan un tanque llamado de compensación o conservación, su construcción deber ser soportado por la cuba del transformador y colocado en sentido transversal al mismo. Contará con dispositivos que automáticamente impidan su vaciado en caso de eventuales pérdidas bruscas de aceite por rotura de aisladores o de la cuba, cumpliendo su función. El nivel de aceite en el transformador debe ser controlado."

### **1.1.2. Transformadores con gas inerte**

Diseñados para mantener una atmósfera limpia y controlada entre el nivel de aceite y el área libre de la cuba, para evitar la contaminación. Martínez 2008, P. 12 indica que utilizan un tanque de gas inerte, el cual inyectado dentro transformador, forma un colchón a presión en la parte superior del mismo, cuya función es evitar el ingreso de humedad. El sistema requiere inspección regular VOSO. Si el contenido de gas inerte es bajo se corre el riesgo de contaminación por presencia de humedad.

### **1.1.3. La cuba de un transformador**

Es el elemento más sólido, porque soporta a todos los componentes. Martínez 2008, P12, la cuba de un transformador de potencia, es la caja de metal altamente resistente que protege en su interior las bobinas, núcleo, papel

aislante, madera y el aceite dieléctrico. Tiene la función de ser el soporte mecánico para instalar los elementos necesarios, para conectar los devanados primario y secundario con las líneas exteriores que los alimentan, a través de conectores llamados *bushings*, fabricados de porcelana.

#### **1.1.4. Núcleo de un transformador**

Subsistema más sensible por tener dentro de sus componentes los eslabones más débiles de la cadena. Martínez 2008, P. 12, los núcleos son producidos a partir de chapas de hierro silicio de grano orientado, con espesores entre 0,23 y 0,35 mm, presentando en todos los casos aislamiento eléctrico en ambas caras, a través de una delgada película de material inorgánico, la cual presenta alta resistencia mecánica.

#### **1.1.5. Embobinado de un transformador**

Arrollamientos de alambre conductor donde el la integridad del aislamiento es crítica. (Martínez 2008, P. 13) de acuerdo a los requerimientos de potencia y tensión del transformador. Los conductores de los arrollamientos podrán ser: tipo cilíndricos, tipo espiral, de disco continuo o de disco entrelazado. Son fabricados de cobre de máxima pureza en alta potencia.

#### **1.1.6. Aislamiento celulósico**

Elemento más débil del equipo Martínez 2008, P. 12, los compuestos de celulosa: papel kraft, papel crepé, cartón *pressboard* y madera. Se utilizan como aislamientos para conductores, bobinas y núcleo, en diversas cantidades y formas que integran la parte sólida del sistema de aislamiento. La función principal de los materiales celulósicos es proporcionar aislamiento eléctrico y



tiene la desventaja que por sus propiedades químicas, se degradan por efectos de temperatura y humedad.

### **1.1.7. Radiadores de transformadores**

Son elementos auxiliares externos que sirven para enfriar el dieléctrico líquido utilizado para extraer calor del embobinado Martínez 2008, P. 12, poseen características específicas, para garantizar una buena convección (flujo de aceite con circulación natural o forzado). Es importante que el diseño de instalaciones considere el sumidero de calor, para garantizar un gradiente térmico aceptable.

### **1.1.8. Aceite dieléctrico**

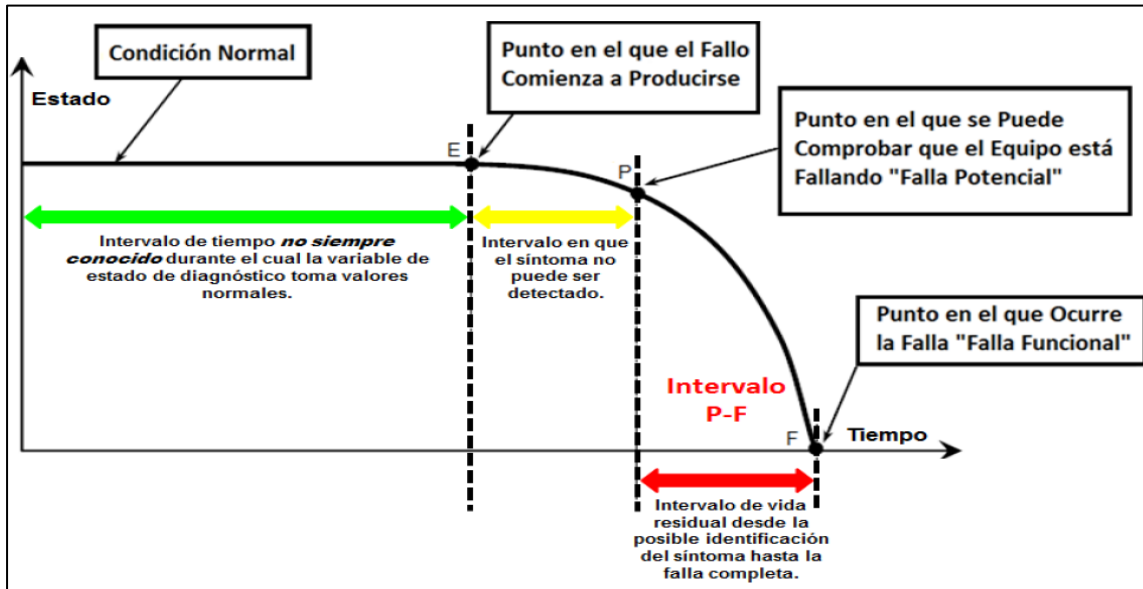
Un alto porcentaje de transformadores, están diseñados para trabajar sumergidos en fluidos refrigerantes De acuerdo con Rodriguez 2011: "Las propiedades que son fundamentales para la utilización de hidrocarburos como dieléctrico son: rigidez dieléctrica, estabilidad a la oxidación, transferencia de calor eficaz. (...) De acuerdo a su origen, los aceites pueden ser: minerales o derivados del petróleo, sintéticos (origen vegetal).

## **1.2. Análisis de fallas**

- Monitoreo de condición

Es la mejor herramienta para analizar las condiciones de operación y mantenimiento brinda confiabilidad García 2004, P. 18. El mantenimiento predictivo frecuente complementado con análisis de riesgos es una herramienta poderosa para garantizar la disponibilidad y eficiencia de los equipos.

Figura 2. Curva P-F de resistencia a la falla de los equipos



Fuente: Pérez *et al.* 2013, P. 3.

En la figura 2, al aplicar esta curva a transformadores se observa que el monitoreo de condición es en largo plazo aplica desde el origen hasta el valor E. Después el mantenimiento, se enfoca a búsqueda de fallas y actúa en el corto plazo.

Tabla I. **Objetivos de monitoreo de condición aplicado a transformadores de potencia**

Objetivos	
•	Disponibilidad y confiabilidad
•	Mayor seguridad
•	Mejor calidad de producto
•	Ambientalmente sustentable
•	Incrementar tiempo de vida de los equipos
•	Mejora en eficiencia
•	Monitoreo de condición contra búsqueda de fallas
•	Patrones de fallas/ Eliminación de fallas

Fuente: Pérez *et al.* 2006, P. 18.

De la tabla I, se observa que, la aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo mediante una metodología adecuada puede apoyar en el cumplimiento de los objetivos del mantenimiento de cuarta generación.

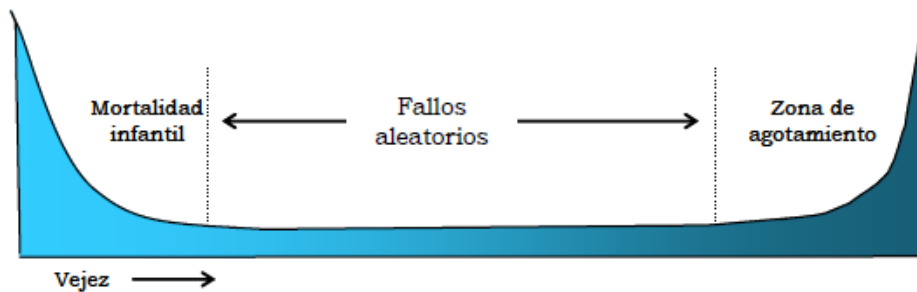
**Tabla II. Técnicas de monitoreo de condición aplicada a transformadores de potencia**

Técnicas	
•	Monitoreo de condición
•	Utilización de ordenadores compactos y veloces
•	Modos y causas de falla
•	Polivalencia y trabajo en equipo (Mantenimiento autónomo)
•	Estudio de fiabilidad y mantenibilidad durante el proyecto
•	Gestión de riesgo
•	Sistemas de mejora continua
•	Mantenimiento preventivo
•	Mantenimiento predictivo
•	Mantenimiento proactivo (eliminación de falla)
•	Grupos de mejora y seguimiento de acciones)

Fuente: Pérez *et al.* 2004, P. 18.

De la tabla II, se observa que algunas de las técnicas listadas se cumplen con el estudio: monitoreo de condición, gestión del riesgo, mantenimiento predictivo y mantenimiento proactivo.

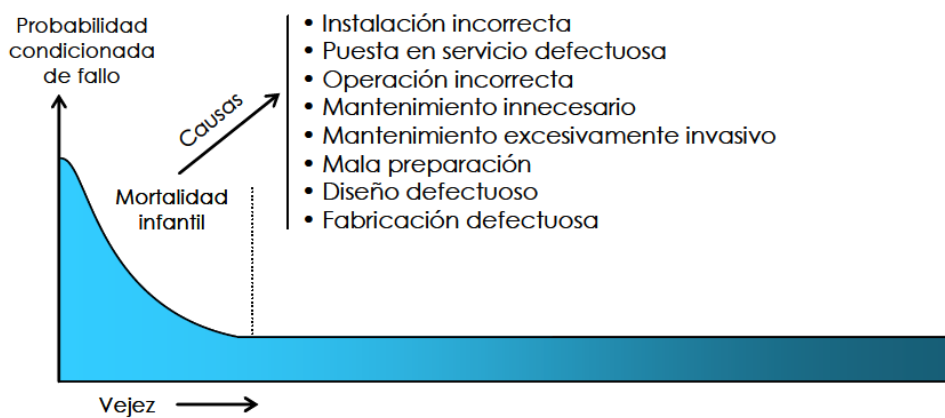
Figura 3. **Curva de patrón de falla o de la bañera (tiempo total del equipo)**



Fuente: Pérez *et al.* 2004, P. 101.

La figura 3 muestra las tres etapas de vida de un equipo sujeto a mantenimiento que grafica tiempo, en el eje horizontal contra probabilidad de falla en el eje vertical.

Figura 4. **Curva de patrón de falla o de la bañera enfocado a la mortalidad infantil**

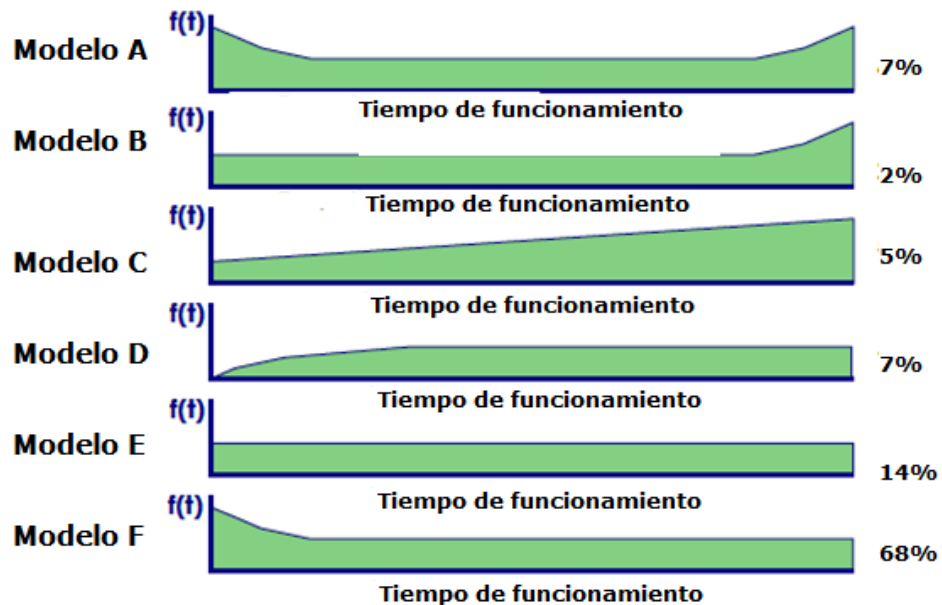


Fuente: Pérez *et al.* 2004, P. 108.

La figura 4 muestra las probables fuentes de falla para un equipo nuevo o recién reparado, que pueden influir positiva o negativamente en la vida productiva de la maquinaria.

Si bien la edad de los equipos es un factor importante en el largo plazo, condiciones de operación y mantenimiento adecuadas evitan la "muerte prematura", mediante el monitoreo de condición; no a la búsqueda de fallas y se basa en tendencias de comportamiento. García 2004, P. 18, significa que el monitoreo mide razones de cambio en el comportamiento los parámetros medidos.

Figura 5. **Variantes de curvas de patrón de falla y probabilidad de ocurrencia**



Fuente: Pérez *et al.* 2004, P. 100.

En la figura 5, las curvas muestran que un alto porcentaje de los equipos muestran fallos en la infancia: errores humanos, del sistema, de diseño y propios de los equipos, entre otros.

En su trabajo de investigación, García 2004, concluye que de acuerdo a la figura 5, para cada una que "A, B, C y D, la mortalidad aumenta con el tiempo. En E reemplazar un repuesto no representa ninguna mejora. F representa el mayor tiempo de vida útil con el mejor aprovechamiento. Cualquier intervención y existe una tendencia generalizada de mantenimiento al mínimo posible." (P.27)

La edad de los equipos es solo uno de los factores determinantes, variables no controladas al inicio. En su investigación, García 2004, afirma que: "Otra opción para reducción de mortalidad es eliminar las causas y no las consecuencias, es decir, control de anomalías y no de fallas, mediante el monitoreo de condición y no búsqueda de fallas." (P.27)

La aplicación de la tecnología predictiva puede ser una herramienta muy útil para identificar anomalías previo a que el equipo entre en operación formal, donde las consecuencias del daño pueden ser mayores.

La probabilidad y severidad de daños en los transformadores puede verse, desde diferentes puntos de vista. En su investigación, García 2004 indica que: "El enfoque de la cuarta generación de mantenimiento se centra en la eliminación de los fallos por encima de su prevención y predicción que le da una visión proactiva más que reactiva." (P.30). El monitoreo de condiciones de operación es más efectivo que enfocar el mantenimiento predictivo a la búsqueda de fallas.



Todas las actividades humanas están sujetas a amenazas con alguna probabilidad y severidad acorde a su nivel de exposición. García 2004, opina que: "El riesgo se asocia a algo negativo y si una empresa cubriera todos los aspectos para eliminarlo no tendría beneficios económicos. Lo más seguro de un riesgo es que es imposible eliminar. Es siempre un evento futuro. El riesgo no se puede medir directamente sino ser calculado." (P.39), no todas las amenazas pueden ser eliminadas, pero sí pueden ser manejadas y eso mitiga el efecto si el incidente ocurre.

Dependiendo de la amenaza a la que esté expuesto, así es la manera en que puede afectar. García 2004, asume que: "La probabilidad que una amenaza asociada a alguna actividad, condición interna o externa que para ser mitigado depende de las capacidades para responder que se posean. Algunos riesgos pueden ser: Estratégicos, competencia, financieros, operativos, legales, regulatorios, entre otros." (P. 41) el riesgo puede ser asumido, administrado o transferido a entes financieros como una aseguradora

### **1.3. Fallas en transformadores**

Las fallas internas pueden ocurrir por operación, mantenimiento, entorno, entre otros y afectar al elemento más débil. ABB, Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1 2007 indica que "Los tipos de fallas más comunes, permiten al técnico de mantenimiento detectar síntomas y decidir acciones adecuadas para evitarlos (...)." (P. 18) es importante establecer tendencias de comportamiento a partir de diferentes modos de carga considerando que las fallas son características de algunos eventos.

Las fallas pueden ser incipientes son anomalías que de no ser atendidas incrementan su potencial de daño, según ABB Asea Brown Boveri

1ZCL000002EG-ES V. 1 2007 "De no detectarse a tiempo, deteriora el aislamiento, contamina el aceite dieléctrico produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador (...)." (P. 18) las consecuencias por daño son irreversibles con probables daños consecuenciales e interrupción de negocios entre otros.

El aislamiento se deteriora por edad, exceso de carga o temperaturas de operación mayores a las de diseño. ABB, Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1 2007 "El aislamiento pierde sus características por exceso de humedad, sobrecalentamiento, exceso de voltaje entre otros. Estas fallas se demoran en poner fuera de servicio al transformador. Se manifiestan por incremento de temperatura y ruidos en alta frecuencia cuando son incipientes y en baja cuando están en etapa avanzada"

Por ser equipos eléctricos los transformadores de potencia están expuestos a sobrecargas que pueden afectar las condiciones ideales de operación y mantenimiento. ABB, Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1 2007 Indica que "En caso de la sobretensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto al esfuerzo fallará. La manifestación de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es muy corto, (...) " (P. 19) el efecto de las descargas podría ocasionar un envejecimiento prematuro

Existen indicios de la probabilidad de detección de fallas incipientes midiendo la temperatura para verificar convección. En su publicación Gallo 2010 "Fallas por arco interno se manifiestan con la presencia de gases como hidrógeno, acetileno, metano, etileno, dióxido de carbono y monóxido de carbono de los cuales el acetileno está asociada a los arcos eléctricos que si no

se atiende puede desarrollar fallas mayores" (P. 122) la fortaleza con la aplicación de las tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo es la tendencia, la cual busca medir razones de cambio en temperatura y sonido ultrasónico por encima de 40 Khz

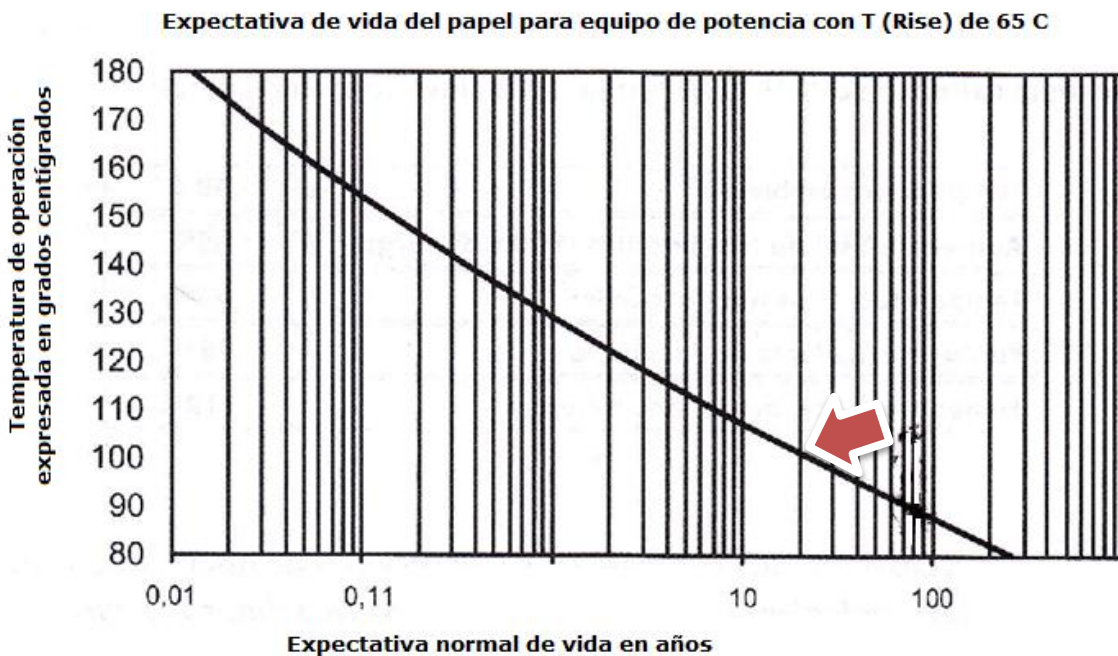
La degradación del aceite dieléctrico es un proceso natural que se puede monitorear mediante pruebas de laboratorio. ABB, Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1 2007 concluye que "Es producto de la reacción química que sufre el hidrocarburo ante la presencia de oxígeno, acelerada por la temperatura de los transformadores. (...), dando como resultado la formación de compuestos (...) formar lodos adsorbidos por el papel aislante, liberación de diversos gases combustibles y oxígeno que quedan disueltos en el aceite." (P. 8) los lodos acumulados podrían obstruir los ductos de los radiadores interrumpiendo la convección, incrementando la temperatura de operación lo cual facilita el deterioro general.

Cuando el diseño de las instalaciones no corresponde a normas o por ahorros mal interpretados, El usuario adquiere equipos no adecuados para la demanda de carga sin diseño de acuerdo a criterios técnicos en el montaje y servicios de mantenimientos nulos o escasos. Corre el riesgo de deterioro acelerado de la unidad.

El papel aislante es material de origen orgánico con límites críticos de resistencia a exposición al calor. En su publicación Gallo 2010, indica "La manifestación del efecto de los agentes adversos al papel aislante se dan por incremento de temperatura. La expectativa de vida promedio para un transformador estándar es de 20-30 años; sin embargo, si el mantenimiento es adecuado puede ser mayor" (P. 48). El diseño de instalaciones deberá ser el adecuado para garantizar el cumplimiento de criterios técnicos.

Cuando la operación y el mantenimiento se encargan de no exceder los valores críticos de temperatura, puede ser un factor determinante para impedir la presencia de anomalías que degeneren en fallas.

Figura 6. **Expectativa de vida del papel aislante en transformadores**



Fuente: Gallo 2010, ECM Impresores Ltda., P. 48.

La figura 6 muestra la drástica reducción del tiempo de vida de los transformadores a medida que se incrementa la temperatura, este ejemplo es para equipos con temperatura de placa de 65° C (flecha) la curva es base logarítmica con tiempo en años eje horizontal y temperatura en grados centígrados eje vertical. Si la temperatura excede los 100° C el tiempo de vida puede reducirse hasta los 10 años o menos

Tabla III. **Expectativa de vida útil de los transformadores y esperanza de vida de acuerdo al manejo de temperatura**

Temperaturas del punto Más caliente	Expectativa de vida útil		Porcentaje de vida ganada o perdida
	Valor	Días	
180	4		(99.9)
160	25		(99.1)
140	250		(90.8)
120		3	(58.6)
110		7.5	100
100		22	293
85		102	1360
75		152	2027

Fuente: Gallo 2010, ECM Impresores Ltda., pág. 48.

De la tabla III, se observa que manteniendo una temperatura adecuada se puede extender el tiempo de vida de un transformador. Si se incrementa más allá de valores razonables, la integridad se puede degradar hasta horas en lugar de años (ver flecha dentro de la tabla).

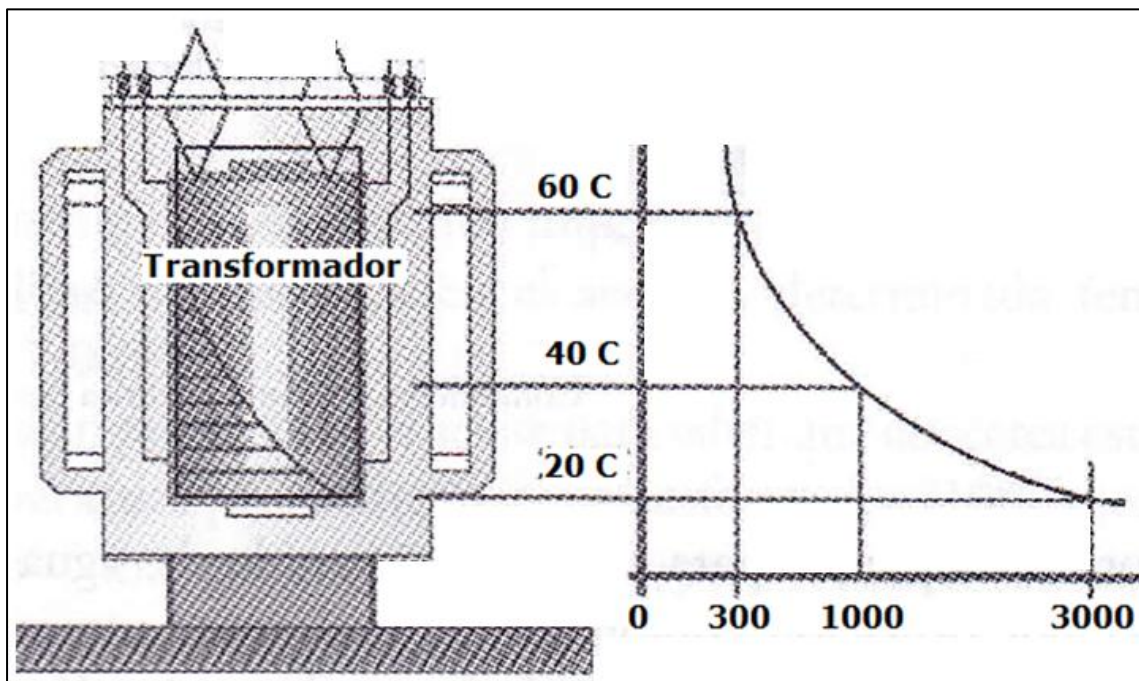
Tabla IV. **Expectativa de vida del transformador de acuerdo a ecuación Arrbenius**

Para transformadores de potencia		Para transformadores de distribución	
55° C Aumento De T (Rise)	65° C Aumento De T (Rise)	55° C Aumento De T (Rise)	65° C Aumento
A= 14,133	A= 13,391	A= 11,968	A= 11,269
B= 6.972,15	B= 6.972,15	B= 6.328,8	B= 6.328,8

Fuente: Gallo 2010, ECM Impresores Ltda., pág. 49.

De la tabla IV, una ecuación que permite calcular la expectativa de vida del transformador está dada por  $\text{Log } 10 \text{ vida (hrs)} = (B/T) - A$  de donde los valores de A y B se muestran en la tabla, está determinada por el desempeño mecánico del papel y B, por la composición química del mismo. El valor de temperatura en placa el transformador es solo una referencia. Las sobrecargas son válidas para períodos cortos.

Figura 7. **Curva de distribución de temperaturas en un transformador de potencia**

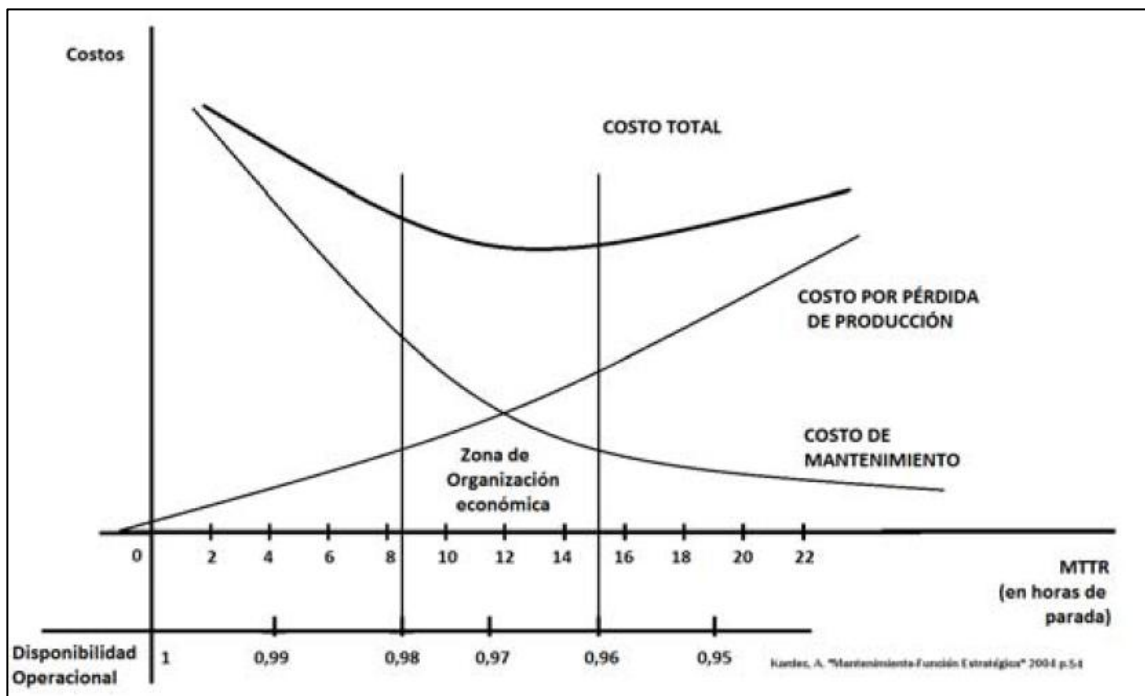


Fuente: Gallo 2010, ECM Impresores, Ltda., pág. 70.

La figura 7 muestra la afinidad del papel con humedad y la temperatura del aceite, la cual no es uniforme, verticalmente en las bobinas del transformador la temperatura más baja está en la parte inferior donde se encuentra la mayor cantidad de humedad, por lo que el aceite tiende a entregar agua al papel a

medida que la temperatura baja y si la misma se incrementa el papel transfiere agua hacia el aceite.

Figura 8. **Curva Costos-Disponibilidad-Nivel de Mantenimiento**



Fuente: Pérez *et al.* (Pág. 6).

La figura 8 muestra la relación de tres elementos: El desplazamiento hacia la derecha del punto de equilibrio “asumir mucho riesgo” y un desplazamiento hacia la izquierda implicaría “Desperdicio de recursos”. Las variables de estado de diagnóstico fundamentales: Temperatura, análisis fisicoquímicos, resistencia de aislamiento, corrientes, emisión de sonidos, tangente de delta del aislamiento.

Tabla V. **Fallas asociadas a cada síntoma y tabulación de datos de la muestra**

Partes del Transformador	Subpartes del Transformador	Modos de Fallas	Variables de Estado de Diagnóstico																												Indicadores							
			Análisis Físicoquímicos	Grado de Polimerización	Relación de Transformación	Rig. Diel. A ceite	Resistencia de Contactos	Resistencia Ohmica	Corriente Vacío	Cromatografía de Gases	Impedancia de C/C	Induc. de Filtración	Temperatura	Descargas Superficiales	Descargas Parciales	Vibraciones	Resistencia Aislamiento	RD. Impulsos Relación	Corrientes	Tensión	Emisión de Sonidos	Compuestos Furánicos	Capacitancia	Carga Activa y Reactiva	Tan Delta Aislamiento	Tan Delta Aceite	Humedad	Respuesta de Frecuencia	Sustancias Polares	Tensión de Retorno	Espectroscopia	Presión del Aceite	Peso del Mecanismo de Falla	Peso del Componente				
Devanados	C.1 Eléctrica (circuito abierto)	C.1.1 Sobretensiones	+																																8	26%		
		C.1.2 Corrosión																																	11			
		C.1.3 Cortocircuito																																	12			
	C.2 Eléctrica (conexión defectuosa)	C.2.1 Problema Mecánico	+																																		8	
		C.2.2 Oxidación																																			12	
		C.2.3 Error Humano																																			9	
	C.3 Deformación Enrollado	C.3.1 Agresión Mecánica																																			10	
		C.3.2 Cortocircuito	+																																		1	
		C.4.1 Descargas Entre Espiras	+																																		2	
		C.4.2 Entre enrollado	+																																		4	
		C.4.3 A Tierra	+																																		3	
	C.4 Eléctrica (aislamiento sólido)	C.4.4 Sobretensiones																																				4
		C.4.5 Daño Físico																																				4
C.4.6 Descargas Superficiales																																				3		
C.4.7 Envejecimiento																																				3		
C.4.8 Sobrecarga																																				2		
Indicadores Particulares por Variable																																						
Posibilidad de no Medir		X																																				
Costo de la Medición, MP		40																																				
No. de Fallas que Representa		13	3	5	3	3	5	5	10	2	4	32	7	11	6	13	2	13	5	13	8	4	1	12	7	4	3	12	1	3	2							

Fuente: Pérez et al. 2013, p. 5.



De la tabla V, se observa un cuadro que enumera las fallas más recurrentes para establecer el diagrama de Pareto, en el cual se definen el número mínimo de las variables de estado fundamentales u óptimas que brindan la mayor información de las fallas. El orden de las mismas está acorde a su peso, orientadas de mayor a menor

#### **1.4. Análisis de riesgos**

La operación y mantenimiento de los transformadores existe la probabilidad de daños por riesgos de origen antrópico y de la naturaleza. Yáñez *et al.*, 2003 indica que: "Cada día cobra más importancia la identificación, control de posibles sucesos que presentan una baja probabilidad, pero consecuencias graves, sobre todo en organizaciones que operan en industrias con riesgo, lo cual el mantenimiento toma parte activa integrándose con la gestión de riesgo, porque analiza cualquier anomalía desde la fase incipiente y no cuando está en condición de falla." (P.18)

Una anomalía mal atendida se convierte en amenaza: Yáñez *et al.*, 2003 indica que: "un modo de fallo presenta consecuencias en la seguridad cuando provoca una pérdida de funcionalidad. En la cultura moderna no es tolerable que se pierdan vidas o que se presenten lesiones como parte de la actividad normal. Se debe hacer todo lo posible para eliminarlas." (P.19) los riesgos se pueden administrar, pero todo requiere inversión basada en costos de oportunidad. Los riesgos pueden eliminarse o mitigar el daño que puedan causar.

Los transformadores son fabricados por muchas empresas alrededor del mundo, desde hace muchos años. En nuestros países es común adquirir equipos nuevos y usados para ser utilizados en las empresas. Rolland 2004 "El

bajo nivel de normas internacionales y la globalización del mercado han provocado una baja en la calidad del transformador. Explosiones e incendios son más frecuentes que en el pasado. (...)" (P. 1) el factor de seguridad de los transformadores podría ser reducido en beneficio económico para justificar la inversión. La aplicación y la instalación no adecuadas podrían ser factores de riesgo importantes para la operación y mantenimiento.

Registros históricos muestran ocurrencia de incendios y explosiones en transformadores eléctricos de potencia sumergidos en dieléctrico líquido, por condiciones de operación y mantenimiento. Rolland 2004 "El promedio de edad de los transformadores es de 35 años, esto significa que muchos de ellos, con una vida esperada de 40-50 años están llegando al término de su utilidad". (P. 3) Los tiempos reales pueden ser menores si se consideran factores como operación y mantenimiento, por lo que el riesgo asociado es mayor.

Para la ocurrencia de un siniestro siempre existirán pérdidas asociadas al tipo de evento. Rolland 2004, "Cuando un transformador explota inesperadamente los costos para la empresa generadora o para el consumidor incluyen el reemplazo, limpieza, reparaciones, pérdida de ingresos, costos de reemplazo de energía, etc" (P. 3), junto a la recuperación existen multas, pérdida de confianza hacia la empresa y clientes, entre otros.

Las anomalías en los transformadores incrementan temperatura y afectan las propiedades de sus componentes. Berg *et al.*, 2011, indica que los transformadores contienen aceite dieléctrico, con características combustibles en contacto con conductores eléctricos separado únicamente por delgadas películas aislantes, soportan tensiones eléctricas y mecánicas. El riesgo de arco que genere en degradación de los componentes, así como generación de gases

incrementa el riesgo de incendio y explosión (P. 52) sin condiciones adecuadas de operación y mantenimiento los riesgos son incendio y explosión.

### **1.5. Termografía**

La tecnología termográfica puede entenderse como una extensión del sentido de la vista, porque ve en una longitud de onda distinta. Gallo 2010, indica que "Método no invasivo que permite evaluar los equipos en operación. El principio de su funcionamiento está basado en la radiación emitida como ondas electromagnéticas para obtener la medición de temperaturas superficiales distantes sin entrar en contacto con el equipo." (P. 106), la fortaleza de la aplicación de esta tecnología es porque se realiza en condiciones de carga máxima caso contrario no es confiable.

### **1.6. Ultrasonido**

Las tecnologías predictivas tales como ultrasonido pueden detectar anomalías en condiciones incipientes facilitando las labores de mantenimiento porque se realizan cuando los costos de corrección son económicos

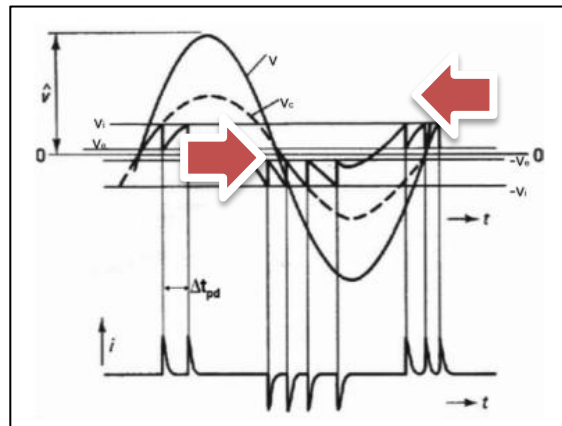
Existen diferentes fenómenos físicos que deben ser controlados. Gallo (2010), opina que "El efecto corona se manifiesta si se presentan descargas que se forman alrededor de un conductor energizado cuando el campo eléctrico sobrepasa un valor determinado que el aislamiento no es capaz de confinar en el conductor" (P. 123 y 124)

Cuando las anomalías no se detectan en fase incipiente el daño potencial al equipo puede ser más severo, puede llegar a una pérdida total.

Existen diferentes tipos de variables que pueden afectar la integridad de un transformador si bien los análisis de laboratorio no son parte de la investigación las tecnologías de mantenimiento predictivo pueden detectar la presencia de estas anomalías como calor y sonido en alta frecuencia de manera oportuna, pero no necesariamente diagnosticar el tipo de falla.

Es posible determinar la presencia de fallas en etapas iniciales. Céspedes 2004, opina que: "La detección de descargas parciales en Transformadores, a través de la técnica acústica, (...) se basa en el hecho que los eventos (descargas parciales o arcos) en el interior del equipo producen un pulso mecánico que se propaga a las paredes del tanque" (P. 4) existen medios para detectar la presencia del fenómeno.

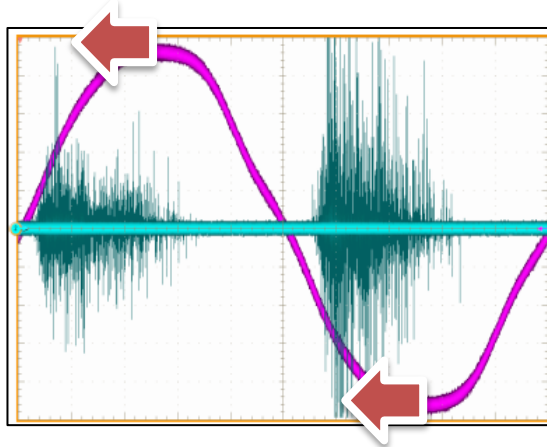
Figura 9. **Gráfico de descargas parciales dentro de una onda fundamental**



Fuente: Rojas 2011, P. 26.

En la figura 9, se observa la presencia de distorsiones representadas por  $V_1$  y  $-V_1$  que varían en intensidad y no necesariamente son eventos frecuentes.

Figura 10. **Espectro de descargas parciales dentro de un espectro de series de tiempo**



Fuente: Rojas 2011, P. 78.

La figura 10 muestra el análisis espectral de la onda mostrando descargas parciales en forma de picos en series de tiempo. Estas no se manifiestan con frecuencia definidas, por lo que su detección requiere tiempo.

### **1.7. Mantenimientos predictivos enfocados a monitoreo de condición**

Las alertas tempranas son funcionales cuando el monitoreo regular de las condiciones de operación y mantenimiento es regular. Las emisiones acústicas no son detectables mediante la aplicación de termografía, razón por la cual éstas son complementarias. Gallo 2010, opina: "El papel aislante, una vez degradado (despolimerizado), es imposible que se reverse la degradación de su composición química. El reemplazo tiene un alto costo comparado con el de una unidad nueva." (P. 14), a partir de los conceptos sobre la debilidad del papel aislante como el elemento más débil en el transformador, la operación y mantenimiento deficiente. Podría elevar los costos de mantenimiento.

El mantenimiento enfocado en la condición y no en la búsqueda de fallas puede ser muy objetivo. Arguedas 2008, indica que: "Las Ventajas del mantenimiento predictivo: Elaborar un plan regular permite realizar diagnósticos de manera continua y proporciona las siguientes ventajas: (...), permite estimar ocurrencia de falla, toma decisiones sobre parada de equipos en momentos críticos, confección de soluciones de mantenimiento o reemplazo de equipos, facilita análisis de averías, permite análisis estadístico." (P. 19) la tendencia es la mejor fortaleza para la aplicación tecnológica.

### **1.8. Estudio termográfico**

La aplicación inadecuada de la tecnología infrarroja podría mostrar valores distorsionados con el consiguiente riesgo de concluir de manera errónea. Es por ello que, la calibración de los equipos y la certificación del técnico es una necesidad para manejar niveles de confianza.

El monitoreo de comportamiento es aplicación fundamental. Martínez 2008, indica que: "Además (...), un estudio de termografía para detectar anomalías que en conjunto determinarán el momento preciso para sacar el transformador de servicio. Actualmente, muchas empresas no realizan mantenimientos predictivos a los transformadores, se han considerado como equipos nobles que no requieren mantenimiento." (P. 7) El error más común es asumir el buen comportamiento del transformador como un hecho.

Los estudios termográficos aplicados a transformadores pueden brindar una alerta instantánea sobre deficiencias en convección, niveles inadecuados de aceite, entre otros. Gallo 2010, opina que: "Es muy conveniente efectuar periódicamente inspecciones termográficas a todo el exterior del transformador con equipos apropiados y personal certificado, con el fin de detectar zonas y

puntos anormalmente calientes.” (P. 106) Dependiendo de la convección también la condición de frío puede ser un factor de riesgo importante.

Las tecnologías predictivas facilitan el incremento de frecuencias de monitoreo de temperaturas. Un sistema donde cada uno de los elementos debe ser considerado de acuerdo a su función para no tener debilidades que puedan resultar en interpretaciones inadecuadas en su publicación Gallo 2010: “Efectos adversos generados por la presencia de agua y productos de oxidación del aceite impregnados en el papel, los cuales están asociados al valor de temperatura y la hermeticidad de la unidad”.

El incremento del factor de potencia genera calentamiento mayor o menor dependiendo del grado de contaminación manifestado por la potencia activa disipada en forma de calor. Al no ser controlado reducirá el tiempo de vida del transformador.” Gallo 2010, los eventos anómalos son reflejados con síntomas como incremento de temperatura que pueden ser detectados con termografía.

Figura 11. **Cámara termográfica**



Fuente: página web del fabricante Flir, año 2015

La figura 11 muestra equipos termográficos utilizados aleatoriamente donde cada uno tiene resolución espacial distinta que se traduce en capacidad para realizar trabajos específicos. El equipo Fig. 11 (a) es el más económico en precio, también es el más simple, ya que no tiene ajuste focal, por lo que las interpretaciones en *software* no son confiables. La cámara E60 Fig. 11 (b) es un modelo con mayor resolución espacial, es posible realizar compensaciones al grabar imágenes térmicas, por lo que su análisis en *software* termográfico es confiable. El equipo T420 Fig. 11 (c) poseen la misma resolución espacial que la E60, pero la configuración del equipo permite ejecutar labores más complejas.

### **1.9. Estudio ultrasónico**

Los transformadores son equipos nobles que requieren atención a las condiciones de operación y mantenimiento para establecer tendencias, hacer las correcciones necesarias para no llegar a condición de falla, antes del fin de su vida útil de acuerdo a los parámetros de diseño.

Las distorsiones eléctricas generan sonido ultrasónico. Rodriguez 2011 indica que: "Las fallas mecánicas locales pueden ocasionar cortos en las vueltas de los devanados o producir desgarre del papel. Obstruir los conductos de enfriamiento. Los cambios en el soporte a la tensión en las bobinas, pueden con el tiempo generar un corto circuito interno por fallas en el aislamiento o incluso en los devanados." (P. 13) la fortaleza de la tecnología ultrasónica es monitorear la presencia de las anomalías en condiciones incipientes.

Con las tecnologías predictivas como ultrasonido es posible detectar la presencia de pequeños arcos o descargas parciales en fase incipiente, se



pueden tomar decisiones acertadas al complementar los hallazgos con otras tecnologías: Análisis de laboratorio y pruebas eléctricas en campo.

La tecnología ultrasónica es una herramienta útil como extensión del sentido auditivo por la frecuencia en la que opera. Gallo 2010: "Hoy día están disponibles técnicas par recolección de emisiones acústicas que permiten detectar la presencia de fallas internas que nos indiquen si es necesario aplicar otro tipo de mediciones." (P. 18) un equipo calibrado y personal certificado es importante para garantizar buenos resultados.

Figura 12. **Equipo ultrasónico**



Fuente: Fabricante del equipo UE Systems, 2015.

La figura 12 (a) muestra el equipo ultrasónico UP 15000 y la figura 12 (b) los módulos para captación de datos de acuerdo a la aplicación.

## **1.10. Análisis VOSO**

No todas las anomalías pueden ser detectadas en condiciones de máxima carga o fuera de operación. Gallo 2010, indica que: "Para realizar acciones efectivas en cuanto a los requerimientos de un transformador para conocer el nivel de confiabilidad de la operación y vida útil deben responderse las siguientes preguntas: (citando algunas) instalación adecuada, presencia de fallas latentes, cuando intervenir el equipo" (P.14) el análisis VOSO puede complementar la aplicación de termografía y ultrasonido.

Los análisis VOSO aprovechan las capacidades humanas para su desarrollo. García 2004, indica que: "Técnicas basadas en los sentidos humanos para la detección de fallas en los equipos, se realizan con el equipo en marcha, se tiene una apreciación inmediata de la condición de los equipos".

Cuando se necesita dejar constancia de una condición específica, se requiere el uso de cámaras fotográficas, moldes, videos, entre otros (...)." La técnica VOSO es muy importante, porque así como los equipos de esta investigación pueden ver y escuchar lo que el humano con sus sentidos no puede, existen situaciones que estas herramientas no podrán detectar".

## **1.11. Normas y procedimientos internacionales**

Existen muchas maneras de realizar los estudios, pero a nivel internacional se dan lineamientos específicos publicados como normativa (E1934-99A). Validada en el 2010, "*Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography*", aplica a procedimientos seguros, responsabilidad personal y contenido de reportes.

### **1.12. Tecnologías de mantenimiento predictivo integradas o complementadas**

Para soportar la investigación existe alguna referencia de maestrías, doctorados enfocados a mantenimiento así como mención de algunas anomalías específicas y que tecnología es la adecuada para encontrarla.

Martínez, 2008, P. IV la tendencia en la aplicación de una guía metodológica que integre tecnologías de mantenimiento predictivo puede apoyar la gestión de mantenimiento reduciendo riesgos y pérdidas económicas.

Como ordenamiento, se estará dividiendo en: Definiciones generales de los transformadores, fallas en transformadores, normas de trabajo, análisis VOSO, estudio termográfico y estudio ultrasónico.

### **1.13. Valor actual neto**

Generalmente en las empresas, la primera opción cuando se trata de "Mantenimiento", es no invertir. Sapag 2010, afirma: "El valor actual neto es el método más conocido, más aceptado por los evaluadores de proyectos. Mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión" (p 253) el costo de oportunidad es la mejor herramienta para un ingeniero de mantenimiento, porque permite cuantificar las realidades del proyecto.

"El valor actual neto de un proyecto de inversión se conceptualiza como el valor actual de absolutamente todos los flujos de caja que serán generados por los proyectos de inversión menos el coste inicial necesario para la realización del mismo" Aguiar, 2005, (p.5) el medio de comparación es la subcontratación o la alternativa de no hacer nada, la cual tiene riesgos altos.

La gerencia decide al final cuánto invierte en mejorar, dónde no hacerlo y transferir riesgos a la aseguradora, pero esta a su vez impondrá condiciones traducidas en cumplimiento de recomendaciones y altos deducibles si sus ingenieros de riesgos detectan anomalías consideradas agravaciones especiales de riesgo.

#### **1.14. Tasa interna de retorno**

El fin de toda empresa es obtener rentabilidad, primero se debe recuperar la inversión Sapag 2010, afirma: “Un segundo criterio de evaluación lo constituye la tasa interna de retorno, TIR, que mide la rentabilidad como porcentaje” (p. 254)

Aguar 2005, afirma: “La tasa interna de rendimiento de un proyecto de inversión se define como aquel tipo de actualización o descuento que iguala el valor actual de los flujos netos de caja con el desembolso inicial” (p. 6) es aquella tasa de descuento que hace que el VAN = 0. Permite medir directamente la rentabilidad del proyecto. La TIR debe ser mayor que la tasa de descuento para aceptar el proyecto: ( $TIR > t$ ) para obtener un medio de comparación resulta útil comparar los costos de adquisición de la tecnología comparada contra diferentes frecuencias de subcontratación de servicios y establecer el punto de equilibrio.

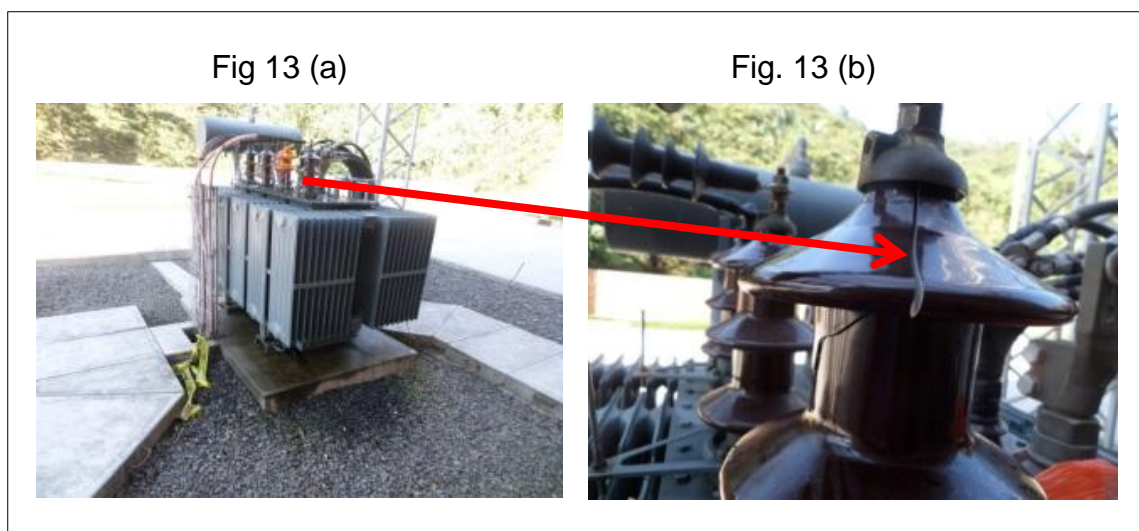
## 2. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

### 2.1. Aplicación de análisis VOSO

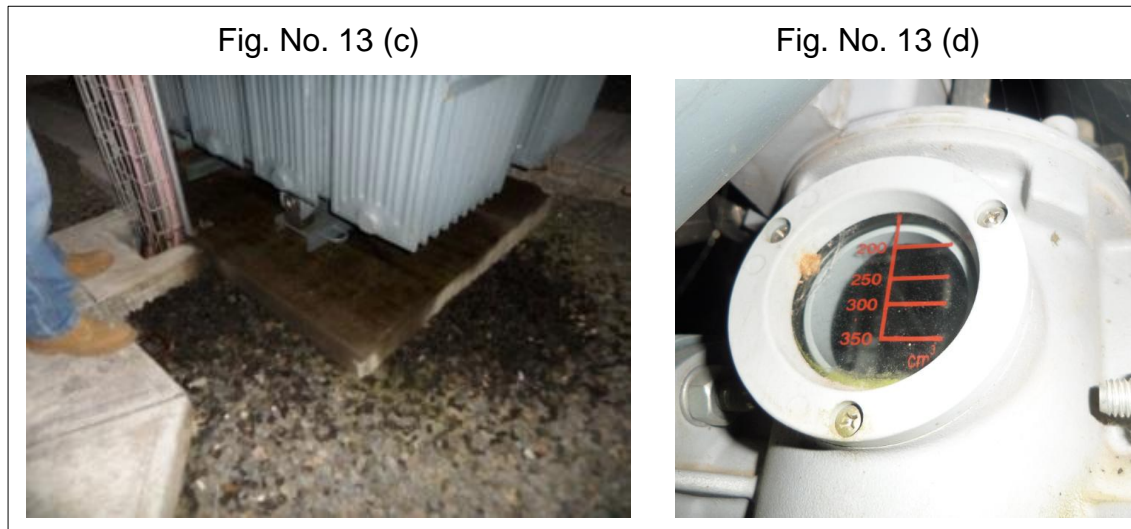
Contexto: Transformador perteneciente un proyecto hidroeléctrico sin el cual la empresa no puede entregar la energía generada. Posterior al estudio, la unidad fue sacada de operación, contrataron empresa especializada para la reparación, tiempo de interrupción de generación eléctrica ocho días.

Datos generales: Transformador trifásico de potencia/marca Trafoelettro 1,550 Kva/ año de fabricación 2010/ país de manufactura Italia/ tipo de dieléctrico líquido: base mineral/tipo de enfriamiento ONAN/ localizado en el departamento de Retalhuleu.

Figura 13. **Muestra 1 análisis VOSO**



Continuación de la figura 13.



Fuente: elaboración propia.

La figura 13 (a) muestra el transformador objeto de estudio, observar mancha de aceite dieléctrico en la base de concreto. Las primeras observaciones VOSO fueron olor a aceite y radiadores del transformador fríos al tacto sin ningún gradiente térmico perceptible.

La figura 13 (b) presenta una falla tipo frágil en el bushing de porcelana fase T (la totalidad son R, S y T), donde se originó la fuga de dieléctrico líquido.

La figura 13 (c) muestra la mancha como testigo del derrame del aceite aislante contenido en el transformador y un fuerte olor a aceite dieléctrico.

La figura (d) presenta la evidencia marcando un nivel de aceite vacío dentro del transformador.

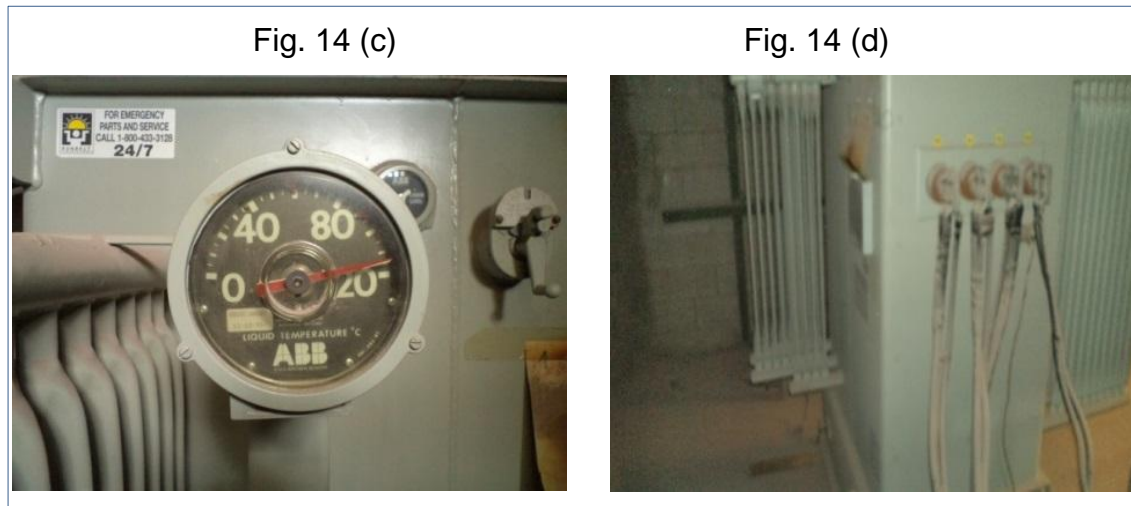
Contexto: Transformador principal para operar máquinas extrusoras en fábrica de plásticos con jornada de 24 horas. Por la alta demanda de sus productos dentro y fuera de Guatemala. Fallas en el diseño de instalaciones, que saquen a esta unidad de operación, son inaceptables por el alto costo al incumplir contratos. Posterior al estudio, el transformador fue reemplazado por dos unidades nuevas con un diseño para características ONAN adecuados y distribución de cargas balanceadas.

Datos generales: Transformador trifásico de potencia Marca Sun Belt/ año de fabricación n/d tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/ localizado en el departamento de Sacatepéquez.

Figura 14. **Muestra 2 análisis VOSO**



Continuación de la figura 14.



Fuente: elaboración propia.

La figura 14 (a) muestra el exterior del cuarto que contiene a transformador eléctrico. Observar que los equipos de proceso fuera del recinto y los transformadores tipo seco arriba son fuentes de calor.

La figura 14 (b) evidencia la ausencia de ventilación efectiva para el enfriamiento del transformador, en el diseño original de la obra civil que además contiene el panel de control dentro de una zona no apropiada

La figura 14 (c) muestra un alto valor de temperatura dentro del transformador, falta agregar la exterior que supera los 40° C pudiendo llegar a los 160° c

La figura 14 (d) muestra la cuba y radiadores del transformador. Por temas ausencia de seguridad industrial no se tuvo acercamiento. La falla por diseño de instalaciones es por convección deficiente. Las anomalías encontradas dentro

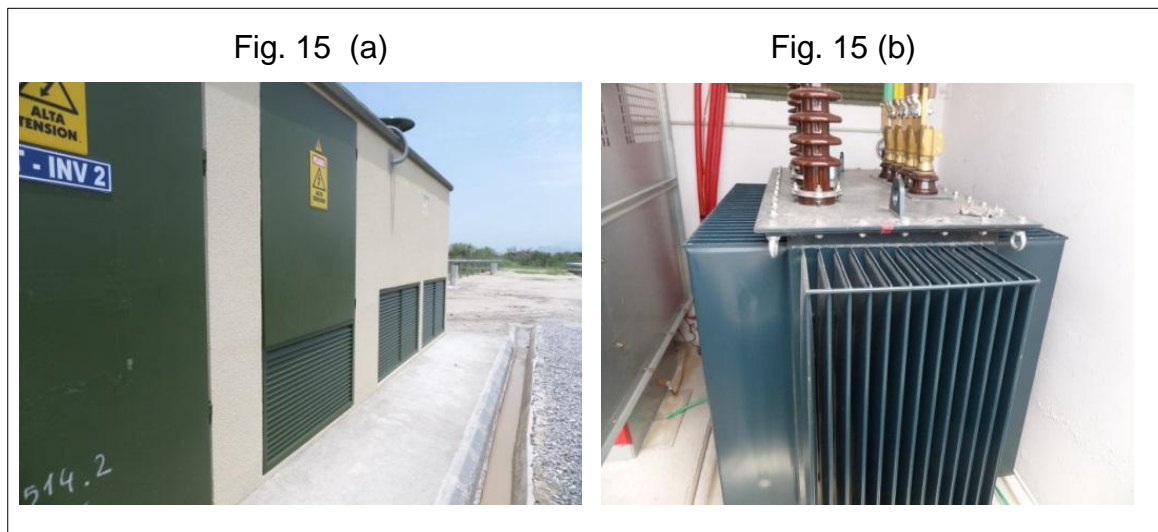


del análisis VOSO fueron el olor a aceite dieléctrico quemado y el alto valor de temperatura de la unidad.

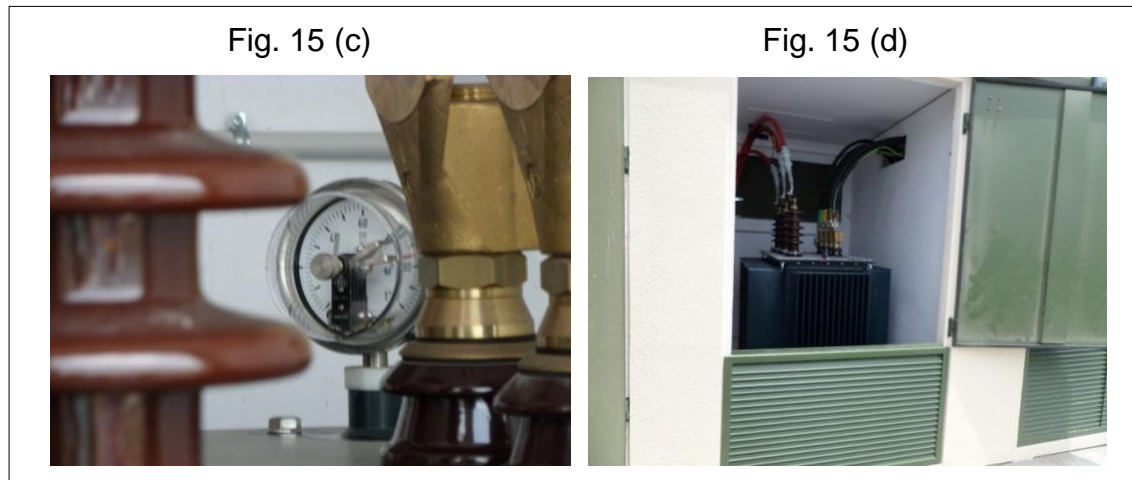
Contexto: Cinco unidades idénticas en características de edad, diseño, operación y mantenimiento, sirven de salida para una empresa generadora. Fallas en diseño de instalaciones son inaceptables por el alto costo de oportunidad. Posterior a este estudio, reclamaron al contratista. Las cinco unidades fueron reemplazadas por otras nuevas, además modificaron las características ONAN de las instalaciones.

Datos generales: Cinco transformadores trifásicos de potencia/ Marca ANSA Trafo 1,000 Kva/ año de fabricación 2014/ país de manufactura España/ localizados en el departamento de Zacapa.

Figura 15. **Análisis VOSO muestras 3, 4, 5, 6 y 7**



Continuación de la figura 15.



Fuente: elaboración propia.

Figura 15 12 (a) muestra el exterior del módulo que contiene a transformador eléctrico, equipos de operación y control. Observar que la zona geográfica, donde se encuentran es el corredor seco que en ocasiones supera los 40° C.

La figura 15 (b) evidencia la ausencia de ventilación efectiva, para el enfriamiento del transformador. El diseño original de la obra civil, contiene además otros equipos confinados en un módulo inapropiado. La característica encontrada dentro del análisis VOSO fue el olor a aceite dieléctrico quemado y el alto valor de temperatura de la unidad

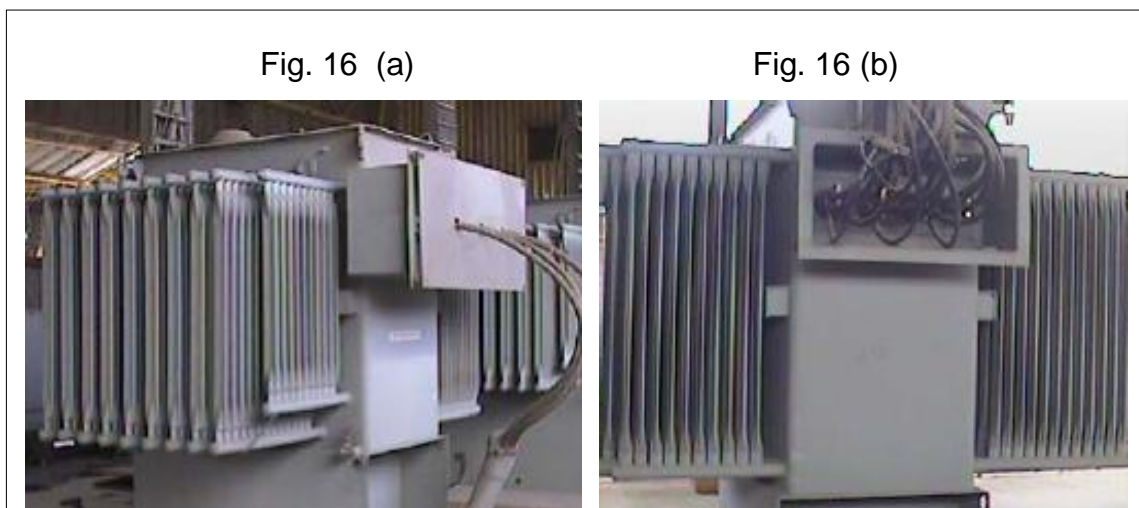
La figura 15 (c) el termómetro evidencia un alto valor de temperatura dentro del transformador, falta agregar la exterior que supera los 40° C puede superar la suma a los 150° c.

La figura 15 (d) muestra el interior del módulo de concreto, que contiene a transformador, así como otros equipos. Por seguridad industrial débil no se tuvo acercamiento al equipo, la falla por diseño de instalaciones es el sumidero de calor deficiente para condición ONAN. Anomalías encontradas: olor a aceite dieléctrico quemado y el alto valor de temperatura de la unidad.

Contexto: Tres unidades idénticas en condiciones de operación no así de mantenimiento, alimentan diferentes centros de carga (conservación de alimentos perecederos). Falla crítica en estas unidades incrementaría el costo de combustibles para alimentar furgones refrigerados y/o pérdida de producto. Sin información posterior al estudio.

Datos generales: Tres transformadores trifásicos de potencia/ sin placa, 1,000 Kva/ año de fabricación (información no disponible)/ tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/ ubicación departamento de Izabal.

Figura 16. **Muestras 8, 9 y 10**



Fuente: elaboración propia.

La figura 16 (a) muestra un transformador de potencia trifásico dentro del análisis VOSO, quienes fueron encontrados radiadores fríos al tacto, asociados a un probable taponamiento o bajo nivel de aceite dieléctrico líquido.

La figura 16 (b) muestra un segundo transformador con las mismas características y anomalías.

Contexto: Unidad de transformación sirve de salida a una hidroeléctrica, fallas importantes en el diseño por sumidero de calor deficiente, salida de operación por falla no es aceptable por el tiempo necesario para el retorno de la inversión. Ninguna información sobre medidas de solución.

Datos generales: Transformador trifásico tipo pad mounted/ Marca Prolec GE 1.2 Mva/ año de fabricación 2009/ tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/

Figura 17. **Muestra 11. Análisis VOSO**



Fuente: elaboración propia.

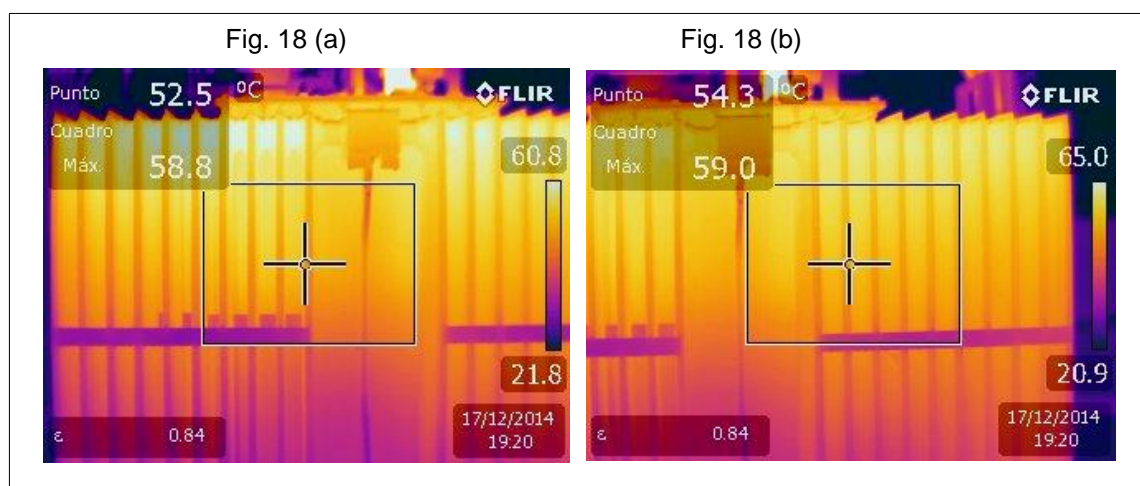
La figura 17 muestra el ambiente del módulo que contiene al transformador eléctrico, equipos de operación y control. La zona geográfica calurosa que en ocasiones supera los 35° C. La unidad de transformación no está diseñada para un servicio pesado. Los hallazgos fueron: olor a aceite dieléctrico quemado y el alto valor de temperatura de la unidad.

## 2.2. Aplicación de termografía

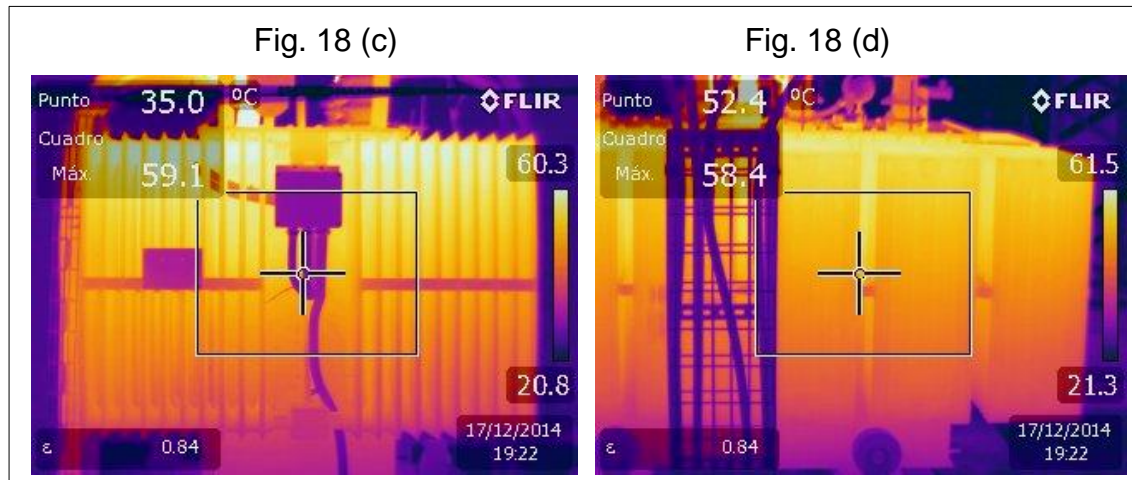
Contexto: Unidad perteneciente a un proyecto hidroeléctrico sin el cual la empresa no puede obtener ingresos. Fallas críticas son inaceptables.

Datos generales: Transformador trifásico de potencia/marca Trafoelettro 1,550 Kva/ año de fabricación 2010/ país de manufactura Italia/ tipo de dieléctrico líquido: Base mineral/tipo de enfriamiento ONAN/ localizado en el departamento de Retalhuleu.

Figura 18. Muestra 1



Continuación de la figura 18.



Fuente: elaboración propia.

Las figuras 19(a), 19(b), 19(c) y 19(d) muestran todas las caras del transformador en el cual no se aprecia límite definido que indique el nivel de dieléctrico líquido, tampoco un gradiente térmico en los radiadores, por lo que se concluye que no hay convección efectiva, por lo que el aceite no está cumpliendo su función, el remanente simplemente se está cocinando.

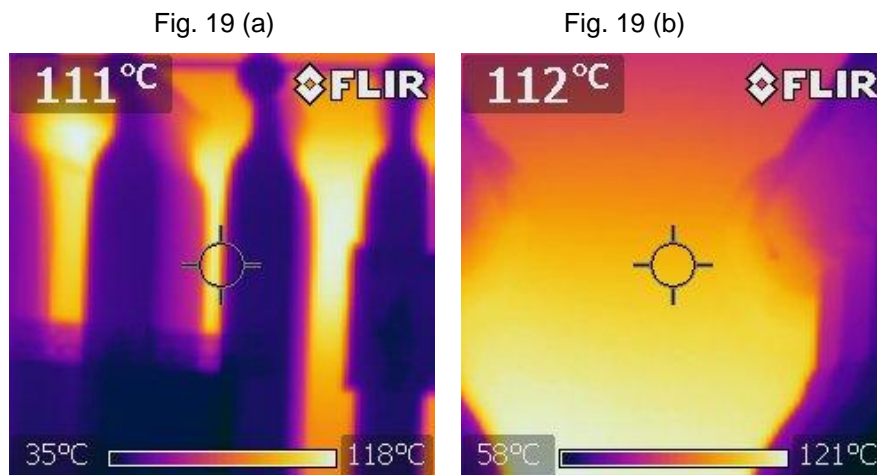
Importante en estas imágenes es verificar las anomalías encontradas en el análisis VOSO en la figura 13.

Contexto: Transformador principal para operar máquinas extrusoras en una fábrica de plásticos cuya jornada de trabajo es continua (24 h), por la alta demanda de sus productos dentro y fuera de Guatemala, fallas en convección que saquen a esta unidad de operación son inaceptables por el alto costo de no cumplir contratos de producción.



Datos generales: Transformador trifásico de potencia marca Sun Belt/ año de fabricación n/d tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/ localizado en el departamento de Sacatepéquez.

Figura 19. **19 muestra 2**



Fuente: elaboración propia.

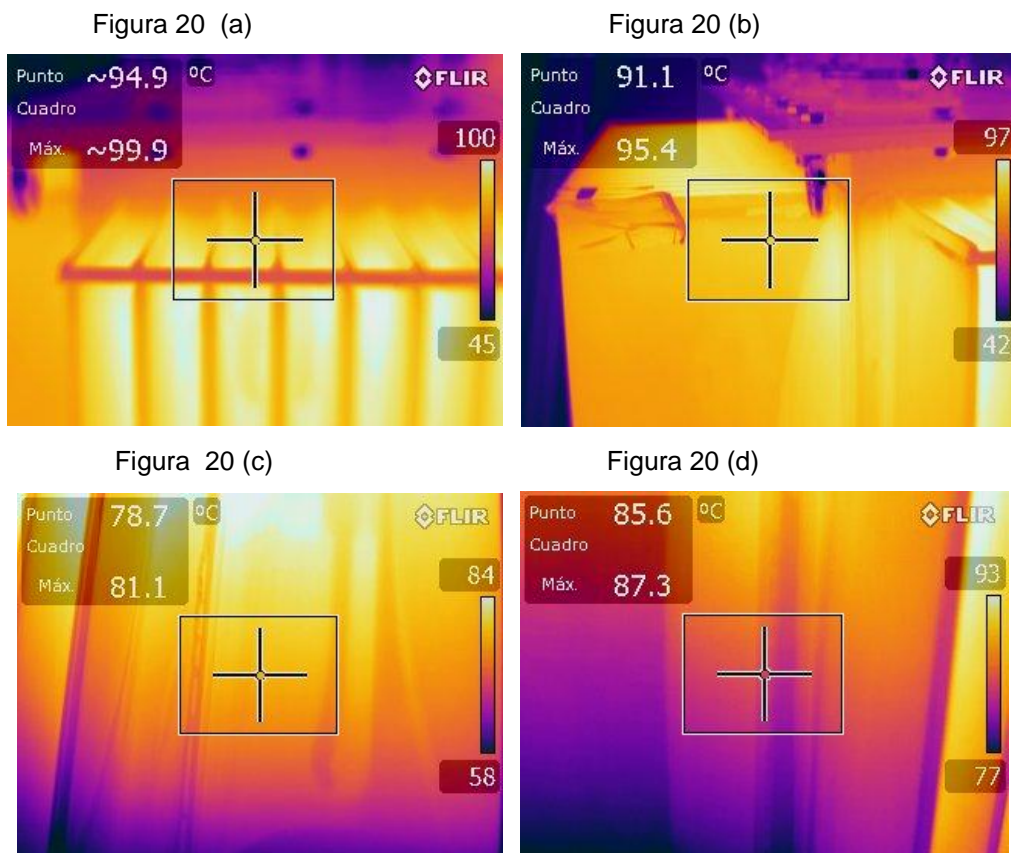
La figura 19 (a) muestra una imagen térmica en la cual los radiadores se aprecian fríos y sin ningún tipo de gradiente térmico, por lo cual se concluye que no hay convección efectiva que garantice el enfriamiento eficiente de la unidad.

La figura 19 (b) muestra un alto valor de temperatura en la cuba, así como ausencia de frontera que indique donde está el nivel de aceite dieléctrico, por lo que este se está cocinando y ha perdido su función. Adicionalmente, la temperatura ambiental supera los 40° C como consecuencia de la operación normal de equipos de fábrica

Contexto: Transformador principal para operar máquinas extrusoras en una fábrica de plásticos cuya jornada de trabajo es continua (24 h) por la alta demanda de sus productos dentro y fuera de Guatemala, fallas en convección que saquen a esta unidad de operación son inaceptables por el alto costo de no cumplir contratos de producción.

Datos generales: Transformador trifásico de potencia Marca Sun Belt/ año de fabricación n/d tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/ localizado en el departamento de Sacatepéquez.

Figura 20. **Muestra 3, 4, 5, 6 y 7**



Fuente: elaboración propia.



La figura 20 (a) muestra una imagen térmica en la cual los radiadores a una temperatura muy elevada, así como convección no efectiva por ausencia de gradiente térmico, otro agravante es la temperatura ambiental mayor a 40° C.

La figura 20 (b) evidencia la pared tras el transformador, donde la temperatura del medio que rodea al transformador ronda los 40° C.

La figura 20 (c) muestra la temperatura la cuba de otro transformador similar.

La figura 20 (d) evidencia la alta temperatura de la cuba del transformador. Agravante es que este evento se repitió para todas las muestras analizadas por lo que todo el proyecto está en riesgo de falla inminente.

Importante en estas imágenes es verificar las anomalías encontradas en el análisis VOSO en la figura 15.

Contexto: Tres unidades idénticas en condiciones de operación no así de mantenimiento que alimentan diferentes centros de carga que alimentas sistemas de conservación de alimentos perecederos. Falla crítica por convección deficiente en estas unidades incrementaría el costo de combustibles, para alimentar furgones refrigerados y/o pérdida de producto.

Datos generales: Transformador trifásico de potencia/ sin placa, 1,000 Kva/ año de fabricación (información no disponible)/ tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/ ubicación departamento de Izabal.

Figura 21. **Muestras 7, 8 y 9**

Figura 21 (a)

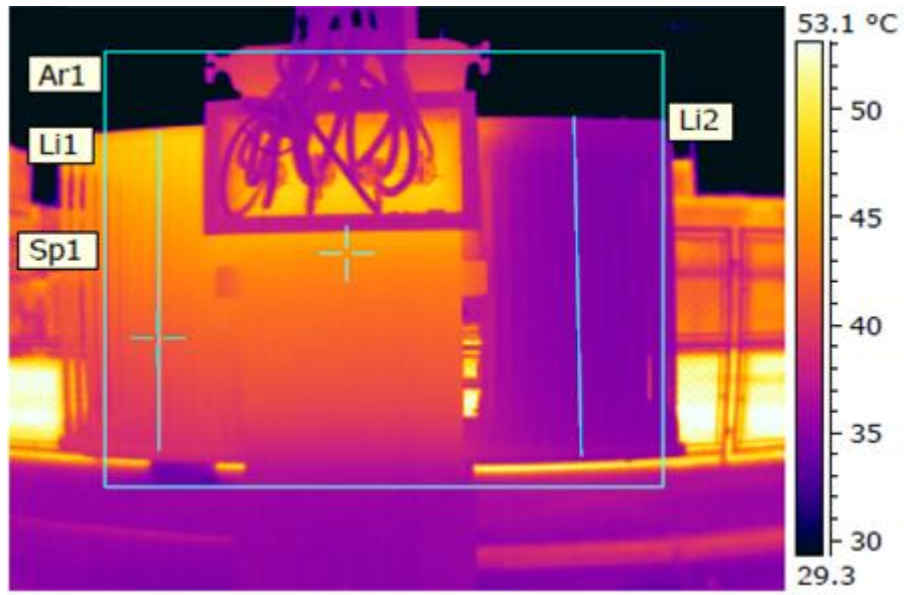
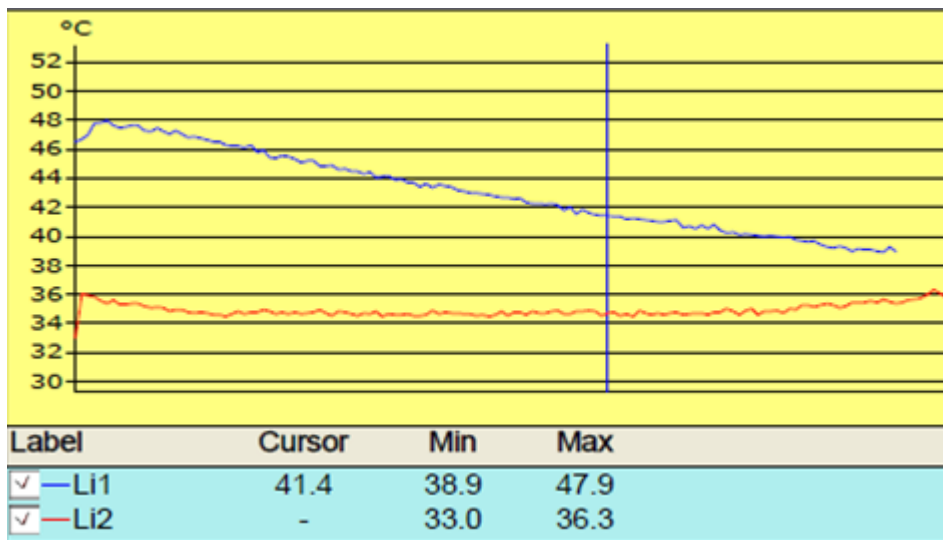


Figura 21 (b)



Fuente: elaboración propia.

La figura 21 (a) el termograma muestra radiadores fríos que son problemas asociados a obstrucción o bajo nivel de aceite dieléctrico. El evento fue recurrente para los tres transformadores.

Esta imagen ratifica los problemas encontrados por análisis VOSO en la figura 16.

La figura 21 (b) muestra curvas de temperatura obtenidas en *software* Thermacam profesional V.7 de Flir, en el eje vertical contra la longitud del radiador en el eje horizontal. Observar que la línea roja no tiene gradiente térmico, por lo que no hay convección.

Contexto: Unidad de transformación que sirve de salida para un proyecto de generación, fallas importantes que saquen a la unidad de operación no es aceptable por el alto costo de no generar, así como reducción de la tasa interna de retorno para la inversión.

Datos generales: Transformador trifásico tipo pad mounted/ Marca Prolec GE 1.2 Mva/ año de fabricación 2009/ tipo de dieléctrico líquido: base mineral/ tipo de enfriamiento ONAN/.

Figura 22. **Muestra 11**



Fuente: elaboración propia.

La figura 22 muestra un transformador diseñado para servicio liviano trabajando a máxima demanda, está localizado en un sector de la planta, donde el sumidero de calor es deficiente y existen otros equipos de proceso que se convierten en fuente de calor.

Esta imagen ratifica los problemas encontrados por análisis VOSO en la figura 17.

### 2.3. Pruebas con tecnología ultrasónica

Tabla VI. **Resultados de aplicación ultrasónica**

Muestra No.	Resultados de la prueba	Comentarios
1	Ninguno	Ninguna anomalías encontrada la presencia de aceite derramado se convierte en un atenuador por lo que no se escuchó ningún sonido de alta frecuencia.
2	Ninguna	Las anomalías encontradas en tecnologías aplicadas previamente no la justifican.
3, 4, 5, 6 y 7	Ninguna	No se tenía el equipo disponible para hacer las mediciones, sin embargo las condiciones de las otras tecnologías no lo hacen necesario.
8, 9 y 10	Ninguna	Las anomalías encontradas en tecnologías aplicadas previamente no la justifican.
11	Ninguna	Las anomalías encontradas en tecnologías aplicadas previamente no la justifican.

Fuente: elaboración propia.

La tabla VI muestra hace referencia a que por haber encontrado anomalías en VOSO, y luego por termografía, no se hace necesario utilizar la última tecnología, otras soluciones deberán ser aplicadas para corregir, reparar y/o reponer cada unidad.



### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR TECNOLOGÍA APLICADA

#### 3.1. Análisis de resultados por VOSO

Tabla VII. **Conteo de hallazgos análisis VOSO**

Anomalía encontrada mediante análisis VOSO	Rango de edad en años						Total	%
	1	2	5	10	15	20		
Diseño inadecuado de instalaciones de acuerdo al tipo de transformador	5	1			1		7	64
Daño en la cuba y radiadores de transformador							0	0
Daño en componentes periféricos tales como bushings	1						1	10
Poca ventilación para una buena convección	5	1			1		7	64
Radiadores calientes al tacto	6	1					7	64
Radiadores fríos al tacto						3	3	30
Lecturas altas de temperatura en indicadores	5						5	46
Lecturas de bajo nivel de aceite en indicadores	1						1	10
Indicadores fuera de rango para evitar que el equipo lisiado se dispare							0	0
Unidad sucia							0	0
Sobre carga							0	0
Ruidos fuertes							0	0
Fugas de aceite dieléctrico	1						1	10
Olor a quemado	5					1	6	55

Fuente: elaboración propia.

La tabla VII muestra la tabulación de anomalías encontradas en el análisis VOSO, así como los porcentajes asociados al universo de 11 unidades, importante es observar que en al menos el 65 % de los casos no fue requerida ninguna tecnología como termográfica o ultrasónica para detectar estas anomalías.

Tabla VIII. **Análisis de resultados de análisis VOSO**

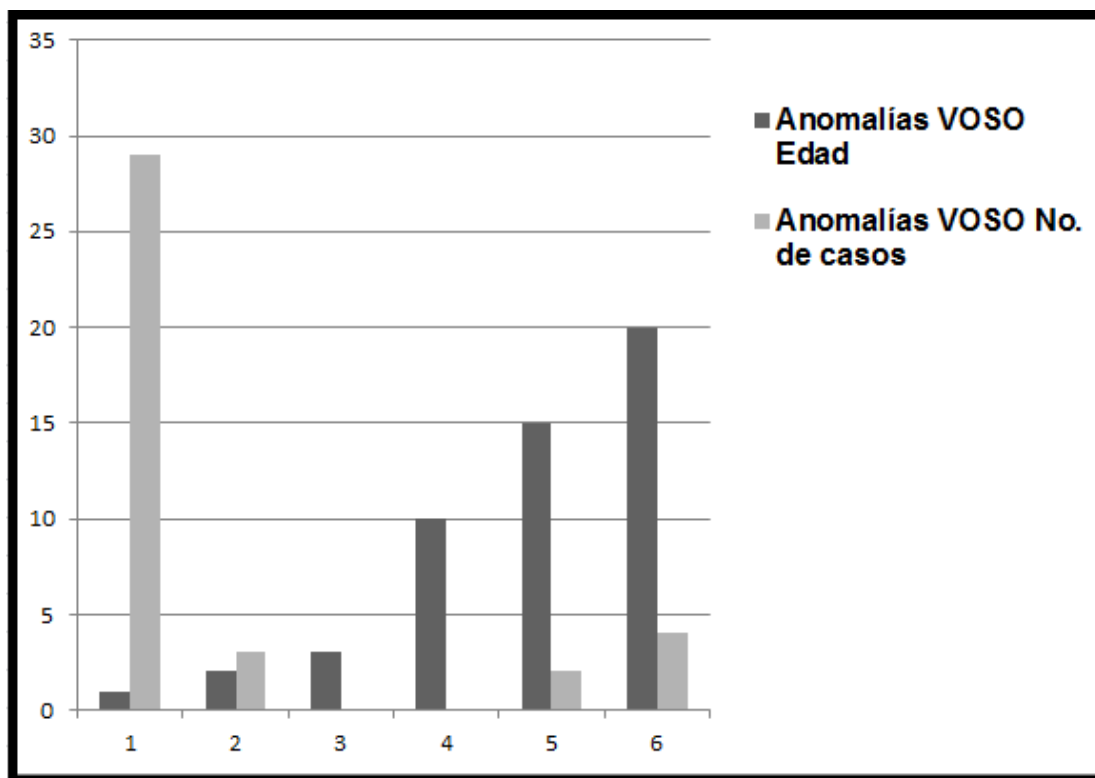
<b>Conclusiones sobre aplicación de análisis VOSO</b>	
<b>Condición anómalas</b>	<b>Conclusiones por anomalía</b>
Diseño inadecuado de instalaciones de acuerdo al tipo de transformador	64 % muestra anomalías de las cuales los más críticos están dentro del primer año de edad.
Daño en la cuba y radiadores de transformador.	Ninguno
Daño en componentes periféricos tales como <i>bushings</i> .	10 % muestra anomalías de las cuales el más crítico dentro de los dos primeros años de edad.
Poca ventilación para una buena convección.	64 % muestra anomalías de las cuales los más críticos están dentro de los dos primeros años de edad.
Radiadores calientes al tacto	64 % muestra anomalías de las cuales los más críticos están dentro de los dos primeros años de edad.
Radiadores fríos al tacto	30 % muestran anomalías por convección inadecuada compuesto por la población de mayor edad.
Lecturas altas de temperatura en indicadores locales de medición.	46 % muestra anomalías de las cuales los más críticos están dentro de los dos primeros años de edad
Lecturas de bajo nivel de aceite en indicadores	10 % muestra anomalía está dentro de los dos primeros años de edad
Indicadores fuera de rango para evitar que el equipo lisiado se dispare.	Ninguno
Unidad sucia	Ninguna
Sobre carga	Ninguno pero las condiciones anómalas fueron encontradas a diferentes niveles de carga
Ruidos fuertes	Ninguno
Fugas de aceite dieléctrico	10% muestra anomalía está dentro de los dos primeros años de edad
Olor a quemado	55% muestra anomalías de las cuales los más críticos están dentro de los dos primeros años de edad y uno de 15 años.

Fuente: elaboración propia.



La tabla VIII muestra las conclusiones de los datos tabulados en las observaciones anómalas encontradas en el análisis VOSO, es importante observar que los aspectos más críticos fueron encontrados en unidades dentro del primer año de edad y fue por diseño inapropiado de instalaciones, donde no fueron respetados los requerimientos técnicos de cada transformador eliminando la efectividad de la convección. Olor a quemado fue un evento evidente en más del 50 % de los casos.

Figura 23. Resultados por análisis VOSO



Fuente: elaboración propia.

La figura 23 muestra el resultado de la aplicación de análisis VOSO (barras rojas indican cantidad de eventos y azules edad de los equipos) la

mayor cantidad de anomalías se dan en el primer año (29 casos), luego para las de mayor edad y es por mantenimiento deficiente (6 casos).

### 3.2. Análisis de resultados del estudio termográfico, si aplicare

Tabla IX. **Conteo de hallazgos por estudio termográfico**

Anomalía encontrada mediante estudio termográfico	Rango de edad en años						Total	%
	1	2	5	10	15	20		
Alta temperatura en cuba	6	1			1		8	73
Alta temperatura en radiadores	5	1			1		7	64
Baja temperatura en radiadores						3	3	3
Bajo nivel de aceite en cuba del transformador.	1					1	2	20
Ausencia de gradiente térmico en radiadores y cuba de transformador.	1					1	2	20

Fuente: elaboración propia.

La tabla IX muestra la tabulación de anomalías encontradas en la aplicación de tecnología infrarroja, donde en la última columna se expresan porcentajes del universo de 11 muestras. Observar que un alto porcentaje corresponde a unidades de poca edad.

Tabla X. **Análisis de resultados de estudio termográfico**

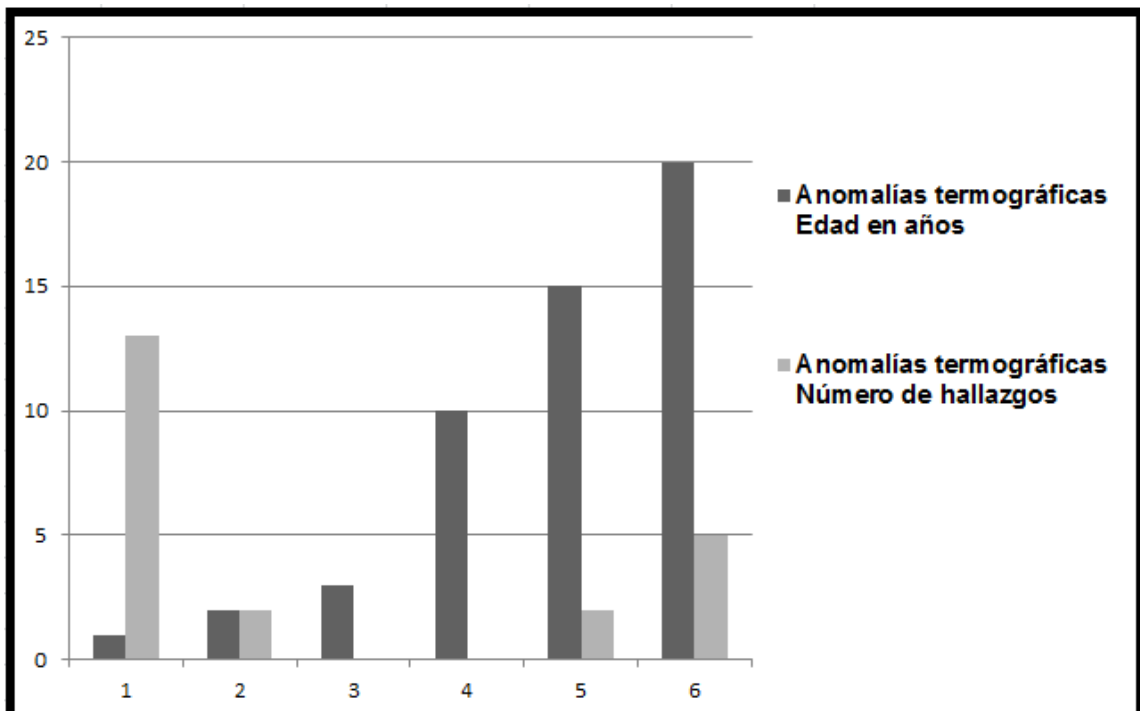
Conclusiones sobre aplicación de análisis termográfico	
Condición anómalas	Conclusiones por anomalía
Alta temperatura en cuba	73 % muestra anomalía, el mayor porcentaje está dentro de los dos primeros años de edad.
Alta temperatura en radiadores	64 % muestra anomalía, el mayor porcentaje está dentro de los dos primeros años de edad.
Baja temperatura en radiadores	34 % muestra anomalía, en las unidades de mayor edad
Bajo nivel de aceite en cuba del transformador	20 % muestran esta anomalía de los cuales un 10 % corresponde a una unidad nueva y el otro a una de 20 años

Conclusiones sobre aplicación de análisis termográfico	
Condición anómalas	Conclusiones por anomalía
Ausencia de gradiente térmico en radiadores y cuba de transformador.	20 % muestran esta anomalía de los cuales un 10 % corresponde a una unidad nueva y el otro a una de 20 años.

Fuente: elaboración propia.

La tabla X muestra las conclusiones de las anomalías encontradas en los termogramas aplicados a las muestras importante hacer notar que el 73 % de la muestra está dentro de los dos primeros años de edad y es por fallas que reducen el tiempo de vida útil del equipo.

Figura 24. **Gráfico de análisis para termografía**



Fuente: elaboración propia.

La figura 24 muestra que el mayor porcentaje de anomalías se da en los primeros años de edad, donde el envejecimiento prematuro acelera la falla en corto plazo obligando a su reemplazo. Barras rojas corresponden a cantidad de eventos y azul para edad de las unidades.

### 3.3. Análisis de resultados del estudio ultrasónico, si aplicare

Tabla XI. **Conteo de hallazgos por estudio ultrasónico**

Anomalía encontrada mediante estudio ultrasónico	Rango de edad en años						Total
	1	2	5	10	15	20	
Efecto corona en aisladores en bushings del primario							
Efecto corona en bushings del secundario							
Presencia de efecto corona							
Ningún estudio realizado, las condiciones críticas mediante análisis VOSO y termográficas, lo hicieron innecesario. Requieren otro tipo de análisis para determinar integridad de la unidad							
Ing. Haroldo Dadrón Certificado UE Systems UET20112175.							

Fuente: elaboración propia.

La tabla XI mostraría los datos relacionados con la aplicación de tecnología ultrasónica. De acuerdo al criterio inicial de este trabajo era suficiente encontrar anomalías VOSO, para no seguir aplicando el resto de tecnologías.

### 3.4. Análisis de resultados de estudios de estudio ultrasónico

De acuerdo a los procedimientos indicados, primero se aplicaría análisis VOSO, donde en ausencia de anomalías, se procedió a estudio termográfico, de la misma manera si no existieran anomalías, y si las condiciones de riesgo lo permiten se continuaría con el estudio ultrasónico. Ninguna de las muestras cumplió, por lo que no fue realizado ningún tipo de estudio ultrasónico.

## 4. ANÁLISIS DE RIESGO

### 4.1. Análisis de riesgo por anomalías VOSO

Tabla XII. Anomalías que presentan riesgo detectadas en análisis VOSO

<b>Análisis de riesgos por análisis VOSO</b>	
<b>Tipo de anomalía</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
Diseño inadecuado de instalaciones de acuerdo al tipo de transformador	Pobre eliminación de calor generado y envejecimiento prematuro
Daño en la cuba y radiadores de transformador	Pérdida de aceite dieléctrico, incremento de temperatura
Daño en componentes periféricos tales como bushings	Pérdida de aceite dieléctrico, incremento de temperatura
Poca ventilación para una buena convección	Pobre eliminación de calor generado y envejecimiento prematuro
Radiadores calientes al tacto	Pobre eliminación de calor generado y envejecimiento prematuro
Radiadores fríos al tacto	Taponamiento de radiadores, convección deficiente y deterioro
Lecturas altas de temperatura en indicadores	Condición de riesgo por envejecimiento prematuro
Lecturas de bajo nivel de aceite en indicadores	Condición de riesgo por envejecimiento prematuro
Indicadores fuera de rango para evitar que el equipo lisiado se dispare	Agravación especial de riesgo por eliminación de protecciones
Unidad sucia	Intercambio de calor pobre, calentamiento de la unidad
Sobre carga	Envejecimiento prematuro
Ruidos fuertes	Probable formación de arcos eléctricos en el interior
Fugas de aceite dieléctrico	Deterioro acelerado de la unidad restringiendo el tiempo de vida útil
Olor a quemado	Condición de riesgo ligada a mala convección, alta carga, etc.

Fuente: elaboración propia.

La tabla XII muestra las consecuencias asociados a las anomalías encontradas por la aplicación análisis VOSO, las cuales ponen en riesgo de falla a los equipos, porque los incrementos de temperatura y convección inadecuada reducen el tiempo de vida útil ocasionando un envejecimiento prematuro.

#### 4.2. Análisis de riesgo por anomalías del estudio termográfico

Tabla XIII. **Anomalías que presentan riesgo detectadas por estudio termográfico**

<b>Análisis de riesgos por análisis termográfico</b>	
<b>Tipo de anomalía</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
Alta temperatura en cuba	Pobre eliminación de calor generado y envejecimiento prematuro
Alta temperatura en radiadores	Intercambio de calor pobre, calentamiento de la unidad
Baja temperatura en radiadores	Taponamiento de radiadores, convección deficiente y deterioro
Bajo nivel de aceite en cuba del transformador	Ausencia de convección deficiente y deterioro
Ausencia de gradiente térmico en radiadores y cuba de transformador.	Convección deficiente y deterioro de la unidad

Fuente: elaboración propia.

La tabla XIII muestra las consecuencias de las anomalías encontradas por la aplicación de tecnología termográfica. Las anomalías encontradas reducen el tiempo aceleran el envejecimiento de la unidad colocándolo dentro de la falla potencial de una curva I-P.

### 4.3. Análisis de riesgo por anomalías detectadas en estudio ultrasónico

Tabla XIV. Análisis de riesgos por análisis ultrasónico

Análisis de riesgos por análisis ultrasónico	
Tipo de anomalía	Consecuencias de la falla
Falla en integridad de bushing (fractura de porcelana)	Fuga de aceite dieléctrico, contaminación de la unidad
	Para este caso Ultrasonido sirvió para acercarse a la unidad, pero el hallazgo se dio por análisis VOSO.

Fuente: elaboración propia.

La tabla XIV muestra las consecuencias de las fallas detectadas por la aplicación de tecnología ultrasónica.

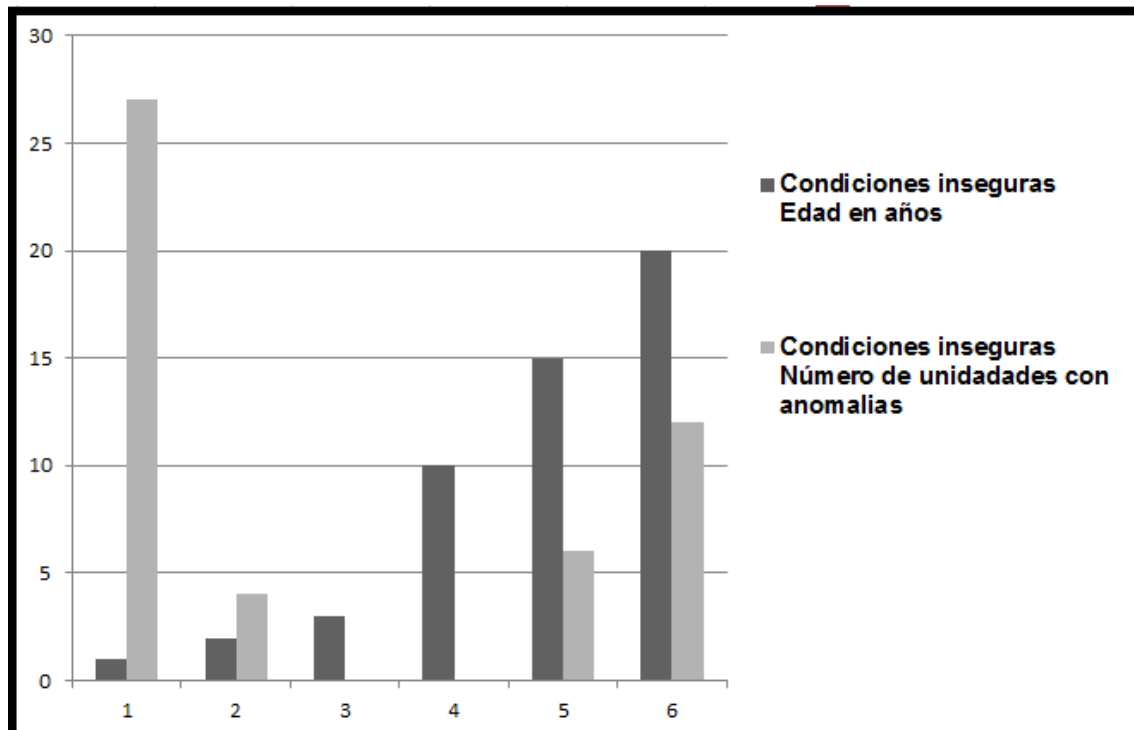
Tabla XV. Conclusiones sobre seguridad para la operación y mantenimiento

Condición anómalas	Conclusiones por anomalía
Acceso restringido lado primario	55 % de las muestras con anomalía y corresponden a las de menor edad
Acceso restringido lado secundario	55 % de las muestras con anomalía y corresponden a las de menor edad
Acceso restringido flanco derecho con respecto al primario	55 % de las muestras con anomalía y corresponden a las de menor edad.
Acceso restringido al flanco izquierdo con respecto al secundario	46 % de las muestras con anomalía y corresponden a las de menor edad.
Inadecuada señalización	100 % con anomalía
Protecciones contra incendio	100 % sin protección

Fuente: elaboración propia.

La tabla XV muestra anomalías en la realización de las actividades de medición. Las condiciones de operación y mantenimiento no fueron consideradas para el diseño de la obra civil de las instalaciones.

Figura 25. **Seguridad industrial**



Fuente: elaboración propia.

La figura 25 muestra que la mayor cantidad de anomalías están en las unidades de menor edad, donde aspectos importantes en materia de Seguridad Industrial no fueron considerados para la operación y mantenimiento seguros. Las barras rojas indican el número de hallazgos y las azules la edad de los equipos.



## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.1. Análisis de costos de invertir en tecnología como recurso propio

Tabla XVI. **Costos de adquisición de tecnología infrarroja equipo básico**

Rubro	Años									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo del equipo Flir I5	10000									
Capacitación en uso	500									
Certificación Nivel I	35000									
Software	0									
Mantenimiento equipo			1500			1500			1500	
Calibración equipo			500			500			500	
Upgrade equipo										
Recertificación					35000					
<b>Total</b>	<b>45500</b>	<b>0</b>	<b>2000</b>	<b>0</b>	<b>35000</b>	<b>2000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2000</b>	<b>0</b>

Fuente: elaboración propia.

La tabla XVI muestra los valores de inversión expresados en Quetzales necesarios para adquisición de equipo termográfico básico, dentro de los cuales se debe considerar el valor del equipo, los servicios de mantenimiento y la capacitación del personal.

Tabla XVII. **Costos de adquisición de tecnología infrarroja equipo medio**

Rubro	Años									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
costo del equipo Flir E60	40000									
Capacitación en uso	2000									
Certificación Nivel I	35000									
Software	25000									
Mantenimiento equipo			10000			10000			10000	
Calibración equipo			3000			3000			3000	
Upgrade equipo					15000					15000
Recertificación					35000					
<b>Total</b>	<b>102000</b>	<b>0</b>	<b>13000</b>	<b>0</b>	<b>50000</b>	<b>13000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13000</b>	<b>15000</b>

Fuente: elaboración propia.

La tabla XVII muestra los valores expresados en Quetzales de inversión, para equipo termográfico medio, debe considerarse el valor del equipo, los servicios de mantenimiento y la capacitación del personal.

Tabla XVIII. **Análisis de costos adquisición de tecnología infrarroja equipo básico**

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso	0	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Egreso	-45500	0	0	-2000	0	-35000		0	0	-2000	-35000
Flujo	-45500	40000	40000	38000	40000	5000	40000	40000	40000	38000	5000
Tasa inflación	0.0476										
5 años	VPN	Q99,355.48									
5 años	TIR	79.27%									
10 años	VPN	Q214,222.25									
10 años	TIR	84%									

Fuente: elaboración propia.

La tabla XVIII muestra para la adquisición de un equipo de termografía básico comparado con subcontratación de 5 estudios anuales en un período de 10 años contra la inversión tiene una alta tasa de retorno de inversión; sin embargo, no debe ser el precio el criterio de inversión porque el aspecto técnico queda muy limitado.

Tabla XIX. **Análisis de adquisición de equipo termográfico**

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso	0	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Egreso	-102000	0	0	-13000	0	-35000	-13000	0	0	-13000	-35000
Flujo	-102000	40000	40000	27000	40000	5000	27000	40000	40000	27000	5000
Tasa inflación	0.0476										
5 años	VPN	Q33,287.81									
5 años	TIR	17.94%									
10 años	VPN	Q131,081.43									
10 años	TIR	30%									

Fuente: elaboración propia.

La tabla XIX muestra las inversiones necesarias para adquirir un equipo termográfico, capacidad media comparado contra la subcontratación de cinco servicios anuales con un valor de Q8,000 c/u en un período de 10 años. Por ser positiva la tasa interna de retorno, permitiría recuperar la inversión en el mediano plazo. Quinto año, cuando se igualan los costos inversión con los de subcontratación.

Tabla XX. **Costos de adquisición de equipo ultrasónico capacidad media**

Rubro	Años									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo del equipo UP 10000	75000									
Capacitación en uso	0									
Certificación Nivel I	35000									
Software	0									
Mantenimiento equipo			8000			8000			8000	
Calibración equipo			2000			2000			2000	
Upgrade equipo					10000					15000
Recertificación					35000					
<b>Total</b>	<b>110000</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>45000</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10000</b>	<b>15000</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX muestra los valores de inversión expresados en Quetzales para equipo ultrasónico medio, así como condiciones de operación, mantenimiento y capacitaciones.

Tabla XXI. **Análisis de costos de adquisición de equipo ultrasónico capacidad media**

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso	0	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Egreso	-110000	0	0	-10000	0	-45000	-1000	0	0	-10000	-15000
Flujo	-110000	30000	30000	20000	30000	-15000	29000	30000	30000	20000	15000
Tasa inflación	0.0476										
5 años VPN		(Q23,611.76)									
5 años TIR		-6.86%									
10 años VPN		Q63,254.99									
10 años TIR		16%									

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXI muestra las inversiones necesarias para adquirir un equipo ultrasónico con capacidad media comparado contra la subcontratación de cinco servicios anuales con un valor de Q6,000 c/u en un período de 10 años. La tasa interna de retorno negativa no permitiría recuperar la inversión y correría el riesgo de generar pérdidas, por lo cual la elección idónea para este caso sería la subcontratación.

## 5.2. Integración de resultados técnicos, seguridad industrial y riesgos

Tabla XXII. **Tabla resumen de hallazgos por aplicación de tecnologías**

Muestra	Hallazgos por análisis VOSO	Hallazgos por termografía	Hallazgos por tecnología ultrasónica
1	Crítico	Crítico	No se requirió
2	Crítico	Crítico	No se requirió
3, 4, 5, 6 y 7	Crítico	Crítico	No se requirió
8, 9 y 10	Crítico	Crítico	No se requirió
11	Crítico	Crítico	No se requirió

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII muestra el resumen de anomalías encontradas por la aplicación de análisis VOSO, termografía y ultrasonido para el universo de muestras de la 1 a la 11 separadas por renglón.

Tabla XXIII. **Tabla resumen de exposición a riesgos en el muestreo**

Muestra	Riesgo por incendio	Riesgo por explosión	Riesgo de daño al personal	Riesgo por interrupción de negocios
1	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
2	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
3, 4, 5, 6 y 7	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
8, 9 y 10	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
11	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII muestra los principales riesgos a los que está expuesta la empresa, donde se encontraron las anomalías por la integración de tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo.

**Tabla XXIV. Tabla con criterio económico para la inversión en tecnología**

Tecnología	Cumple requerimientos técnicos	Tasa interna de retorno aceptable a 5 años	Tasa interna de retorno aceptable a 10 años
Cámara termográfica básica	No	Excelente	Excelente
Cámara termográfica capacidad media	Aceptable	Aceptable con reservas	Buena
Equipo ultrasónico capacidad media	Aceptable	No	Aceptable con reservas

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV muestra el comparativo económico para la inversión en tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo. El criterio principal fue el aspecto técnico, y se comparó el costo de inversión contra la subcontratación.

## CONCLUSIONES

1. Al integrar técnicas de mantenimiento predictivo no intrusivo en el orden y condiciones sugeridas fue posible detectar anomalías por alta temperatura en el 65 % de los casos, convección deficiente en el 65 % de las muestras, olor a aceite dieléctrico quemado, no fueron detectados ruidos en baja ni en alta frecuencia, 10 % con daño a componentes periféricos.
2. Previo a utilizar tecnologías termográficas y ultrasónicas, se realizó análisis VOSO, dentro de los hallazgos más importantes: El 65 % de la muestra tiene problemas de convección, mal diseño de instalaciones 65 %, fugas de aceite dieléctrico 10 %, fugas de aceite a nivel crítico en el 10 %. Para estas unidades no se hizo necesario aplicar las siguientes tecnologías predictivas, porque la condición de falla crítica se encontró con la primera técnica.
3. Las condiciones de riesgo asociadas a las anomalías encontradas por integración tecnológica: El 65 % de la muestra está a riesgo por las altas temperaturas que degradan el papel aislante, generando gases combustibles. De acuerdo a la tabla III, los valores encontrados reducen el tiempo de vida de años a días. Las consecuencias de este evento son explosión, por la acumulación y sobrecalentamiento de gases combustibles en un recinto cerrado en presencia de descargas eléctricas, incendio de la unidad, daño consecuencial hacia las vecindades en el caso de no existir barreras efectivas corta fuego, alta probabilidad de

daños al personal, interrupción de negocios, penalizaciones, no cumplir contratos.

4. En el análisis económico, se analizaron dos opciones: capacidad limitada y media capacidad. La primera si bien presenta tasa internas de retorno alta (79 %), no cumple el aspecto técnico; en cambio, la segunda es recuperable a cinco años (17 %) y con una mejor tasa a los diez años (30 %) comparado con contra la subcontratación cinco frecuencias anuales, que podría ser considerado como viable. Criterios similares se aplican para tecnología ultrasónica donde la TIR para cinco años no es rentable, y para diez es una recuperación modesta, por lo que la mejor opción para esta es la subcontratación.



## RECOMENDACIONES

1. Crear un procedimiento para aplicación complementaria de tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo en el orden siguiente: Análisis VOSO, termografía y ultrasonido. La selección de la muestra debe incluir documentación técnica que son los datos de placa, historial de operación y mantenimiento.

Criterio a aplicar: Aplicar VOSO si hay anomalías se reporta para corregir, sino hay hallazgos, se debe aplicar termografía, si hay anomalías, se reporta para corregir, sino hay elabora el reporte. Repetir esta rutina en otras fechas. Tomar en cuenta que estas tecnologías no sustituyen ninguna prueba como análisis dieléctricos, DGL, pruebas eléctricas, entre otros.

2. Capacitar al personal de las áreas de mantenimiento, seguridad industrial por citar algunos en labores de auto inspección, que tengan el conocimiento necesario para detectar anomalías por análisis VOSO: Calor excesivo, ruido, fugas, daños mecánicos, rotulación adecuada, barreras corta fuego, diques de contención de derrames, equipos para combate de incendios.
3. Analizar riesgos de acuerdo a las anomalías detectadas por incendio, explosión, interrupción de negocios, daño consecencial, daños al personal. Plantear escenarios críticos, donde se puedan prever amenazas potenciales de acuerdo a la amenaza para preparar las capacidades necesarias, para responder con prontitud y efectividad ante cualquier siniestro, que no se salga del control. Si existen dudas

en cuanto al tema, es aconsejable contratar los servicios de un experto.

4. Al decidir sobre la inversión tecnológica: termografía y ultrasonido. Es importante determinar cuál es la función que se requiere que el equipo cumpla, porque es lo que determinará las capacidades, cuando está definido se deben buscar las opciones de precios. Para el análisis económico, se debe considerar la certificación del personal, adquisición de *software*, mantenimiento y calibración del equipo (ninguna se debe pasar por alto) el factor de comparación será la subcontratación de una cantidad de servicios con varias frecuencias anuales como si fueran ingresos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

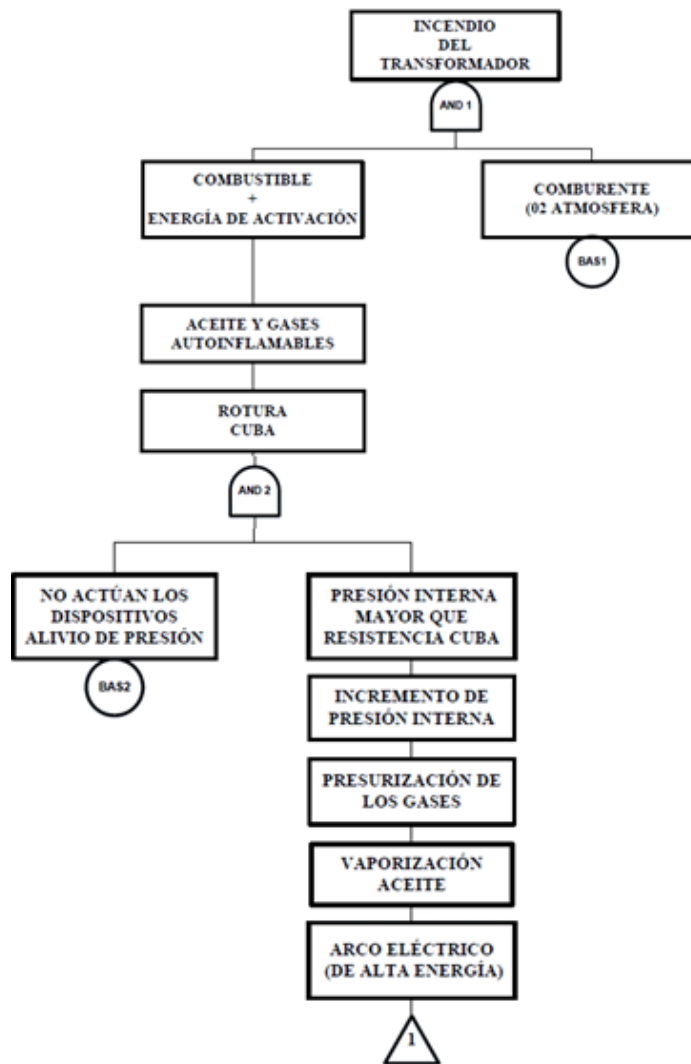
1. Martinez, M. J. 2008. Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias. Trabajo de graduación de Maestría en Ingeniería en mantenimiento, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Departamento de Estudios de Postgrado, 2008 125p.
2. Garcia, J. 2004. Mejora en la confiabilidad operacional de las planta de generación de energía eléctrica: Desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo (RBM). Universiad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) Instituto de Postgrado y Formación Continua. Madrid, 2004.
3. Rodriguez, J. 2011. Medición óptica de humedad en el sistema aislante de alta tensión aceite-papel. Tesis para doctorado en Tecnología Avanzada. Instituto politécnico nacional, IPN México, 2011.
4. Pérez, R *et al.* 2013. Evaluación del peso de las fallas en transformadores de potencia. Eleventh LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2013). Cancún México
5. ABB Manual del usuario 2007. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. documento de referencia

1ZCL000002EG-ES– rev. 1 Copyright 2007 ABB, All rights reserved 20 p.

6. Gallo E. 2010. Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo. Segunda edición. Impreso por ECM Impresores Ltda. Bogotá, DC., Colombia
7. Yañez, M. *et al.* 2003. Ingeniería de confiabilidad; pilar fundamental del mantenimiento. Reliability and Risk Management, S.A
8. Rolland, M. (2004). Incidentes de explosiones e incendios en transformadores. Pautas para la Evaluación de Costos por Daños Beneficio Financiero del TRANSFORMER PROTECTOR. SERGI Ref. fTPoa03e, 2004.
9. Mago, M. G. (Mayo- agosto 2011). Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas. *Revista ingeniería UC*, 15-26.
10. Monsalve, C. A. (2013). Modelamiento y cuantificación del VAR operativo asociado a los factores técnicos de redes en transmisión eléctrica. Medellín, Antioquia, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, Sede Minas.
11. P., C. T. (Vol. XIII Num 2 2013). Monitoreo en línea de instalaciones eléctricas subterráneas mediante emisiones acústicas. *Ingeniería, investigación y tecnología FI-UNAM* , 8.

## APÉNDICES

Apéndice 1. **Árbol de fallas y sus consecuencias para transformadores de potencia**



Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 2. Termografía



Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 3. Ultrasonido



Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 4. Tipos de transformadores

Aplicaciones y tipos:

- Transformadores de subestación.
- Transformadores de generación.
- Transformadores para rectificadores y horno.
- Transformadores de tracción.
- Autotransformadores y reactancias.

Características principales:

Potencias asignadas: Desde 2.5 MVA hasta 160 MVA.

- Nivel de aislamiento: Desde 12 kV hasta 245 kV.
- Frecuencia: 50 o 60 Hz.
- Regulación de tensión en cualquiera de los arrollamientos.
- Con cambiador de tomas sin carga: hasta 17 posiciones.
- Con cambiador de tomas en carga: hasta 35 posiciones.
- Grupos de conexión: transformadores monofásicos o trifásicos con posibilidad de triángulo o estrella en cualquiera de los arrollamientos.
- Número de arrollamientos: posibilidad de fabricar transformadores con primario + secundario, doble secundario, terciario de compensación o carga, y cualquier otro tipo requerido por el cliente.

Continuación del apéndice 4.

- Refrigeración: Los transformadores se construyen con los siguientes tipos de refrigeración (de acuerdo con UNE-EN 60076):
  - ONAN/KNAN
  - ONAF/KNAF
  - ODAF/KDAF
  - OFAN/KFAN
  - OFAF/KFAF
  - OFWF/KFWF

Fuente: elaboración propia.