

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES PARA LA  
MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN UNA PLANTA DE  
PRODUCCIÓN**

PRESENTADO POR:

**WILSON BARRIENTOS SÁNCHEZ**

**LUIS ALBERTO MENJÍVAR MEJÍA**

**JORGE ARMANDO VILLALOBOS ALBERTO**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2018

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**MSC. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

SECRETARIO:

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título:

**DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES PARA LA  
MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN UNA PLANTA DE  
PRODUCCIÓN**

Presentado por:

**WILSON BARRIENTOS SÁNCHEZ**

**LUIS ALBERTO MENJÍVAR MEJÍA**

**JORGE ARMANDO VILLALOBOS ALBERTO**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

SAN SALVADOR, FEBRERO DE 2018

Trabajo de Graduación Aprobado por:

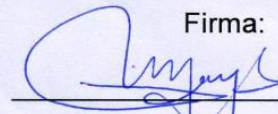
Docente Asesor:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

## ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

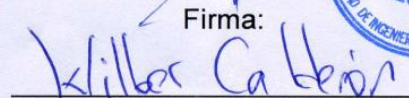
En esta fecha, jueves 14 de diciembre de 2017, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 3:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón  
Director

Firma: 



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

Firma: 

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Armando Martínez Calderón  
(Docente-Asesor)

Firma: 

2- MSc. Luis Roberto Chévez Paz

3- Ing. José Miguel Hernández

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES PARA LA MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN

A cargo de los Bachilleres:

- Barrientos Sánchez Wilson
- Menjívar Mejía Luis Alberto
- Villalobos Alberto Jorge Armando

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.9

( ocho punto nueve . )

## **AGRADECIMIENTOS**

En el culmen de esta etapa le agradezco infinitamente a Dios y a la Virgen Santísima. Porque en cada paso que daba, caída, logro y momentos de felicidad fue para mí una bendición.

En segundo término, le agradezco a mi madre: Margoth del Carmen Sánchez Rivas, ya que ella me ha llevado de la mano con su amor, apoyo y consejo, siendo siempre el pilar de mi familia. A mi tía: Reyna Milagro Sánchez Rivas, mi segunda madre, por lo cual no tengo las palabras del como agradecerle su amor, consejos y velar por mí bienestar. Es por lo que este proyecto se los dedico en su totalidad a ellas. Así como también agradezco a mis tíos y primos.

A mi Padre: Cesar Arturo Barrientos, que con esfuerzo me ha brindado la educación en mi crecimiento, por lo cual le agradezco el estar pendiente de mí siempre.

A todos mis colegas de carrera y especialmente a mis grandes amigos: Roberto, Jorge, Alejandra, Luis, Mario, Armando y Francisco. Por toda la paciencia que me tuvieron en este caminar, llevándome lo mejor de cada uno de ustedes. Agradezco también a sus familias, las cuales velaron también de todas las maneras posibles en este caminar.

A mis grandes amigas y amigos: Bárbara, Rosa, Marco, Manuel, Joaquín, Camille y “Paquito”. Porque con ustedes le di rienda a esta etapa de mi vida al iniciar mis estudios superiores, la cual hoy llega a su fin. Así como también a los Romos.

A todos los docentes de la escuela de Ingeniería Eléctrica, y especialmente a mi asesor, Ing. Armando Calderón por brindarnos su guía, conocimientos y saberes dentro de la carrera, así como también a motivarnos para que este proyecto terminara con todos los éxitos posibles.

A Reina Vides, secretaria de la escuela de Ingeniería Eléctrica, ya que siempre nos apoyó con todo su cariño y aprecio.

Me gustaría dedicarle diez páginas a todas esas personas que estuvieron en cada una de las etapas de este proceso, las cuales de alguna forma u otra me brindaron su apoyo y aliento, por eso quiero que sepan que están dentro de estos agradecimientos. Por lo cual les doy las infinitas gracias.

**Wilson Barrientos**

## **AGRADECIMIENTOS**

Recuerdo al iniciar esta parte de mi vida no era completamente consiente de los compromisos que ella implicaba, culminando esta etapa me llevo muchos tesoros por los que sentirme agradecido.

Anabel Mejía, mi madre que con tanto esfuerzo y trabajo duro ha propiciado las bases sobre la plataforma que hoy camino, su única condición “Lucha, no te detengas ante ningún obstáculo”. Te agradezco mucho el simple hecho de creer en mí. Es honor ser tu hijo.

A mi hermana Evelyn, te deseo mucha fuerza y animo en este andar que hoy culmino y tú empiezas.

“Si quieres ir rápido, viaja solo, si quieres llegar lejos ve acompañado”. En un inicio el ir a prisa y llevarse todo por delante parece no tener problema. Ustedes mis amigos: Geo, Armando, Wilson, Jorge, Roberto y Mario. A cada uno de ustedes le agradezco cada instante compartido, cada una de sus luchas me dio motivos para no detenerme. Deseo preservar su amistad a lo largo de mi vida.

A Débora, por poner esa espontaneidad en mi trayecto, tú apoyo y comprensión en momentos de flaqueza y de alegría. Te agradezco cada gesto y detalle que me recordaba continuar,

Ing. Armando Calderón, por su tiempo, paciencia y sobre todo por empujarnos a dar un paso más al frente, a motivarnos a resolver y orientarnos a desarrollar criterio de ingeniería.

Reina Vides, su incondicional apoyo ha sido esencial en este trayecto, la llevamos presente.

Le agradezco a Reflex Plus, a cada uno de mis compañeros, sus ánimos y comprensión al ser sabedores de tal momento de mi vida, por cada uno de sus detalles. Gracias por hacer suyo este momento. Estoy feliz de formar parte de este equipo.

Culminar este trayecto es un nuevo punto de partida. Un nuevo rol en el que sobre nuestros hombros recae una responsabilidad social. Nuevos obstáculos y conquistas por venir.

Les agradezco a los que aquí he mencionado, pues son parte de mi vida, deseo prosperidad y muchos logros más.

**Luis Mejía**

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, especialmente a Dios por dirigirme y llevarme de su mano en cada paso de mi carrera.

A la empresa Sherwin Williams de Centro América por darnos la oportunidad de realizar este trabajo de graduación abriendo sus puertas y mostrando el apoyo en cada etapa de este trabajo, en especial al Ing. Sifontes y al Ing. Samuel loza por darnos esa confianza y compartir información tan útil para poder realizar este estudio logrando así proponer soluciones y recomendaciones que puedan generar la mejora continua en el funcionamiento eléctrico de la empresa.

Al Ing. Armando Calderón nuestro asesor, por la orientación, el seguimiento y sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo de este proceso.

A mis compañeros de tesis, Wilson y Luis les agradezco por haber compartido tan importante etapa en mi vida, fue un gusto haber llegado a la meta en este proceso y les agradezco por la paciencia y apoyo, cada desvelo y esfuerzo ha valido la pena y podemos decir misión cumplida.

Un agradecimiento especial a mis grandes amigos, mis hermanos de mil batallas Armando, Georgina, Mario, Roberto, Luis, Wilson, Francisco, Rodrigo, Vladimir todos los Romos y sus hermosas familias por atendernos en cada desvelo gracias por todo aun en el estrés de nuestra carrera nunca nos hizo falta un plato de comida, una cama, una sonrisa y un abrazo de ánimo, también, sinceramente los llevo en mi corazón, cada aventura cada momento especial a su lado siempre lo guardare como un tesoro, son amistades invaluablees y me considero afortunado haberlos conocido en este proceso. Les deseo éxito en sus vidas y que nunca olviden de donde vienen, que sea Dios quien siempre cuide sus pasos y tengan siempre paz en sus corazones.

A cada persona especial, maestros, instructores, en especial a Reinita Vides por tendernos la mano cuando lo necesitábamos, mil gracias por su buena voluntad y sus buenos deseos.

A mi comunidad RCC por entenderme cada vez que faltaba a reuniones para poder terminar mi trabajo de graduación en especial al ministerio de jóvenes guerreros de la luz y el consejo de ancianos, mis más sinceros deseos de éxito en sus vidas y espero sigamos cosechando éxito en ella puesta la mirada siempre en Jesús.

Estas últimas líneas se las dedico con todo mi amor a mi familia, mi centro, mi apoyo, cada lágrima, cada gota de sudor cada esfuerzo, ha valido la pena. Gracias por su amor, su comprensión, su aliento los amo con todas mis fuerzas, Mama, Jennifer y a mi ángel en el cielo. Decirte que cumplí mi promesa gracias por nunca dejarme y siempre permanecer a mi lado.

**Jorge Villalobos**



# CONTENIDO

Introducción.....	i
Objetivos.....	ii
Justificación.....	iii
Planteamiento del problema.....	iii
1    CAPÍTULO I FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	20
1.1    EL TRANSFORMADOR.....	20
1.2    TRANSFORMADORES DE NÚCLEO DE HIERRO.....	21
1.3    CIRCUITO EQUIVALENTE.....	23
1.4    EL TRANSFORMADOR PRÁCTICO.....	24
1.5    REACTANCIA DE FUGA.....	25
1.5.1    PERDIDAS DE CARGA.....	27
1.5.2    FUERZAS DE CORTOCIRCUITO.....	27
1.5.3    EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	29
2    CAPÍTULO II: TIPOS DE AISLAMIENTO.....	31
2.1    SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES.....	31
2.2    AISLAMIENTO EN EL TRANSFORMADOR.....	32
2.2.1    PROCESO KRAFT.....	33
2.2.2    PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA CELULOSA.....	35
2.3    ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO SOLIDO EN LOS TRANSFORMADORES.....	36
2.3.1    PIROLISIS EN EL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	37
2.3.2    OXIDACIÓN EN EL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	37
2.3.3    HIDROLISIS EN EL AISLAMIENTO SOLIDO DEL TRANSFORMADOR.....	37
2.4    ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN LOS TRANSFORMADORES.....	38
2.5    ANÁLISIS DE CURVAS EN ESTADO DE EQUILIBRIO HUMEDAD PAPEL-ACEITE.....	38
2.5.1    CURVAS DE OOMMEN.....	39
2.6    AISLAMIENTO LÍQUIDO.....	42
2.6.1    COMPOSICIÓN CENTRAL DEL AISLANTE LÍQUIDO (ACEITE MINERAL).....	43
2.7    MÉTODOS DE ENFRIAMIENTO PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS.....	44

2.8	AGENTES INFLUYENTES EN EL DESGASTE DEL ESTADO DEL ACEITE	45
3	CAPITULO III: EVALUACIÓN DEL K-FACTOR DEL TRANSFORMADOR BAJO CONDICIONES DE CARGAS NO LINEALES.....	47
3.1	DISTORSIÓN ARMÓNICA.....	47
3.2	DEFINICIÓN DE ARMÓNICOS .....	48
3.2.1	ORIGEN DE LOS ARMÓNICOS .....	49
3.2.2	CONSECUENCIAS ANTE LA PRESENCIA DE CORRIENTES ARMÓNICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.....	50
3.2.3	CORRIENTES ARMÓNICAS EN LOS TRANSFORMADORES .....	50
3.3	NORMA IEEE STD C57.110-1998: PRACTICAS RECOMENDADAS PARA ESTABLECER LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR CUANDO SE ALIMENTAN CORRIENTES DE CARGA NO SINUSOIDALES .....	51
3.3.1	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	49
3.3.2	PÉRDIDAS DE CARGA .....	51
3.3.3	PORCIÓN DE PÉRDIDA ÓHMICA BAJO CARGA NO LINEAL .....	52
3.3.4	PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARÁSITAS EN LOS DEVANADOS [PEC] .....	52
3.3.5	PÉRDIDAS ADICIONALES <b>POSL</b> .....	53
3.3.6	PÉRDIDAS EN VACÍO.....	53
3.3.7	EFFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA SOBRE LAS PÉRDIDAS .....	54
3.3.8	COMPONENTES DC DE LA CORRIENTE DE CARGA.....	54
3.3.9	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EQUIVALENTE .....	54
3.3.10	USO DE DATOS BÁSICOS.....	55
3.3.11	PÉRDIDAS EN POR UNIDAD DEL TRANSFORMADOR .....	55
3.3.12	PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR A CORRIENTES MEDIDAS .....	56
3.3.13	FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR CORRIENTE PARÁSITA EN LOS DEVANADOS.....	57
3.3.14	FACTOR DE ARMÓNICOS POR PÉRDIDAS ADICIONALES .....	58
3.3.15	CONSIDERACIÓN DE DISEÑO EN LOS TRANSFORMADORES .....	58
3.4	CALCULO EQUIVALENTE DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR USANDO DATOS DISPONIBLES POR REPORTES DE PRUEBAS CERTIFICADOS .....	59
3.5	COMPARACIÓN DEL K-FACTOR DE CARGA DEFINIDO POR EL MÉTODO UL Y LA NORMATIVA IEEE STD C57. 110-1998 POR DEFINICIÓN DE PÉRDIDAS DE ARMÓNICOS .....	61
3.5.1	DEFINICIÓN DE K-FACTOR POR UL.....	62

3.5.2	RELACIÓN ENTRE EL K-FACTOR Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS ARMÓNICO .....	62
3.6	ANÁLISIS PRÁCTICO DE LA NORMA IEEE STD C57.110-1998 PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	64
3.6.1	CALCULO DE LA RESISTENCIA EN EL TRANSFORMADOR .....	65
3.6.2	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS .....	66
3.6.3	FACTOR DE PÉRDIDA DE ARMÓNICA POR CORRIENTES PARÁSITAS EN LOS DEVANADOS .....	68
3.6.4	FACTOR DE PÉRDIDAS ADICIONALES.....	69
3.6.5	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS .....	69
3.6.6	CORRIENTE Y POTENCIA EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR CON CARGAS NO SINUSOIDALES (DERATED).....	70
3.6.7	CALCULO DEL K-FACTOR DESARROLLANDO EL MÉTODO UL.....	71
3.6.8	MÉTODO GRÁFICO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL DECREMENTO DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE.....	73
4	CAPITULO IV: ANÁLISIS DE PRUEBAS FÍSICO – QUÍMICAS EN EL TRANSFORMADOR DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN.....	75
4.1	FUNCIÓN DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR.....	75
4.2	ANÁLISIS DE ACEITE EN EL TRANSFORMADOR.....	75
4.2.1	PRUEBAS DE RUTINA AL ACEITE .....	75
4.2.2	PRUEBAS DIELECTRICAS.....	76
4.2.3	RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-877).....	77
4.3	FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924).....	79
4.4	RESISTIVIDAD VOLUMÉTRICA (ASTM D-257, D-1169).....	81
4.5	PRUEBAS FÍSICO – QUÍMICAS .....	82
4.6	INSPECCIÓN VISUAL (ASTM D-1524) .....	82
4.7	DETERMINACIÓN DE COLOR (ASTM D-1500) .....	83
4.8	TENSIÓN INTERFACIAL (ASTM D-971, D-2285).....	85
4.9	CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533) .....	86
4.10	ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	89
4.10.1	ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (ASTM D – 3612) .....	89
4.11	ANÁLISIS POR TRIANGULO DE DUVAL .....	95
4.12	CONTENIDO DE PCB (ASTM D-4059).....	98
4.13	REPORTE DE PRUEBAS EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN PARA EL AÑO 2017 .....	100

4.13.1	NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ACIDEZ) – NORMA ASTM D-974 100	
4.13.2	TENSIÓN INTERFACIAL – NORMA ASTM D-971.....	100
4.13.3	DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECIFICA) – NORMA ASTM D-1298	101
4.13.4	COLOR – NORMA ASTM D-1500 .....	102
4.13.5	EXAMINACIÓN VISUAL – NORMA ASTM D-1524.....	102
4.13.6	TENSIÓN DE RUPTURA DIELECTRICA – NORMA ASTM D-877.....	103
4.13.7	FACTOR DE DISIPACIÓN (FACTOR DE POTENCIA) A 25° C Y 100°C – NORMA ASTM D-924.....	104
4.14	CONTENIDO DE COMPUESTOS FURANOS EN AISLAMIENTO LÍQUIDO – NORMA ASTM D-5837.....	104
4.15	MARGEN DE LOS COMPUESTOS FURANOS EN FUNCIÓN DE LA EDAD DEL TRANSFORMADOR.....	106
4.16	DIAGNOSTICO DEL TRANSFORMADOR EN BASE AL ESTUDIO DE LOS COMPUESTOS FURANOS .....	107
4.17	GASES DISUELTOS – NORMA ASTM D-3612 .....	109
4.18	DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR BAJO CONDICIONES DE CONCENTRACIONES INDIVIDUALES DE GASES TDGC.	110
4.19	EVALUACIÓN DE MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LOS GASES CRÍTICOS.....	112
4.20	HUMEDAD – ASTM D-1533.....	113
4.21	ANÁLISIS DE RESULTADOS MEDIDOS .....	114
4.22	REPORTE DE PRUEBAS EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN PARA EL AÑO 2016 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....	115
4.22.1	AISLAMIENTO ELÉCTRICO INTER-DEVANADOS REALIZADO EN AGOSTO 2016.....	116
4.22.2	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN .....	117
4.22.3	RED DE TIERRA .....	117
4.22.4	PRUEBAS FÍSICO - QUÍMICAS 21 DE AGOSTO 2016.....	118
4.22.5	CONTENIDO DE FURANOS, NORMA ASTM D-5837.....	118
4.22.6	GASES DISUELTOS NORMA, ASTM D-3612.....	119
4.22.7	HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533.....	120
4.22.8	PRUEBAS FÍSICO QUÍMICAS COMPARATIVAS FEBRERO 2016- AGOSTO 2017.....	121
4.22.9	GRAFICAS COMPARATIVAS EN GASES DISUELTOS 2016 – 2017..	123

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE MEDICIONES EN PLANTA DE PRODUCCIÓN BAJO NORMATIVA.....	124
5.1 TRANSFORMADORES CON CLASIFICACIÓN K-FACTOR .....	124
5.2 REAJUSTE EN LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR .....	125
5.3 VOLTAJES.....	125
5.3.1 RANGOS DE VOLTAJE.....	125
5.3.2 DESBALANCE DE VOLTAJE.....	126
5.3.3 DISTORSIÓN DE VOLTAJE.....	128
5.4 DISTORSIÓN DE CORRIENTE .....	128
5.4.1 FUENTES DE CORRIENTE ARMÓNICAS .....	128
5.4.2 EFECTO DE LOS ARMÓNICOS SOBRE EL TRANSFORMADOR.....	130
5.4.3 EFECTO DE LOS ARMÓNICOS SOBRE CAPACITORES .....	130
5.4.4 EFECTO EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.....	130
Conclusiones.....	131
Recomendaciones .....	133
Bibliografía.....	134
Anexos.....	135

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Límites estándar para las subidas de temperatura por encima del ambiente.....	29
Tabla 2-1 Capacidad porcentual del aceite mineral.....	43
Tabla 2-2 Clase de refrigeración. Letra-Descripción .....	44
Tabla 3-1K-Factor de carga para el diseño de diferentes tipos de cargas no sinusoidales... 61	
Tabla 3-2 Datos Nominales de Transformador de la planta de producción. ....	64
Tabla 3-3 Pérdidas totales de todas las componentes del transformador. ....	67
Tabla 3-4 Pérdidas Totales por incidencia de armónicos y por pérdidas adicionales. ....	67
Tabla 3-5 Calculo para los Factores de Pérdidas Armónicos. ....	68
Tabla 3-6 Pérdidas Corregidas del transformador incluyendo los Factores de Pérdidas Armónicos. ....	70
Tabla 3-7 Calculo del K-Factor .....	72
Tabla 3-8 Tabla equivalente entre K – Factor (UL – 1562) y el sobredimensionamiento del K – Factor (IEC 61378 -1).....	72
Tabla 4-1 Normativa según pruebas basadas en el IEEE Std 62-1995. ....	76
Tabla 4-2 Valor mínimo de ruptura dieléctrica. ....	78
Tabla 4-3 Rango de temperaturas según la norma ASTM-924.....	81
Tabla 4-4 Límites establecidos para la acides VS voltaje según la IEEE C75-106 .....	84
Tabla 4-5 Rangos establecidos para detectar la degradación del aceite según la norma ATDM-971. ....	86
Tabla 4-6 Límites establecidos bajo la Norma ASTM D-1533.....	87
Tabla 4-7 Porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002. ....	89
Tabla 4-8 Porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.....	89
Tabla 4-9 Composición química de los gases que intervienen en la prueba. ....	92
Tabla 4-10 Comparación de métodos en base a estándares internacionales. ....	95
Tabla 4-11 Muestra las distintas zonas del triángulo de Duval para las diferentes fallas ....	97
Tabla 4-12 Zonas del triángulo de Duval. ....	97
Tabla 4-13 Resultados de análisis de acidez .....	100
Tabla 4-14 Resultados de tensión interfacial.....	101
Tabla 4-15 Resultados de densidad relativa. ....	101
Tabla 4-16 Resultados del análisis de color. ....	102
Tabla 4-17 Prueba de Examen visual. ....	102
Tabla 4-18 Análisis de resultados de ruptura dieléctrica.....	103
Tabla 4-19 Resultados del Factor de Potencia.....	104
Tabla 4-20 Índice de pérdidas para las clases de furanos.....	106
Tabla 4-21 Estado de los Grados de Polimerización del papel. ....	107
Tabla 4-22 Diagnostico Establecido acorde al tipo de compuesto.....	108
Tabla 4-23 Niveles de Análisis de Compuestos Furanos. ....	108
Tabla 4-24 Predicción de vida del transformador en base a los GP. ....	109
Tabla 4-25 Análisis de Resultados del transformador de la planta de producción. ....	109
Tabla 4-26 Límites de referencia de concentración de gases en base a la norma IEEE C57.104-2008. ....	111
Tabla 4-27 Porción relativa de gases.....	112
Tabla 4-28 Evaluación y detección de fallas ante la presencia de tipos de gases críticos..	113
Tabla 4-29 Grados en humedad por peso seco. ....	114

Tabla 4-30 CANTIDADES DE SATURACIÓN DE AGUA PORCENTUAL.....	114
Tabla 4-31 Resultados de los análisis de humedad en el transformador de la planta de producción. ....	114
Tabla 4-32 Comparación de resultados medidos con valores acorde a normativas. ....	115
Tabla 4-33 Normativas acorde a las pruebas realizadas en el transformador. ....	115
Tabla 4-34 Prueba de aislamiento en el transformador. ....	116
Tabla 4-35 Valores acordes a la norma IEEE C57.12.90 - 1990.....	116
Tabla 4-36 Prueba de relación de transformación. ....	117
Tabla 4-37 Prueba de red de tierra.....	117
Tabla 4-38 Resultados de las pruebas físico – químicas para el año 2016.....	118
Tabla 4-39 Análisis del contenido de furanos. ....	118
Tabla 4-40 Análisis de gases disueltos. ....	119
Tabla 4-41 Porción relativa de gases. ....	119
Tabla 4-42 Análisis de Humedad. ....	120
Tabla 4-43 Comparación de pruebas físico – químicas de los años 2016 y 2017.....	121
Tabla 4-44 Comparación de pruebas en la Humedad y porcentajes de saturación en el aceite en los años 2016 y 2017. ....	121
Tabla 4-45 Comparación de resultados entre el año 2016 y 2017 de análisis de contenido de furanos. ....	122
Tabla 4-46 Resultado de gases disueltos para el año 2016.....	122
Tabla 5-1 unidad de la frecuencia al cuadrado que, cuando se resume para cada armónico, produce un valor denominado K. factor .....	124
Tabla 5-2 K factor de sistema se obtuvo una curva de reajuste del transformador .....	125
Tabla 5-3 ANSI C84.1-2011 American National Standard for Electric Power Systems and Equipment— Voltage Ratings (60 Hertz) .....	125
Tabla 5-4 Voltajes tomados por el equipo de medición. ....	126
Tabla 5-5 Valores por desbalance de tensión. ....	127
Tabla 5-6 Fuente IEEE 519-2014 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.....	128
Tabla 5-7 Valores porcentuales de distorsión promedio. ....	128
Tabla 5-8 IEEE 519-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.....	129
Tabla 5-9 Distorsión promedio.....	129
Tabla 5-10 Distorsión máxima .....	130

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Circuito de dos bobinas aplica a un núcleo de hierro .....	21
Figura 1-2 Circuito equivalente de transformador .....	22
Figura 1-3 Curva de Histéresis .....	23
Figura 1-4 Características de pérdidas para materiales de núcleo eléctrico de acero sobre un rango de densidad de flujo de núcleo .....	24
Figura 1-5 Campos de reactancia a fuga. ....	25
Figura 2-1 Estructura Macro y Micro de la celulosa. ....	32
Figura 2-2 Estructura polimérica de Celulosa .....	33
Figura 2-3 Esquema del proceso Kraft en la celulosa .....	34
Figura 2-4 Humedad en la pulpa como función de la humedad relativa en el ambiente.....	40
Figura 2-5 Curvas de Oommen para un sistema Papel-Aceite dentro del equilibrio en estado húmedo. ....	40
Figura 2-6 Gráfico de Humedad: Límite de Solubilidad contra Humedad en el Aceite en PPM .....	41
Figura 2-7 Resumen sobre los factores principales en el envejecimiento en el papel.....	42
Figura 2-8 Circuito Equivalente de transformador de núcleo de hierro. ....	45
Figura 3-1 Efecto en la onda de Voltaje por un fenómeno transitorio .....	47
Figura 3-2 Forma de onda de la corriente en un variador de velocidad .....	47
Figura 3-3 Forma de onda fundamental más la tercera componente armónica.....	48
Figura 3-4 Curva para el decremento en transformadores tomada de la norma IEEE C57-110. ....	73
Figura 3-5 Curva para en el punto más crítico de K – Factor de carga medido .....	74
Figura 4-1 Equipo de pruebas utilizado en El salvador, Fuente: DELSUR .....	78
Figura 4-2 Ensayo de cara plana.....	79
Figura 4-3 Ensayo de cara semiesférica. ....	79
Figura 4-4 Cantidad de factor de potencia que hay en el aceite. ....	80
Figura 4-5 Diferentes tipos de color del aceite. ....	83
Figura 4-6 Fotografía microscópica de la degradación del papel.....	84
Figura 4-7 Tensiómetro de goteo, prueba ASTM D2285.....	85
Figura 4-8 Zonas donde afecta la humedad en un transformador de potencia. ....	87
Figura 4-9 Diagrama Cromatográfico de escalones. ....	93
Figura 4-10 Triángulo de Duval. ....	96
Figura 4-11 Estructuras de los componentes de los furanos. ....	105
Figura 4-12 Aislamiento entre los devanados. ....	117
Figura 4-13 Porción relativa de gases para el año 2016. ....	120
Figura 4-14 Comparación entre el año 2016 y 2017 de la porción relativa de gases. ....	123
Figura 5-1 Factor de Corrección de Potencia .....	127



## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1-1 Voltaje inducido en la bobina.....	20
Ecuación 1-2 Tensión instantánea de alimentación.....	20
Ecuación 1-3 Intensidad de campo magnetico .....	21
Ecuación 1-4 Flujo magnetico.....	22
Ecuación 1-5 Flujo en el nucleo .....	22
Ecuación 1-6 Densidad de flujo.....	22
Ecuación 1-7 Perdida por corriente parasita.....	23
Ecuación 1-8 Porcentaje de regulación .....	26
Ecuación 1-9 Fuerzas entre conductores de corriente .....	27
Ecuación 2-1 Humedad relativa .....	39
Ecuación 2-2 Humedad en el aceite en PMM .....	39
Ecuación 2-3 Humedad relativa Oommen.....	41
Ecuación 3-1 Perdidas bajo régimen de carga.....	52
Ecuación 3-2 Perdidas óhmicas bajo carga no lineal .....	52
Ecuación 3-3 Perdidas bajo carga en pu.....	55
Ecuación 3-4 Perdidas por corrientes parasitas .....	55
Ecuación 3-5 Corriente eficaz en pu.....	55
Ecuación 3-6 Perdida por corriente Eddy.....	56
Ecuación 3-7 Perdida por corriente Eddy, general .....	56
Ecuación 3-8 Valor rms de la corriente de carga no sinodal .....	56
Ecuación 3-9Factor de perdida armónico por corriente parasita .....	57
Ecuación 3-10 Factor de perdida aplicada a cada termino .....	57
Ecuación 3-11Factor de perdida directamente computada del equipo de medición .....	57
Ecuación 3-12 Factor de armónicos por perdidas adicionales .....	58
Ecuación 3-13 Factor de perdida armónico normalizado a la corriente fundamental .....	58
Ecuación 3-14 Ecuación de perdida en el transformador .....	58
Ecuación 3-15 Componente de perdidas dispersas.....	60
Ecuación 3-16Perdidas por corriente parasita en los bobinados .....	60
Ecuación 3-17Otras perdidas de dispersión .....	60
Ecuación 3-18 Factor de decremento por la componente armónica.....	60
Ecuación 3-19 K factor UL .....	62
Ecuación 3-20 Relacion de k factor y factor de perdidas .....	62
Ecuación 3-21 Factor de perdidas armónicas .....	62
Ecuación 3-22 K Factor y relación de perdidas armónicas .....	63
Ecuación 3-23 Corriente nominal lado de lata tensión.....	64
Ecuación 3-24 Corriente nominal lado baja tensión.....	65
Ecuación 3-25Resistencia de bobinado de transformador.....	65
Ecuación 3-26 Resistencia devanado primario conexión delta .....	65
Ecuación 3-27 Resistencia devanado secundario conexión estrella.....	66
Ecuación 3-28 Ecuación de grafico de norma C57.110 .....	73
Ecuación 4-1 Solubilidad .....	88
Ecuación 4-2 Porcentaje de saturación.....	88

# INTRODUCCIÓN

Las fallas en subestaciones mayormente son causadas cuando el transformador no está funcionando bajo condiciones de uso adecuadas. Al realizar un diagnóstico periódico se toma en cuenta que su funcionamiento óptimo no solo dependerá del estado interno del transformador ni del mantenimiento preventivo, en el presente resumen se enfocará a una de las subestaciones de Sherwin Williams de Centro América para conocer los factores que influyen en su correcto funcionamiento, analizando las pruebas de rutina al que se le realizaron al transformador para conocer si está trabajando en óptimas condiciones. Además, como objeto del estudio se hará un análisis sobre el impacto en los transformadores de potencia debido a las corrientes con contenido armónico creado por cargas no lineales bajo el estándar internacional IEEE C57 – 110 para lograr identificar que factor debe considerarse a compensar las pérdidas adicionales causadas por el contenido armónico de la forma de la onda actual. Este caso de estudio permitirá la ejecución de un estudio comparativo entre las metodologías y sus principales variables que influyen en los factores de las normativas IEEE y UL.

También se dará a conocer mediante gráficos comparativos tomados anualmente en la subestación un histórico de energía donde podremos observar si el transformador está siendo afectado por desbalances de voltaje o trabajando en condiciones de sobrecarga. Por último, en base a toda la información recopilada la finalidad de este estudio es que al analizar diferentes pruebas tanto físicas como químicas y mediciones se puede obtener una mejor perspectiva del funcionamiento de una subestación antes de pensar en alguna expansión en una planta de producción.

# OBJETIVOS

## GENERAL

- Realizar el estudio de una de las subestaciones de Sherwin Williams de Centro América con el fin de determinar a partir de diferentes métodos de diagnóstico el estado y desempeño del transformador y análisis de calidad de energía en la planta de operación.

## ESPECÍFICOS

- Establecer acorde a estándares internacionales el cálculo para la disminución de la capacidad nominal que puede soportar un transformador cuando se encuentra conectado a cargas no sinusoidales.
- Mostrar el procedimiento para obtener, el factor de pérdidas armónicas debido a las corrientes de parásitas y por las corrientes de dispersión.
- Detallar cada uno de los parámetros necesarios para la implementación del dimensionamiento del transformador bajo condiciones de cargas no lineales.
- Establecer soluciones ante la problemática de armónicos en la red debido a las nuevas tecnologías de eficiencia energética
- Relacionar las pruebas de diagnóstico físico químicas realizadas al transformador de potencia con el comportamiento de la planta industrial.

## **JUSTIFICACIÓN**

Un adecuado diagnóstico de las condiciones del transformador llevaría a tomar las medidas preventivas y correctivas según corresponda además del levantamiento de la hoja de vida del transformador que permitiría tener un mejor control sobre su desempeño en la planta, en conjunto con el análisis de calidad de energía para detectar las condiciones de servicio a las que es sometido y prolongar lo más posible su vida útil.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Al realizar un diagnóstico al transformador de potencia de la planta de producción de la empresa Sherwin Williams de Centro América S.A de C.V con una capacidad de 1.5 MVA y con 10 años en funcionamiento continuo, presentando niveles altos de sobrecalentamiento provocando sobrecarga de la unidad durante periodos prolongados de tiempo.

## **DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA**

Sherwin Williams de Centro América es una empresa dedicada a la fabricación y distribución de pintura donde su principal insumo es la energía eléctrica, con un consumo anual de aproximadamente 2, 829,000 kWh.

Dentro de las áreas de producción la energía eléctrica se emplea en:

- Motores eléctricos: Dispensores, molinos y mezcladores, ventiladores extractores.
- Servicios auxiliares: Aire comprimido y refrigeración para la producción de agua fría, bombeo y extractores de polvos.
- Áreas de oficinas: el principal consumo de energía eléctrica es de aire acondicionado, iluminación y equipos de oficina.

# 1 CAPÍTULO I FUNDAMENTOS TEÓRICOS

## 1.1 EL TRANSFORMADOR

Algunos pequeños transformadores para aplicaciones de baja potencia se construyen con aire entre las dos bobinas. Tales transformadores son ineficientes porque el porcentaje del flujo de la primera bobina que une la segunda bobina es pequeño. El voltaje inducido en la segunda bobina se determina como se detalla en la ecuación 1-1, donde:

$N$  es el número de vueltas en la bobina

$d\Phi/dt$  Es la tasa cambio de flujo en el tiempo que une la bobina

$\Phi$  es el flujo en líneas

$$E = N \frac{d\Phi}{dt} 10^8$$

*Ecuación 1-1 Voltaje inducido en la bobina*

En el momento en que la tensión aplicada a la bobina es  $E$  y el flujo que une las bobinas es  $\Phi$ , la tensión instantánea de la alimentación es:

$$e = \sqrt{2}E \cos(\omega t) = N \frac{d\Phi}{dt} 10^8$$

*Ecuación 1-2 Tensión instantánea de alimentación*

Entonces, el máximo valor de flujo  $\Phi$  está dado por la ecuación siguiente, y usando el sistema MKS.

$$\Phi = \frac{\sqrt{2}E}{2\pi f N} [Wb]$$

*Ecuación 1-1 Máximo valor del flujo magnético*

## 1.2 TRANSFORMADORES DE NÚCLEO DE HIERRO

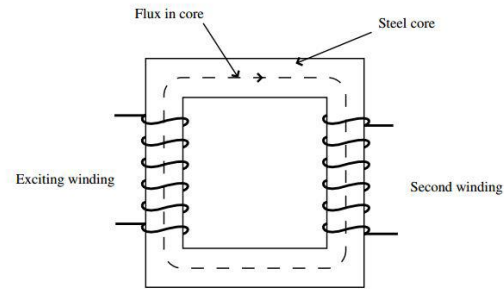


Figura 1-1 Circuito de dos bobinas aplica a un núcleo de hierro

La capacidad del hierro o del acero para transportar el flujo magnético es mucho mayor que el aire. Esta capacidad de transportar flujo se llama permeabilidad. Los aceros eléctricos modernos tienen permeabilidades del orden de 1500 en comparación con 1.0 para el aire. Esto significa que la capacidad de un núcleo de acero para transportar flujo magnético es 1500 veces la del aire. Cuando se aplican dos bobinas sobre un núcleo de acero, como se ilustra en la figura 1.1 anterior, casi el 100% del flujo de la bobina 1 circula en el núcleo de hierro de manera que la tensión inducida en la bobina 2 es igual a la tensión de la bobina 1 si el número de vueltas en las dos bobinas son iguales. Continuando en el sistema MKS, la relación fundamental entre la densidad de flujo magnético ( $B$ ) y La intensidad del campo magnético ( $H$ ) es:

$$B = \mu_0 H$$

*Ecuación 1-3 Intensidad de campo magnetico*

Donde:

- $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$  [Wb/Am] es la permeabilidad del espacio vacío, sustituyendo  $B = \Phi/A$  y también  $H = IN/d$
- $I$  es la corriente máxima en amperios
- $N$  el número de vueltas de la bobina
- $A$  El área de sección transversal del núcleo de hierro

Dado esto la relación se puede reescribir como sigue:

$$\Phi = \mu_0 \mu_r N AI/d$$

*Ecuación 1-4 Flujo magnetico*

Puesto que la permeabilidad del acero es muy alta en comparación con el aire, todo el flujo puede considerarse como fluyendo en el acero y es esencialmente de igual magnitud en todas las partes del núcleo. La ecuación para el flujo en el núcleo entonces puede escribirse como:

$$\Phi = 0.225E/fN$$

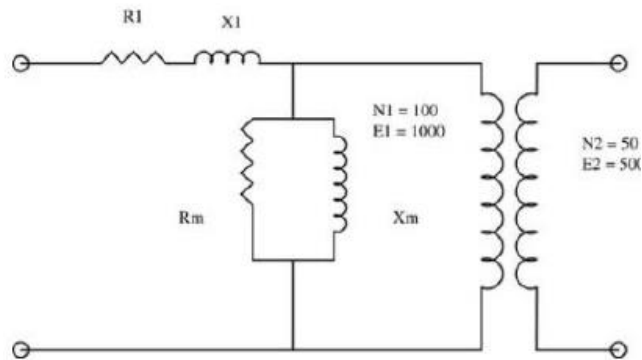
*Ecuación 1-5 Flujo en el nucleo*

Donde f es la frecuencia en Hertz.

En el diseño del transformador, es útil usar la densidad de flujo, y la ecuación anterior puede ser reescrita como:

$$B = \frac{\Phi}{A} = \frac{0.225E}{fAN} \left[ \frac{Wb}{m^2} \right]$$

*Ecuación 1-6 Densidad de flujo*



*Figura 1-2 Circuito equivalente de transformador*

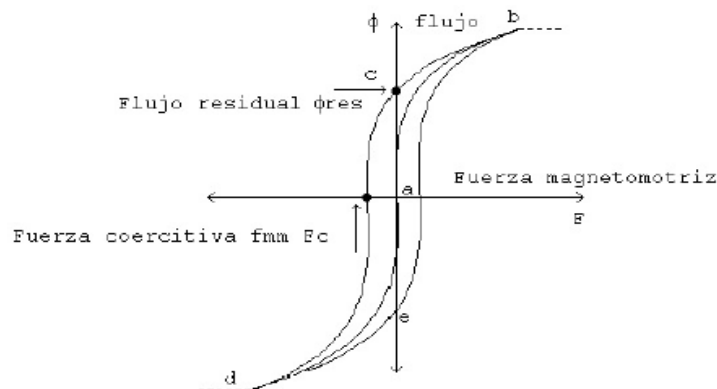
### 1.3 CIRCUITO EQUIVALENTE

Cuando se aplica tensión al devanado excitador o primario del transformador, una corriente de magnetización fluye en el devanado primario. Esta corriente produce el flujo en el núcleo. Cuando el flujo fluye en el núcleo de acero, se producen pérdidas en el acero. Hay dos componentes de esta pérdida, que se denominan pérdidas parásitas e histéresis. Una explicación de estas pérdidas requerirá un capítulo completo. A los efectos de esta tesis, se puede afirmar que la pérdida de histéresis es causada por la inversión cíclica del flujo en el circuito magnético y puede ser reducida por el control metalúrgico del acero. La pérdida por corriente parásita en cambio es causada por corrientes parásitas que circulan dentro del acero inducidas por el flujo de flujo magnético normal a la anchura del núcleo, y puede ser controlada reduciendo el espesor de la laminación de acero o aplicando un recubrimiento aislante fino. La pérdida de corriente parásita puede expresarse de la siguiente manera:

$$W = K w^2 B^2$$

*Ecuación 1-7 Perdida por corriente parasita*

Donde K es una constante, w es la anchura del material de laminación del núcleo normal al flujo y B la densidad de flujo. Si se usara un núcleo sólido en un transformador de potencia, las pérdidas serían muy altas y la temperatura sería excesiva. Por esta razón, los núcleos se laminan a partir de láminas muy delgadas, tales como 0.23 mm y 0.28 mm, para reducir el espesor de las hojas individuales de acero normales al flujo y por lo tanto reducir las pérdidas, cada hoja se recubre con un material muy delgado para evitar cortos entre las laminaciones.



*Figura 1-3 Curva de Histéresis*

Las pérdidas del núcleo están representadas por  $R_m$  y las características de excitación por  $X_m$ . Cuando la corriente de magnetización, que es aproximadamente 0.5% de la corriente de carga, fluye en el devanado primario, hay una pequeña caída de voltaje a través de la resistencia del devanado y una pequeña caída inductiva a través de la inductancia del



devanado. Podemos representar estas impedancias como R1 y X1 en el circuito equivalente. Sin embargo, estas caídas de voltaje son muy pequeñas y pueden ser despreciadas en la práctica. Las caídas de tensión en la resistencia y la reactancia en vacío son muy pequeñas, con solo corriente de magnetización fluyendo en los devanados, de modo que la tensión que aparece a través del devanado primario del circuito equivalente en la figura 1.2 puede considerarse como la tensión de entrada. La relación  $E1=N1 = E2=N2$  es importante en el diseño y la aplicación del transformador.

Un núcleo de acero tiene una característica de magnetización no lineal, como se muestra en la figura anterior se observa que se requieren mayores amperes-vuelta a medida que la densidad de

flujo B se incrementa desde cero. Por encima de la rodilla de la curva, cuando el flujo se aproxima a la saturación, un pequeño aumento en la densidad de flujo requiere un gran aumento en los amperes-vueltas. Cuando el núcleo se satura, el circuito se comporta igual que un núcleo de aire.

Cuando la densidad de flujo disminuye a cero, se vuelve negativa y aumenta en dirección negativa, ocurre el mismo fenómeno de saturación. A medida que el flujo se reduce a cero y aumenta en una dirección positiva, describe un bucle conocido como "bucle de histéresis". El área de este bucle representa pérdida de potencia debido al efecto de histéresis en el acero. Las mejoras en el grado de acero resultan en un área más pequeña del bucle de histéresis y un punto de rodilla más agudo en el que la característica BH se hace no lineal y se aproxima al estado saturado.

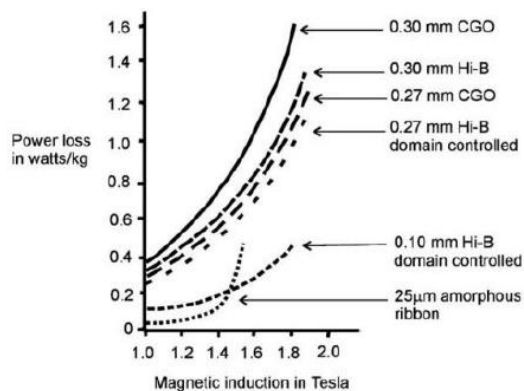


Figura 1-4 Características de pérdidas para materiales de núcleo eléctrico de acero sobre un rango de densidad de flujo de núcleo

## 1.4 EL TRANSFORMADOR PRÁCTICO

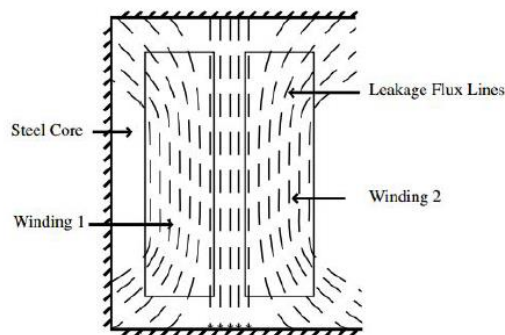
En el diseño actual del transformador, las constantes para el circuito ideal se determinan a partir de ensayos sobre materiales y sobre transformadores. Por ejemplo, el componente de resistencia de la pérdida del núcleo, usualmente denominado pérdida sin carga, se determina a partir de curvas derivadas de ensayos en muestras de acero eléctrico y pérdidas sin carga

de transformador medidas. El diseñador tendrá curvas similares a la figura anterior para los diferentes grados de acero eléctrico en función de la inducción.

De forma similar, se han dispuesto curvas para la corriente de excitación como una función de inducción. Una relación muy importante se deriva de la ecuación siguiente. El término  $E=N$  se denomina voltios por vuelta y determina el número de vueltas en los devanados; La densidad de flujo en el núcleo;  $Y$  es una variable en la reactancia de fuga. La pérdida sin carga en el circuito magnético es un valor garantizado en la mayoría de los diseños. Las curvas de diseño o las tablas generalmente muestran la pérdida por unidad de peso en función del material y la inducción magnética. La inducción también debe seleccionarse de manera que el núcleo este por debajo de la saturación bajo condiciones de sobretensión especificadas. La saturación magnética se produce a aproximadamente 2:0T en los aceros magnéticos, pero a aproximadamente 1:4T en la cinta amorfa.

## 1.5 REACTANCIA DE FUGA

Se introducen conceptos adicionales cuando se considera el transformador práctico. Por ejemplo, el flujo de corriente de carga en los devanados produce unos campos magnéticos elevados alrededor de los devanados. Estos campos se denominan campos de flujo de fuga. Este flujo existe en los espacios entre devanados y en los espacios ocupados por los devanados, como se ve en la siguiente figura.



*Figura 1-5 Campos de reactancia a fuga.*

Estas líneas de flujo producen efectivamente una impedancia entre los devanados, que se denomina en la industria reactancia de fuga. La magnitud de esta reactancia es una función del número de vueltas en los devanados, la corriente en los devanados, el campo de fugas, y la geometría del núcleo y bobinados. La magnitud de la reactancia de fuga esta usualmente en el rango de 4 a 20% en la clasificación de base de los transformadores de potencia. La corriente de carga a través de esta reactancia da lugar a una caída de tensión considerable. La reactancia de fuga se denomina porcentaje de reactancia de fuga o porcentaje de reactancia, es decir, la relación entre la caída de voltaje de la reactancia y la tensión de arrollamiento  $X_{100}$ . Los diseñadores calculan el número de vueltas, las magnitudes de la corriente, las

fugas campo, y la geometría del transformador. Se mide mediante el cortocircuito de un devanado del transformador y el aumento de la tensión en el otro devanado hasta que la corriente nominal fluye en los devanados. Esta tensión dividida por la tensión de bobinado nominal X100 es el porcentaje de voltaje de reactancia o porcentaje de reactancia. La caída de tensión a través de esta reactancia da como resultado que la tensión a la carga sea menor que el valor determinado por la relación de espiras. La disminución porcentual en la tensión se denomina regulación, que es una función del factor de potencia de la carga. El porcentaje de regulación se puede determinar usando la siguiente ecuación para cargas inductivas.

$$\%Reg = \%R\cos(\phi) + \%X\sin(\phi) + \frac{(X\cos\phi - \%R\sin\phi)^2}{200}$$

*Ecuación 1-8 Porcentaje de regulación*

Donde:

- %Reg: Porcentaje de caída de tensión a través de la resistencia y la reactancia de fuga.
- %R: Porcentaje de resistencia = (kW de pérdida / kVA del transformador) \*100
- %X: Porcentaje de reactancia de fuga
- $\phi$ : Angulo correspondiente al factor de potencia =  $\cos^{-1}(fp)$

Para cargas capacitivas, se cambia el signo de los términos sinusoidales. Con el fin de compensar estas caídas de tensión, normalmente se añaden taps en los devanados. La característica de voltios=vuelta de los transformadores de núcleo de acero hace posible sumar o restar taps para cambiar las salidas de tensión de los devanados.

### 1.5.1 PERDIDAS DE CARGA

El termino pérdidas de carga representa las pérdidas en el transformador que resultan del flujo de corriente de carga en los devanados. Las pérdidas de carga se componen de los siguientes elementos.

- Las pérdidas de resistencia a medida que la corriente fluye a través de la resistencia de los conductores.
- Pérdidas parásitas causadas por el campo de fuga. Estas son una función de la segunda potencia de la fuga. La densidad del campo y la segunda potencia de las dimensiones del conductor normales al campo.
- El campo de fuga existe en partes del núcleo, miembros estructurales de acero y paredes del tanque.

Con el fin de reducir la pérdida de carga, no es suficiente reducir la resistencia del devanado aumentando la sección transversal del conductor, ya que las pérdidas parásitas en el conductor aumentarían más rápidamente de lo que las pérdidas por efecto Joule disminuyan. Cuando la corriente es demasiado grande para un solo conductor que se utiliza para el devanado sin excesivas pérdidas de parásitas, un número de hilos deben utilizarse en paralelo. Debido a que los componentes paralelos están unidos en los extremos de la bobina, se deben tomar medidas para evitar la inducción de diferentes fuerzas electromotrices en las hebras debido a diferentes bucles de hebras que se enlazan con el flujo de fuga, lo que implicaría corrientes de circulación y pérdida. Para este propósito se han ideado formas de transposición de conductores.

### 1.5.2 FUERZAS DE CORTOCIRCUITO

Existen fuerzas entre conductores que transportan corriente cuando están en un campo de corriente alterna. Estas fuerzas se determinan usando la siguiente ecuación:

$$F = B I \sin(\theta)$$

*Ecuación 1-9 Fuerzas entre conductores de corriente*

Donde:

- F: fuerza sobre el conductor
- B: densidad de flujo de fuga local
- $\theta$ : Angulo entre el flujo de fuga y la corriente de carga. En transformadores,  $\sin(\theta)$  es casi siempre igual a 1

Dado que el campo de flujo de fugas esta entre devanados y tiene una densidad bastante alta, las fuerzas en condiciones de cortocircuito pueden ser bastante altas. Este es un área especial

del diseño del transformador. Se necesitan programas informáticos complejos para obtener una representación razonable del campo en diferentes partes de los devanados. Esfuerzos de investigación considerables se ha dirigido hacia el estudio de tensiones mecánicas en los devanados y los criterios de resistencia para diferentes tipos de conductores y sistemas de soporte. Entre dos bobinas en un transformador, hay tres posibles conjuntos de fuerzas:

- Fuerzas de repulsión radial debido a las corrientes que fluyen en oposición en los dos devanados.
- Fuerzas de repulsión axial debido a corrientes en oposición cuando los centros electromagnéticos de los dos devanados no están alineados.
- Fuerzas de compresión axial en cada devanado debido a corrientes que fluyen en la misma dirección en conductores adyacentes

Las fuerzas más significativas suelen ser radial entre los devanados. Los devanados exteriores raramente fallan, pero los devanados internos pueden sufrir de uno u otro de los dos modos de falla:

- Pandeo forzado, en el que el conductor entre los palos de soporte se derrumba debido a la flexión hacia dentro en el espacio del conducto de aceite.
- Pandeo libre, donde los conductores se abomban tanto hacia el exterior como hacia el interior en algunos puntos específicos de la circunferencia del devanado.

Se puede evitar el pandeo forzado asegurando que el devanado este herméticamente enrollado y este soportado adecuadamente empaquetándolo de nuevo al núcleo. El pandeo libre se puede evitar asegurando que el devanado sea de suficiente resistencia mecánica para ser auto portable, sin depender del empaque de vuelta al núcleo.

### 1.5.3 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El ANSI/IEEE define un transformador como un dispositivo eléctrico estático, que no implica partes que se mueven continuamente, utilizado en sistemas de energía eléctrica para transferir energía entre circuitos mediante el uso de inducción electromagnética.

Aumento promedio de la temperatura del devanado	65 °C
Aumento de la temperatura del punto caliente	80 °C
Limite estándar para las subidas de temperatura por encima del ambiente	65 °C

*Tabla 1-1 Límites estándar para las subidas de temperatura por encima del ambiente.*

Los transformadores de potencia se seleccionan en función de la aplicación, con el énfasis en que el diseño personalizado es más evidente cuanto mayor es la unidad. Los transformadores de potencia están disponibles como aparatos monofásicos o trifásicos. La construcción de un transformador depende de la aplicación.

Los transformadores destinados al uso en interiores son principalmente del tipo seco, pero también pueden ser inmersos en líquidos, el cual es el tipo de caso de estudio de la presente tesis. Para uso en exteriores, los transformadores suelen estar sumergidos en líquidos.

#### 1.5.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En Estados Unidos y en muchos otros países, los transformadores se clasifican en función de la potencia que son capaces de suministrar continuamente a una tensión y una frecuencia especificada en las condiciones de funcionamiento normales sin exceder las limitaciones de temperatura interna prescritas. Se sabe que el aislamiento se deteriora con incrementos de temperatura, por lo que el aislamiento elegido para su uso en transformadores se basa en cuanto tiempo puede esperarse que dure limitando la temperatura de funcionamiento. La temperatura a la que se le permite alcanzar el aislamiento en condiciones operativas determina esencialmente la capacidad de salida del transformador, denominada kVA. La estandarización ha llevado a que las temperaturas dentro de un transformador se expresen en términos del aumento por encima de la temperatura ambiente, ya que la temperatura ambiente puede variar en condiciones operativas o de prueba. Los transformadores están diseñados para limitar la temperatura basándose en la carga deseada, incluyendo el aumento de temperatura un devanado, el aumento de la temperatura del punto más caliente de un devanado y, en el caso de unidades llenas de líquido, el aumento de la temperatura del líquido superior. Para obtener temperaturas absolutas a partir de estos valores, simplemente añada la temperatura ambiente. Los límites de temperatura estándar para los transformadores de potencia sumergidos en líquidos se enumeran en la Tabla 1.1.

La expectativa de vida normal de un transformador de potencia se supone generalmente que es de unos 30 años de servicio cuando se opera dentro de su clasificación. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, puede ser sobrecargado y operado más allá de su clasificación, con una pérdida de vida moderadamente predecible.

Fuera de los Estados Unidos, la clasificación del transformador puede tener un significado ligeramente diferente. Basándose en algunos estándares, la clasificación kVA puede referirse a la potencia que se puede ingresar a un transformador, siendo la salida nominal igual a la entrada menos las pérdidas del transformador. Los transformadores de potencia se han agrupado en tres segmentos de mercado basados en rangos de tamaños. Estos tres segmentos son:

1. Pequeños transformadores de potencia: 500 a 7500 kVA
2. Transformadores de media potencia: 7500 a 100 MVA
3. Transformadores de gran potencia: 100 MVA y arriba

Se debe tener en cuenta que el rango superior de la pequeña potencia y el rango inferior de la potencia media puede variar entre 2500 kVA y 10000 kVA. Las condiciones de servicio inusuales pueden ser identificadas por aquellos que especifican un transformador de manera que el rendimiento deseado corresponda a las condiciones de funcionamiento reales. Las condiciones de servicio inusuales incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- Temperaturas altas (por encima de 40 °C) o bajas (por debajo de -20°C)
- Altitudes superiores a 1000 m sobre el nivel del mar
- Condiciones sísmicas y cargas con distorsión armónica total Por encima de 0.05 por unidad.

## **2 CAPÍTULO II: TIPOS DE AISLAMIENTO**

La clase de aislamiento de un transformador se determina en base a los niveles de prueba que es capaz de soportar. El aislamiento del transformador está clasificado por el BIL, o nivel básico de aislamiento de impulso, junto con la clasificación de voltaje.

Internamente, se considera que un transformador es un sistema de aislamiento no auto-restaurador, consistente principalmente en material poroso celulósico impregnado por el medio aislante líquido. Externamente, los bushings del transformador y, lo que es más importante, los equipos de protección contra sobretensiones deben coordinar con la clasificación para proteger el transformador de sobretensiones y transitorios.

Los devanados conectados en estrella en un transformador de potencia trifásico tendrán típicamente el punto común sacado del tanque a través de un casquillo neutro dependiendo de la aplicación, por ejemplo, en el caso de una conexión sólida neutro puesto a tierra contra un neutro puesto a tierra a través de una resistencia o reactor o incluso un neutro sin conexión a tierra, el neutro puede tener una clase de aislamiento más baja que los terminales de línea. Existen pautas estándar para clasificar el neutro en función de la situación. Es importante notar que la clase de aislamiento del neutro puede limitar los niveles de prueba de los terminales de línea para ciertas pruebas, tales como; la prueba de tensión aplicada o hi-pot, donde todo el circuito se lleva al mismo nivel de tensión.

### **2.1 SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES**

La principal máquina eléctrica en toda Sub Estación de Potencia será el Transformador de Potencia. Para que un transformador de potencia convencional y uno de pedestal tengan una calidad de vida y un buen cumplimiento en las funciones que se necesite se determinaran por el nivel de aislamiento.

Un transformador de Potencia o de Pedestal tiene un esquema de construcción el cual está constituido por dos bobinas aisladas entre sí y montadas en un núcleo magnético. El aislamiento dentro de los transformadores se puede encontrar en dos tipos de materiales, uno es estado sólido y otro en estado líquido.

Las consecuencias que tiende este equipo a sufrir fallas son muy probables ya que si el aislamiento del tipo sólido y del tipo líquido se exponen a circunstancias tanto internas como externas como por ejemplo un mal mantenimiento o no acatar con los lineamientos a la hora de tomar muestras en el aislamiento líquido, etc. En estos casos se perderá la eficiencia del aislamiento.

El proceso de degradación del aislamiento también tiene una evolución que es gradual, hasta el momento en el que se presenta la falla, y en ciertas ocasiones estas son catastróficas.

Los tipos de aislantes sólidos utilizados que son más representativos y que se trataran en el siguiente apartado tienen cierto grado eléctrico dentro del transformador como lo son el papel con el proceso denominado “kraft” y el cartón prensado (pressboard). Estos tipos de materiales constituyen lo que es un aislamiento estable en las bobinas de alta tensión y baja tensión, además de una sólida rigidez entre los devanados. Estos tipos de aislamientos además de soportar esfuerzos térmicos deben ser capaces de soportar esfuerzos mecánicos los cuales están presentes en las fallas que puedan ocurrir.



Como aislantes en estado líquido tenemos los más comunes son los aceites minerales, el cual tiene como funciones el poder proporcionar una transferencia suficiente de refrigeración y calor, darle una protección adecuada a lo que es el núcleo del transformador. Estas propiedades son importantes ya que de esto dependerá la temperatura óptima del transformador cuando este se encuentre en operación. Al entrar el calor una de las funciones del aceite será que exista el más mínimo contacto entre las partículas de oxígeno con lo que es el aislamiento sólido que se trata del papel (celulosa) y otros materiales que sean también aislantes sólidos que sean propensos a presentar grados de oxidación.

## 2.2 AISLAMIENTO EN EL TRANSFORMADOR

El diseño de los aislantes sólidos incluye aspectos como la cantidad de formas y la colocación los materiales sólidos dentro del transformador. Uno de los materiales aislantes más importantes es la celulosa ya que esta cuenta con un grado eléctrico cuando se convierte en papel y en cartón prensado (pressboard). La fabricación de estos materiales se da principalmente por lo que es pulpa de madera procesada por el proceso químico denominado “kraft”, por lo que se puede decir que el aislamiento sólido en el núcleo del transformador se llama “papel kraft”. El comienzo de la manufactura de este material comienza con la madera, compuesta por lo que es madera rígida y madera suave.

La madera es un material compuesto natural el cual pasa por un proceso en el cual la compactación de la pasta obtenida pasa a la fabricación de tubos flexibles de celulosa ligados junto con unas ligninas de un polímero marrón el cual es removido principalmente durante el proceso de la pulpa.

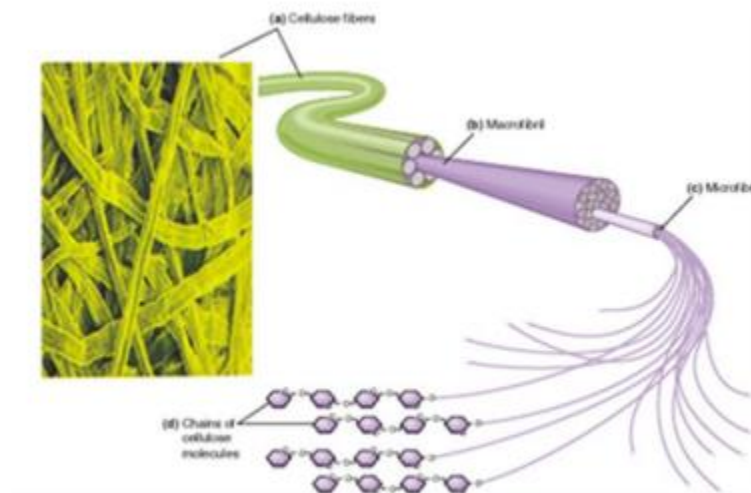


Figura 2-1 Estructura Macro y Micro de la celulosa.

Como un fundamento complementario es de saber algunas de las propiedades químicas por las que se caracteriza el papel en general. El proceso del papel parte desde lo que es la celulosa, el cual es uno de los materiales más abundantes en la biomasa terrestre encontrándose en mayores cantidades en un 95% en fibra de algodón y un 5% en sustancias

compuestas, la celulosa al tratarse de un Biopolímero tiene una composición que es a nivel macromolecular, lo que significa que en algunos aspectos se puede determinar a simple vista las condiciones y características en las que se encuentra el producto elaborado con este tipo de material.

La naturaleza de la celulosa en ser un elemento Homo Polisacarádico es que tiene un cumplimiento de reservas energéticas y de estructura, ya que es un material del tipo compuesto y enlazado por el polímero de  $\beta$ -Glucosa. La celulosa se forma por la unión de esta molécula de Glucosa mediante los enlaces que son  $C_6H_{10}O_5$ . La estructura de concentración de celulosa al tener varios enlaces repetitivos del tipo glucosídico tiene como funciones primarias el almacenamiento y consumo de energía al concentrarse enlaces de hidrógeno.

Las funciones de la celulosa en el transformador corresponden a aspectos mecánicos ya que deberá de resistir las vibraciones que existen entre los devanados y también de funciones térmicas como lo son la creación de ductos de enfriamiento y así mantener más estable la temperatura dentro del transformador.

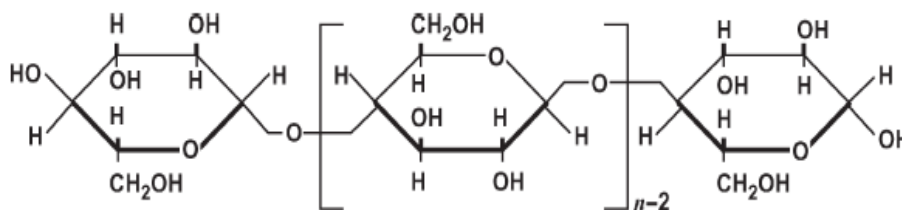


Figura 2-2 Estructura polimérica de Celulosa

### 2.2.1 PROCESO KRAFT

Comúnmente el tipo de papel utilizado en los transformadores es sometido bajo el proceso llamado “kraft”. Durante el proceso químico para hacer la pulpa a utilizarse parte desde la obtención de las astillas de madera descortezados las cuales se ponen bajo presión en un proceso de cocción llamado “licor blanco” el cual es una mezcla alcalina de Hidróxido de Sodio y Sulfuro de Sodio en soluciones; el Sulfuro de Sodio se utiliza como una solución catalizadora. Al tener este proceso de esta mezcla se convierten en ligninas las cuales son selectivamente disueltas y removidas, por consiguiente lo único de estas soluciones lo que se logra mantener ronda alrededor del 5%.

La clasificación de las maderas para los diferentes tipos de maderas como lo son las maderas suaves contendrá típicamente un 42% de celulosa y unos 28% de lignina, en el caso de la madera dura estas contienen un 45% de celulosa y un 20% de ligninas. En adición a la celulosa, la madera contendrá lo que es hemicelulosa compuesta por lo que es una mezcla de azúcares con pequeñas cadenas rectas tanto como la celulosa propia.

La madera suave tendrá como promedio un 27% de hemicelulosa. Ambos la hemicelulosa y las ligninas necesitan ser removidos en el momento final de extraer la pulpa. Las más significantes diferencias entre las maderas suaves y rígidas son el estrecho de las fibras; las cuales para la madera suave será de 2 mm a 6 mm y para la madera rígida será de 0.6 mm a

1.5 mm y la porosidad será de  $15 \frac{\text{mg}}{100 \text{ mm}}$  a  $35 \frac{\text{mg}}{100 \text{ mm}}$  para madera rígida tendrá valores de  $5 \frac{\text{mg}}{100 \text{ mm}}$  a  $10 \frac{\text{mg}}{100 \text{ mm}}$ .

Las maderas suaves proveerán estabilidad, y las maderas duras proveerán suavidad. Entonces es aconsejable, que las mezclas de las pulpas sean hechas para la fabricación de papel y de cartón compreso.

Para que la pulpa tenga un cierto grado eléctrico, no se blanquea del todo, pero este si recibe un cuidadoso lavado el cual se requiere para remover los materiales del tipo iónico. Tras este proceso la pulpa se convierte en láminas que son fáciles de romper. Además, en el proceso de cocción el “licor blando” se mezcla junto con las ligninas disueltas hasta obtener “licor negro”, este tiene que concentrarse para que también sea cocido en calderas recuperadoras.

La pulpa se sumerge en una bañera tipo cuba llamada “pulper”, donde las fibras son separadas y mezcladas con una buena consistencia, después de esto se movilizan a unas mallas para producir la pasta acuosa enriquecida en fibras. El exceso de agua de la pulpa es succionada por completo por unas bombas. Al tener solamente la pasta se produce una reacción de entrecruzamiento de fibras, y cuando al tener toda la pulpa separada y convertida en pasta estas fibras constituirán lo que será la hoja de papel.

A continuación, se presenta un esquema en el cual se resume el proceso básico mencionado anteriormente bajo el cual somete la celulosa.

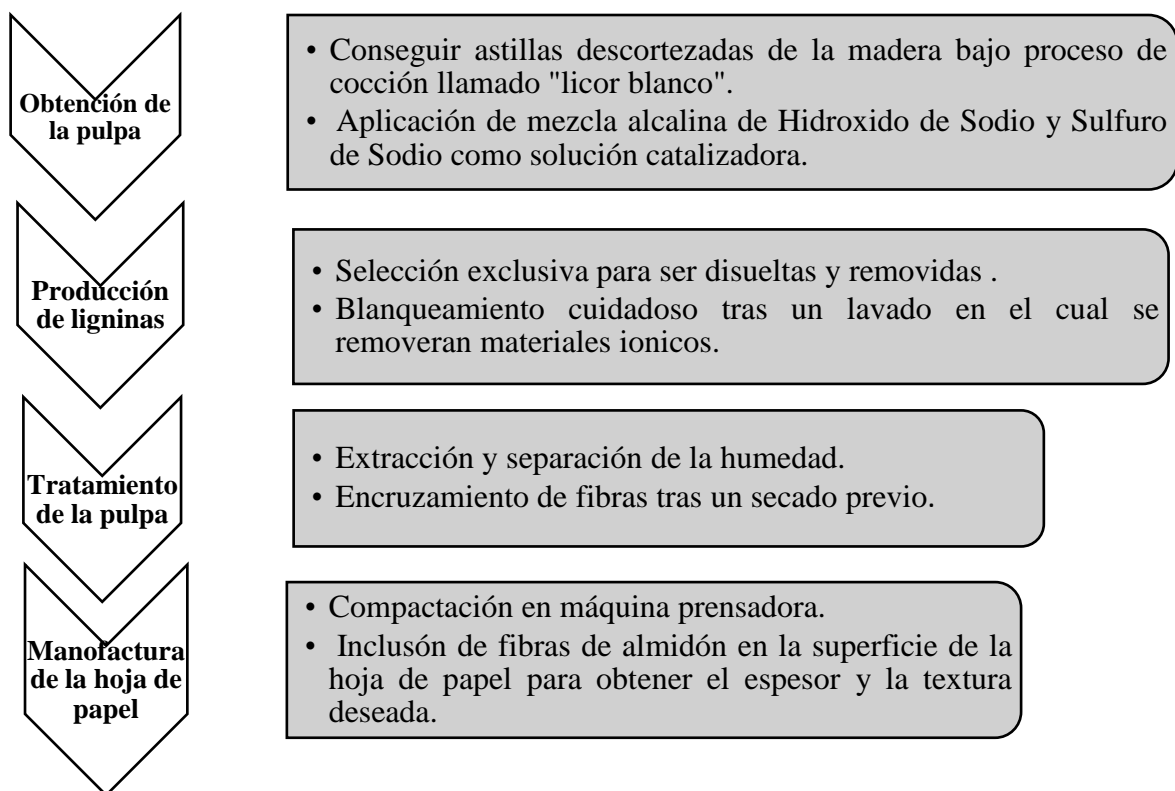


Figura 2-3 Esquema del proceso Kraft en la celulosa

## 2.2.2 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA CELULOSA

Para que el aislamiento del transformador cumpla con bajo condiciones estables de operación el aislamiento tendrá un gran trabajo en cada una de las situaciones bajo las que se vea influenciado en su entorno, ya sea por causas naturales como inundaciones o terremotos así también como condiciones humanas. Las propiedades físicas del aislamiento sólido deberán de evitar el contacto que existan entre las diferentes zonas conductoras y de esta manera proteger la integridad de las personas frente a altas tensiones eléctricas así también como proteger la vida del transformador.

Las funciones de la celulosa en el transformador cuando corresponden a aspectos mecánicos deberán de resistir las vibraciones que existen entre los devanados y también de funciones térmicas como lo son la creación de ductos de enfriamiento y así mantener más estable la temperatura dentro del transformador.

Por eso a la hora de seleccionar el papel aislante al tratarse de un material no conductor deberá de tener una resistividad más elevada, por esto es adecuado el saber las propiedades físicas y eléctricas de este tipo de material.

El papel aislante del tipo “kraft” usado en los transformadores convencionales o tipo pedestal tienen que cumplir con características eléctricas específicas como son:

- Resistividad de la Celulosa

Como bien sabemos la celulosa es un compuesto por largas cadenas de Oxígeno, Hidrógeno y Carbono por tal estas forman lo que es la glucosa y permiten que sea un material altamente activo en sus propiedades. De la longitud de estas cadenas va a depender lo que es la resistencia de la celulosa, por lo general es la resistencia la que presenta un cubo con una medida de 1cm de una arista de la celulosa.

- Resistividad en la superficie y resistencia a las corrientes de fuga

Ante la presencia de altos voltajes en el modo de función del transformador y con la elevación de temperatura en el transformador podremos encontrar corrientes de fuga las cuales circularán en la superficie de los aislantes, al almacenarse humedad y en presencia de estas corrientes al largo del tiempo se pueden presentar fallas en la operación del transformador, debido a que la celulosa al tratarse de un biopolímero y por las cadenas orgánicas de carbono se dará lo que es la degradación del material aislante ante la existencia de arcos eléctricos. Cuando el papel se encuentra en seco la resistencia superficial tendrá valores que suelen ser altos como lo son  $10^{10}$  y  $10^{15} \Omega\text{cm}$ .

- Permittividad relativa  $\epsilon_r$

El valor de la Permittividad en los aislantes deberá de ser pequeña, sin embargo, en los aislantes que se aplican como dieléctricos en los condensadores tienen que tener un valor alto de Permittividad.

- Rigidez dieléctrica  $\left[ \frac{kV}{mm} \right]$

Para poner a prueba la rigidez dieléctrica de la celulosa se hace por medio de un ensayo disruptivo donde se mide una tensión aplicada entre dos electrodos. Este tipo de característica eléctrica se trata de una propiedad donde la magnitud no es lineal al tratarse de un material que es altamente hidróscopo, pero cuando este se encuentra seco contará con

una rigidez dieléctrica de  $5 \frac{kV}{mm}$ , y al encontrarse la celulosa en su punto óptimo de rigidez dieléctrica se encontrara alrededor de los  $30 \frac{kV}{mm}$ .

### **2.3 ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO SOLIDO EN LOS TRANSFORMADORES**

En general se tiene la creencia que un transformador de potencia inmerso en aceite está diseñado para una vida confiable que ronde los 40 años. Sin embargo, existen muchos transformadores alrededor del mundo que operan más allá de la estimación de la cantidad de años mencionados anteriormente. Por lo tanto, la vida del transformador no deberá de estar indicada para el diseño de 40 años, pero sí estará determinada bajo un final de vida por el sistema de aislamiento.

El envejecimiento normal del papel y el sobre calentamiento anormal del aislamiento en el papel en transformadores estará influenciado por la temperatura ambiente, las condiciones del aceite (acidez y formación de lodos), el comportamiento de las cargas y el diseño de otros parámetros a utilizar. Estos factores reducirán lo que es el grado de polimerización (GP), y lo que es su fuerza de tensión. El proceso de envejecimiento causa cambios no solo en lo que es en la tensión mecánica del papel, sino que también provoca cambios en las propiedades dieléctricas.

Es usual considerar que el final de vida de un transformador sea alcanzado cuando los GP del papel caen en un valor de 200, por lo que la fuerza de tensión llegara a un 40% de su valor inicial.

Generalmente la vida útil de un transformador presenta inconvenientes debido al envejecimiento del papel, muchos procesos pueden contribuir a su degradación causándole fallas internas. Pero en si el proceso de envejecimiento depende de las reacciones químicas que pueden provocar por medio de una despolimerización de la celulosa.

Cuando los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen, el grado de polimerización se reduce y la resistencia mecánica cae con él. Cuando se obtiene el papel, éste presenta un grado de polimerización (DP) aproximadamente de 1200. Después de pasar por el proceso de secado en la fábrica éste DP se reduce a 800-1000 con un contenido en agua de 0,5%. La resistencia a la tracción se reduce en torno a un 20 % de su valor original. La resistencia a la tracción mecánica del papel depende de su grado de polimerización. Por debajo de un grado de polimerización de 200 no se garantiza que el transformador sea capaz de soportar los esfuerzos de repulsión de cortocircuitos y el transformador debe destruirse.

Los principales tipos de reacciones químicas para que suceda un envejecimiento en el aislante solido en el transformador de potencia debido a factores que son internos aun cuando este se encuentre en funcionamiento son:

- Pirolisis (degradación térmica)
- Oxidación (oxígeno en el papel)
- Hidrolisis (humedad).

### **2.3.1 PIROLISIS EN EL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR**

Este proceso térmico tiende a darse a altas temperaturas, donde ante un calor extremo provoca que las fibras de celulosa lleguen a carbonizarse. La temperatura a un nivel normal en los transformadores de potencia tiende a causar que los monómeros encontrados en la cadena de celulosa se quiebren, formando un residuo sólido por lo que se producirá una liberación de defectos de gases tales como monóxido de carbono, vapor de agua y dióxido de carbono (CO, H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>). Siendo así los GP se van a ir reduciendo por lo que también van a disminuir las características de la resistencia mecánica de la celulosa. Como la temperatura dentro del aislante del transformador de potencia no se distribuye de manera uniforme, por lo general en los análisis de los efectos caloríficos en el deterioro de la celulosa se llegan a analizar en el punto más caliente (hot spot), ya que en este punto se dará la mayor degradación del aislamiento sólido.

### **2.3.2 OXIDACIÓN EN EL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR**

Al encontrarse oxígeno en el papel es claro que tendremos una degradación, lo cual nos llevara a un envejecimiento. Y al tener oxígeno dentro del aislamiento sólido los átomos de carbono en la molécula de la celulosa son atacados, formando así aldehídos y ácidos. Por consiguiente, el vínculo entre los anillos quedara debilitado, llevándolo a niveles bajos en su GP, donde libera Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono.

Existen muchos factores intermedios en el proceso oxidativo, como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído y el monóxido de carbono que son producidos también por el proceso de la hidrólisis el cual se detallara en el siguiente apartado. Otros parecen ser producidos exclusivamente por la oxidación y su identificación tiene valor para el diagnóstico. Estos productos son el 5-metil-2-fur-aldehído, 2-acetil-fúrano y alcohol furfurílico.

También tendrá aporte el grupo de los fenólicos los cuales se forman por la oxidación de compuestos aromáticos en el aceite, y también están presentes debido a la adición de antioxidantes, aunque no exista evidencia en la actualidad que este último tenga ningún efecto perjudicial. También se cabe mencionar que la oxidación se reduce en ambiente ácido, lo que reducirá la importancia de estas reacciones químicas con el tiempo.

### **2.3.3 HIDROLISIS EN EL AISLAMIENTO SOLIDO DEL TRANSFORMADOR**

La presencia de humedad en el aislamiento sólido tendrá un rol crítico en la vida del transformador, ya que el catalizador en el papel será el agua. El agua en el papel puede ser encontrado en cuatro estados: los cuales pueden ser absorbidos en la superficie, como vapor, agua libre en los capilares, y agua libre como embebido. El papel puede contener mucha más humedad que el papel. La unidad de la concentración de la humedad en el papel es expresada típicamente en “%”, en el cual el peso de la humedad es dividido por el peso del aceite que se encuentra libre en el cartón prensado.

Encontrando el agua en el transformador esta tendrá cierta presión parcial ejercida por el vapor de agua. Cuando el sistema está en equilibrio con el líquido o su forma sólida, o ambos con el agua, el sistema alcanza la saturación de la presión del vapor de agua. El vapor de presión en saturación es una medida de una tendencia del cambio de la materia entre el estado

gaseoso o en estado de vapor, ante un incremento de temperatura. En el punto de ebullición del agua, el vapor de agua en presión en su estado saturación que está en la superficie vendrá siendo igual a la presión de la atmosfera, esto suponiendo que el transformador inmerso en aceite tenga su sistema en equilibrio con la humedad.

## **2.4 ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN LOS TRANSFORMADORES**

La mayoría del agua en un transformador tiende a concentrarse en la celulosa. Cuando este se encuentre sometido a operación normal a diferentes cargas y temperaturas, cierta cantidad del agua presenta dinamismo, entre el aceite y la celulosa hasta encontrarse en equilibrio. También se presentan situaciones donde el contenido de agua en el aceite puede ser mayor y duplicarse, por ejemplo, cuando se opera a temperaturas elevadas. Aún sin contar este tipo de situaciones se dan períodos donde la humedad en la celulosa permanece casi sin cambios. De esta manera la tasa promedio del contenido de agua en el aislamiento sólido tiende a ser constante. Este hecho es importante que sea considerado cuando se realicen las pruebas de humedad en aceite, ya que estas deben de hacerse en recogiendo una muestra del aceite del transformador a una temperatura dada, y así poder estimar la cantidad de agua que se almacena en la celulosa mediante tablas de equilibrio. Estas muestras recogidas después son analizadas mediante el método de Karl Fisher, adonde se hará un análisis cuantitativo de las concentraciones de humedad en el aislamiento sólido.

Cuando el aislamiento interno del transformado se encuentra en un estado de equilibrio, el aceite en su estado de saturación relativa es igual que el estado de saturación relativa del papel aislante en contacto con el aceite. Para este tipo de análisis y lograr determinar la cantidad de humedad en el aislamiento sólido del transformador hay dos tipos de técnicas o métodos, los métodos directos y los métodos indirectos. El método directo consiste en la toma de muestras de papel del transformador y medir su contenido de humedad mediante la valoración de Karl Fisher. Ya que es imposible medir la humedad del aislamiento sólido sin que el transformador este fuera de servicio. Esta técnica solo se ejecuta en transformadores que se están reparando o en construcción. Los métodos indirectos se basan en obtener datos del aislamiento del transformador midiendo sus propiedades y a través de estas extrapolar su contenido de humedad. El método indirecto para medir este contenido de humedad es fácil de realizar, usando curvas de equilibrio, para conocer el contenido de humedad del papel. Además de saber las cantidades de humedad que existen en el aislamiento líquido al determinar los valores absolutos y la saturación relativa en la que se encuentra el aceite.

## **2.5 ANÁLISIS DE CURVAS EN ESTADO DE EQUILIBRIO HUMEDAD PAPEL-ACEITE**

Para encontrar las cantidades de humedad que se almacenan entre los materiales aislantes papel-aceite se han desarrollado curvas donde se relaciona el tiempo que será el óptimo para que se alcance el equilibrio de humedad entre el aislamiento sólido y el aislamiento líquido, además también se relaciona la humedad relativa con el contenido de humedad existente en el papel, este método se toma como una forma para la determinación de la humedad en el aceite.

La humedad relativa (*Relative Humidity*) puede ser definida como términos de la humedad en una mezcla de radio  $r$  contra la mezcla de saturación de radio  $r_s$ , donde se tendrá como:

$$R.H. = 100 * \frac{r}{r_s}$$

*Ecuación 2-1 Humedad relativa*

Teniendo un resultado de porcentaje adimensional. La humedad relativa para el aire es el contenido del vapor de agua el cual es relativo a su contenido en estado de saturación. La humedad relativa para el aceite es el disolvente de agua contenido en el aceite relativo de la máxima capacidad de la humedad que el aceite contenga. Porque la mezcla de la saturación de la mezcla de radios actúa como una función de presión, y especialmente de la temperatura, la humedad relativa es una combinación también del índice del ambiente y se reflejara más que los contenidos del agua presentes.

### **2.5.1 CURVAS DE OOMMEN**

El investigador Oommen desarrollo en 1983 una seria de curvas de equilibrio de humedad. El método Oommen como muy común mente se le denominan, es un método en el cual se basa en que el principio de las curvas representa la misma saturación de humedad relativa para el aceite y para el papel estando a la misma temperatura. Oommen en sus curvas llevo a combinar la Humedad en el Aceite contra la Humedad Relativa en el aire. También las curvas tendrán lo que es Humedad en el Papel contra la Humedad Relativa, llegando hasta el punto donde se tendrá Humedad en el Papel contra la Humedad en el aceite asentando que las curvas se encuentren en equilibrio.

La Humedad en el Aceite contra la Humedad Relativa está compuesta por líneas rectas donde se tiene la relación:

$$x_w = x_w^s * R.H.$$

*Ecuación 2-2 Humedad en el aceite en PPM*

Dónde:

$$x_w = \text{Humedad en el aceite en PPM}$$

$$x_w^s = \text{Solubilidad del agua en el aceite en PPM}$$

$$R.H. = \text{Humedad relativa del Aceite}$$

Oommen usó las curvas de equilibrio del aceite en conjunto con; las curvas de humedad en la pulpa de madera contra las curvas de la humedad relativa hechas a partir de los datos de Jeffries; sus resultados se muestran en la siguiente figura.



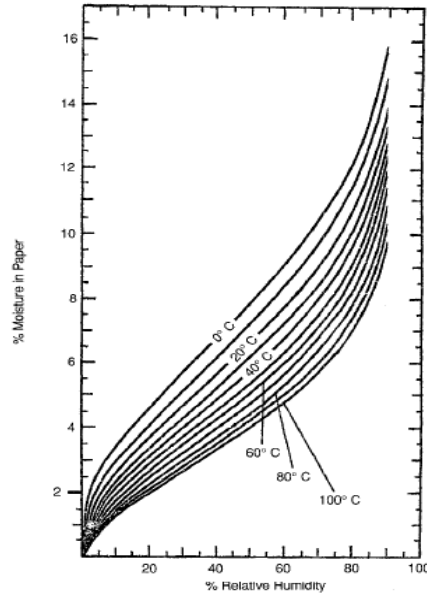


Figura 2-4 Humedad en la pulpa como función de la humedad relativa en el ambiente

Por consiguiente, tuvo como resultado la obtención de las curvas de equilibrio para la humedad para el sistema papel – aceite como se muestra en la figura 2.5. La representación de cada una de las líneas trazadas en el gráfico tiene un significado en específico, ya que las líneas discontinuas indican la desorción (difusión de la humedad sin la celulosa, mientras que las líneas continuas indican las curvas adsorción (difusión de la humedad dentro de la celulosa). Para la misma humedad relativa, el contenido de humedad de las curvas de desorción es levemente más altas que las curvas de desorción.

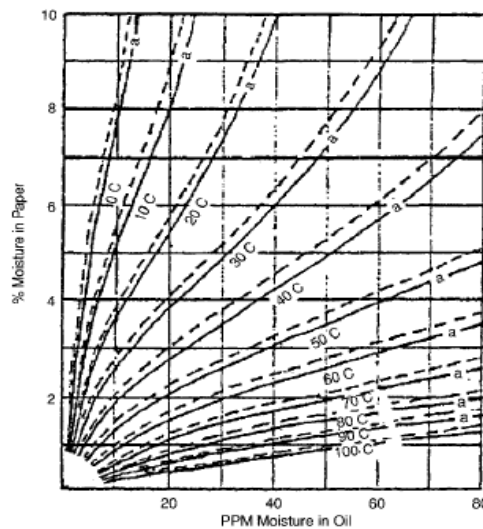


Figura 2-5 Curvas de Oommen para un sistema Papel-Aceite dentro del equilibrio en estado húmedo.

Las curvas de Oommen no son muy fiables para un rango de humedad en el papel que este bajo del 10%. Por lo tanto, Oommen utilizó los datos de la presión del vapor del agua en el

espacio de gas sobre la muestra, en un sistema sellado, divulgado por Beer en 1966 y convertido a la humedad relativa por la siguiente relación:

$$\%R. H. = \frac{p}{p_o}$$

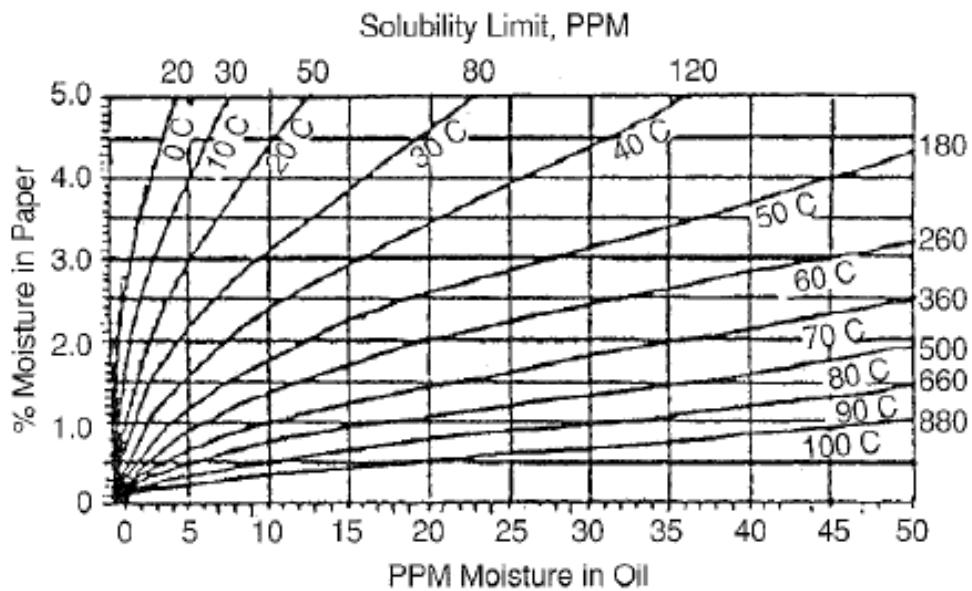
*Ecuación 2-3 Humedad relativa Oommen*

Dónde:

$p$  = Presión del vapor de Agua

$p_o$  = Presión del vapor de Agua en estado de saturación

Se tiene la combinación de la absorción de las curvas para el papel y el aceite de nuevamente, Oommen elaboro estas curvas de la absorción encontrándose en la región donde la humedad se encuentra en niveles bajos como se muestra en la figura



*Figura 2-6 Gráfico de Humedad: Límite de Solubilidad contra Humedad en el Aceite en PPM*

En resumen, el envejecimiento del papel se generaliza en el siguiente esquema:

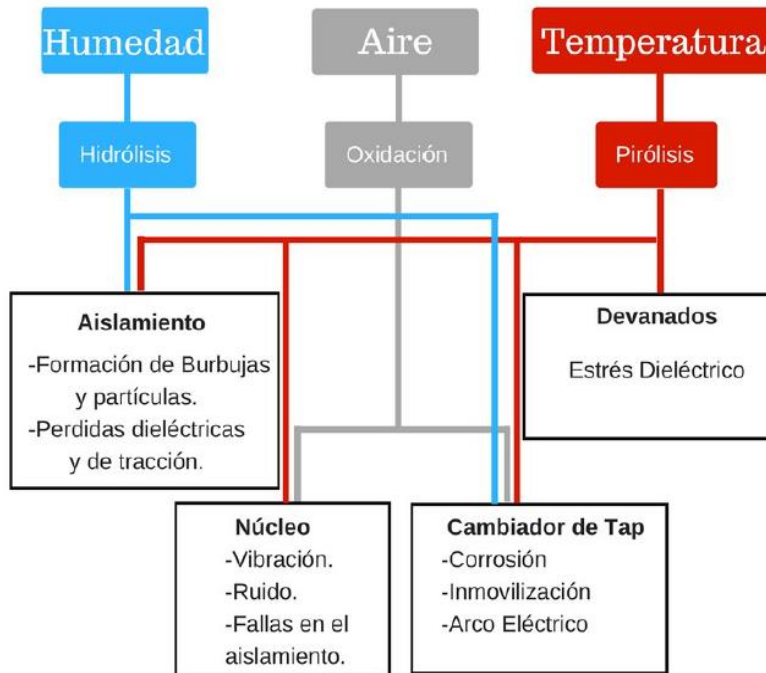


Figura 2-7 Resumen sobre los factores principales en el envejecimiento en el papel.

## 2.6 AISLAMIENTO LÍQUIDO

Puesto que ningún transformador es realmente un transformador ideal, cada uno incurrirá en una cierta cantidad de pérdida de energía, principalmente aquella que se convierte en calor. Los métodos para eliminar este calor pueden depender de la aplicación, el tamaño de la unidad y la cantidad de calor que necesita ser disipada. El medio aislante dentro de un transformador, usualmente aceite, sirve para múltiples propósitos, primero para actuar como aislante, y segundo para proporcionar un buen medio a través del cual se elimina el calor. Los arrollamientos y el núcleo son las fuentes primarias de calor, aunque las estructuras metálicas internas pueden actuar también como fuente de calor. Es imprescindible disponer de conductos y pasos de refrigeración adecuados en la proximidad de las fuentes de calor a través de las cuales puede fluir el medio de refrigeración para que el calor pueda eliminarse eficazmente del transformador.

La circulación natural del aceite a dentro de un transformador a través de la convección se ha referido como un efecto termosifón. El calor es llevado por el medio aislante hasta que es transferido a través de la pared del tanque del transformador al ambiente externo. Los radiadores, típicamente desmontables, proporcionan un aumento en la superficie disponible para la transferencia de calor por convección sin aumentar el tamaño del tanque. En transformadores más pequeños, se utilizan lados o aletas tubulares integrales para proporcionar este aumento de área superficial. Se pueden instalar ventiladores para aumentar

el volumen de aire que se mueve a través de las superficies de refrigeración, aumentando así la velocidad de disipación de calor.

Los transformadores más grandes que no pueden ser enfriados eficazmente usando radiadores y ventiladores se basan en bombas que circulan aceite a través del transformador y por medio de intercambiadores de calor externos, o refrigeradores, que pueden usar aire o agua como medio de enfriamiento secundario. Al permitir que el líquido fluya a través de los devanados del transformador por convección natural se identifica como flujo no dirigido. En los casos en que se usan bombas e incluso en algunos casos en los que solo se utilizan ventiladores y radiadores, de los devanados. A esto se le denomina flujo dirigido en que existe cierto grado de control del flujo del líquido a través de los devanados.

El uso de equipos auxiliares tales como ventiladores y bombas con refrigeradores, llamados circulación forzada, aumenta el enfriamiento y por tanto la clasificación del transformador sin aumentar el tamaño físico de la unidad. Las clasificaciones se determinan en función de la temperatura de la unidad, ya que se coordina con el equipo de refrigeración que está funcionando. Normalmente, un transformador tendrá varias clasificaciones correspondientes a múltiples etapas de enfriamiento, ya que el equipo de enfriamiento suplementario se puede configurar para funcionar solo con cargas mayores.

### **2.6.1 COMPOSICIÓN CENTRAL DEL AISLANTE LÍQUIDO (ACEITE MINERAL).**

La utilidad y el tiempo de vida de los aceites lubricantes viene determinada por el tipo de petróleo, su origen y su calidad, si bien la flexibilidad de los procesos de refinación debe evitar que tenga un alto impacto en los cambios presentes.

Todos los crudos tienen una composición similar. Los hidrocarburos que componen la mayor parte del aceite están compuestos principalmente de carbono e hidrógeno, y en menor medida de un compuesto de azufre, nitrógeno, oxígeno y otros metales presentes.

<b>ELEMENTO</b>	<b>PORCENTAJE [%]</b>
Azufre	84 - 87
Carbono	11 - 14
Hidrogeno	0 - 2
Nitrógeno	0 - 2
Oxígeno y metales	Menores cantidades

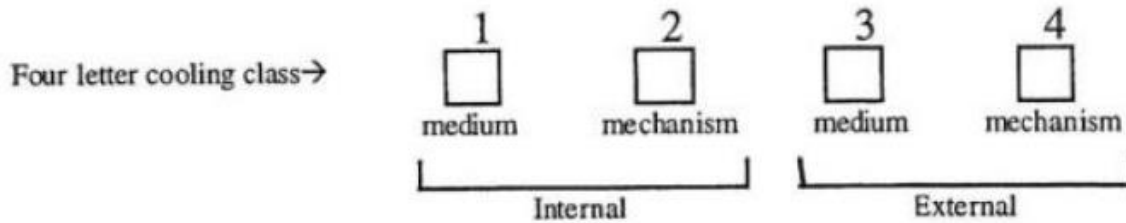
*Tabla 2-1 Capacidad porcentual del aceite mineral.*

## 2.7 MÉTODOS DE ENFRIAMIENTO PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS

Estos han sido ordenados en clases de enfriamiento identificadas por una designación de cuatro letras como se observa en la siguiente figura. Y en la tabla que sigue se enumera las letras de código que se usan para componer la designación de cuatro letras. Cuando OA clasifico un transformador como liquido-sumergido en el pasado, ahora es designado por el nuevo Sistema como ONAN.

POSICIÓN DEL ACEITE	REPRESENTACIÓN	LETRA CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
<b>INTERNO</b>	Primera Letra (Medio de enfriamiento)	O	Líquido con punto de inflamación menor o igual a 300°C
		K	Líquido con punto de inflamación superior a 300°C
		L	Líquido sin punto de inflamación medible
	Segunda Letra (Mecanismo de enfriamiento)	N	Convención natural a través de equipos de enfriamiento y devanados
		F	Circulación forzada por medio de equipos de refrigeración convección natural en bobinados
		D	Circulación forzada por medio de equipos de enfriamiento
<b>EXTERNO</b>	Tercera Letra (Medio de enfriamiento)	A	Aire
		W	Agua
	Cuarta Letra (Medio de enfriamiento)	N	Convección Natural
		F	Circulación forzada

Tabla 2-2 Clase de refrigeración. Letra-Descripción



*Figura 2-8 Circuito Equivalente de transformador de núcleo de hierro.*

De manera similar, la clasificación FA anterior se identifica ahora como ONAF. FOA podría ser OFAF o ODAF, dependiendo de si el flujo dirigido de petróleo se emplea o no. En algunos casos, hay transformadores con flujo dirigido en devanados sin circulación forzada a través de equipos de refrigeración. Un ejemplo de clasificación múltiple sería ONAN / ONAF / ONAF, donde el transformador tiene una clasificación de base donde es enfriado por convección natural y dos clasificaciones suplementarias donde se activan grupos de ventiladores para proporcionar un enfriamiento adicional para que el transformador sea capaz de suministrar kVA adicionales. Esta clasificación habrá sido designada OA / FA / FA por estándares anteriores.

## 2.8 AGENTES INFLUYENTES EN EL DESGASTE DEL ESTADO DEL ACEITE

Los elementos principales que afectan de un modo negativo al estado del aceite se enuncian a continuación:

- Gases disueltos: Se tendrá presencia de hidrógeno, oxígeno, metano, dióxido de carbono y otros, estos están presentes en los aceites nuevos como residuos del proceso de manufactura del aceite ante un trato inapropiado del aceite antes de su uso. El principal elemento que interviene en el deterioro de las propiedades del aceite mineral es el oxígeno, ya que un alto contenido acelera el envejecimiento del aceite, es decir, provoca el que se cuente con el proceso de oxidación. Un aceite saturado de aire puede producir burbujas y, por tanto, provocar descargas parciales en el transformador.
- Humedad: La contaminación por presencia de humedad en el aceite puede estar presente en estado disuelto o informa de gotas como resultado de un tratamiento y mantenimiento inapropiado del aceite. Se ha reconocido que el agua es el principal enemigo para el aislamiento del transformador. Principalmente, el efecto de esta impureza disminuye la rigidez dieléctrica del aceite; si la cantidad de agua es excesiva, también afecta a la tangente del ángulo de pérdidas (aumentando su valor) y, además, incrementa la velocidad de degradación de los componentes aislantes.

- Temperatura: Influye categóricamente en la degradación de aceite mineral. Por ejemplo, un aumento de 8 °C a partir de 60 °C, disminuye en un tercio la vida media del aislamiento líquido. Se considera el factor de mayor importancia.

PCB's: Los bifenilopoliclorados eran usados en los transformadores de potencia hace años pero ahora han sido prohibidos. Los PCB's son tratados como contaminantes no deseados ni permitidos por niveles detectables de los aceites del transformador. Esto es así porque presentan problemas de toxicidad y bioacumulación, lo que ha provocado su desaparición en el ámbito de los transformadores. Un transformador en buen estado debe estar totalmente limpio de PCB's

### 3 CAPITULO III: EVALUACIÓN DEL K-FACTOR DEL TRANSFORMADOR BAJO CONDICIONES DE CARGAS NO LINEALES

#### 3.1 DISTORSIÓN ARMÓNICA

En todo sistema eléctrico, tanto su voltaje y su corriente tienden a sufrir deformaciones en cuanto a la representación de su forma de onda sinodal, por lo tanto, se dice que su señal se encuentra distorsionada. Esta distorsión puede ocasionarse debido a:

- Efectos Transitorios: Estos pueden darse cuando se da el arranque de un motor, cambio en los bancos de capacitores, efectos de tormentas, fallas por cortocircuito, etc.

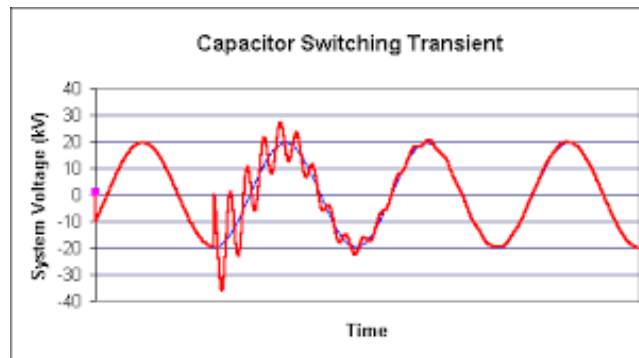


Figura 3-1 Efecto en la onda de Voltaje por un fenómeno transitorio.

- Estado Permanente: En este caso existe una relación con el estado estable. Ya que en los sistemas eléctricos es común encontrar señales que tendrán evidentemente cierto grado de distorsión cuando esta sea baja, por lo que no ocasiona problemas en el funcionamiento de equipo eléctricos y dispositivos de electrónica sensible.

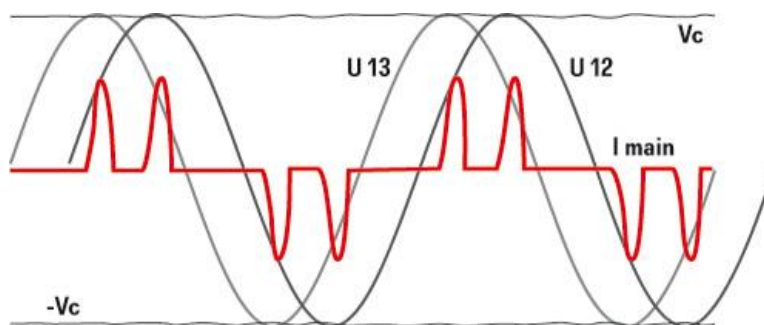


Figura 3-2 Forma de onda de la corriente en un variador de velocidad.



### 3.2 DEFINICIÓN DE ARMÓNICOS

Las corrientes armónicas son los componentes similares de una forma de onda de la corriente eléctrica que es periódica. Los armónicos tienen una frecuencia que es de un múltiplo de la frecuencia fundamental en la que se rige el sistema eléctrico el cual en El Salvador es de 60 Hz. La representación del orden del armónico se da con la letra “n” y así se determina el rango de la componente armónica. Se denomina “armónico del rango n” a la componente armónica del rango correspondiente a “n” veces la frecuencia de la red.

Los armónicos que son de rango par (2, 4, 6, etc.) no suelen estudiarse en los entornos industriales porque se anulan por la simetría que tienen de la señal alterna. Sólo se tienen en cuenta en presencia de una componente continua. Por otro lado, las cargas no lineales monofásicas tienen un espectro de frecuencia en componentes armónicas de la señal que son de rango impar (3, 5, 7, etc.), algo que también sucede en las cargas trifásicas conectadas en conexión Delta, salvo porque estas últimas no tienen componentes de rango de la tercera armónica.

Además del rango, los armónicos se clasifican también según su amplitud (indicada en porcentaje (%) con respecto a la fundamental) y su paridad (par o impar). Los armónicos, que también tienen importancia en la compatibilidad electromagnética, forman parte de las perturbaciones tratadas por lo que respecta a la calidad del suministro eléctrico.

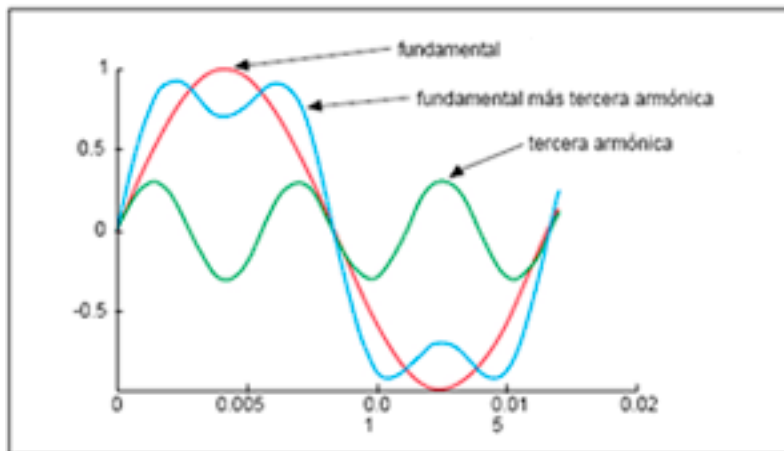


Figura 3-3 Forma de onda fundamental más la tercera componente armónica.

Las ondas simétricas contienen únicamente armónicas impares, mientras que para las ondas asimétricas existirán tanto armónicas pares como impares. Cuando se hacen mediciones de las ondas de los parámetros de corriente o voltaje utilizando analizadores de redes, el equipo efectúa integraciones mediante la técnica de la transformada rápida de Fourier, dando como resultado la serie de coeficientes  $I_h$  que expresadas con relación a la amplitud  $I_h$  de la fundamental, constituyen el espectro de corrientes armónicas relativo a la onda medida.

### 3.2.1 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador en si al contar con pérdidas causadas por armónicos de corriente y de tensión aumentan con la frecuencia y que, por tanto, los armónicos de orden altos pueden influir en el calentamiento del transformador, más que los de ordenes bajos; por otra parte, la amplitud de los armónicos de corriente, en general, estos se minimizan proporcionalmente con el incremento de la frecuencia, por lo que tiende a contrarrestar el efecto anterior.

Las pérdidas en los transformadores se pueden dividir en pérdidas en vacío y en carga y éstas últimas, a su vez, en pérdidas en el cobre de los devanados ( $I^2R$ ) y de flujo de dispersión. Las pérdidas de dispersión se deben a corrientes parásitas causados por los flujos de dispersión en los devanados, núcleos, pantallas magnéticas, paredes del tanque, etc. Como consecuencia, el aumento de temperatura en todas estas partes estructurales del transformador es proporcional a los cuadrados de la corriente y de la frecuencia.

### 3.2.2 ORIGEN DE LOS ARMÓNICOS

Los armónicos se generan cuando el equipo no lineal consume corriente en pulsos cortos. Los armónicos en la corriente de carga a veces pueden resultar en transformadores sobrecalentados, neutros sobrecalentados, fusibles fundidos y los interruptores de circuitos activados o interruptores que fallan al dispararse en algunos casos.

La onda característica de corriente contra voltaje de la carga define si es o no lineal su comportamiento, entonces no se debe pensar que todos los equipos que tienen semiconductores por definición sean no lineales.

Los equipos no lineales que producen armónicas se pueden clasificar bajo las siguientes tres categorías, las cuales se tratarán a continuación:

- **DISPOSITIVOS DE ARCO ELÉCTRICO**

Los aparatos de arco generan armónicas debido a las características no lineales, cuando se produce un arco en sí mismo. Sin embargo, la iluminación fluorescente tiene básicamente las mismas características y es mucho más predominante en la carga del sistema de energía.

- **EQUIPOS FERROMAGNÉTICOS**

Debido a que la relación entre la densidad de flujo magnético y la excitación magnética del material ferromagnéticos no es lineal, cuando se tiene una corriente de magnetización alta en los transformadores de potencia, por un incremento en la tensión nominal, se provocan armónicos por la saturación del núcleo ferromagnéticos.

- **ELECTRÓNICA DE POTENCIA**

El origen de estas armónicas es una de las principales razones para creciente preocupación por la distorsión armónica en sistemas de energía. Las aplicaciones de electrónica de potencias como rectificadoras, variadores de velocidad, sistemas UPS e inversores están creciendo continuamente. Además de ser la más importante fuente de armónicos en el sistema, este equipamiento también puede ser muy sensible a la distorsión armónica de la forma de onda de tensión.

### 3.2.3 CONSECUENCIAS ANTE LA PRESENCIA DE CORRIENTES ARMÓNICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Dentro de los sistemas de Potencia, los armónicos existentes son corriente y de voltaje con frecuencias que son múltiplos integrales de la frecuencia fundamental. Ya que en lo que son los sistemas de potencia se tiene una frecuencia fundamental de 60 Hz, el segundo armónico es 120 Hz, el tercer armónico es 180 Hz, y así sucesivamente. Las existencias de estos contribuyen a las pérdidas y a una menor eficiencia del sistema. Los armónicos retornan sobre el neutro y se disipan como calor en cables de conexión y sobre los transformadores. A estas frecuencias se le denominan cargas no sinusoidales. La presencia de un contenido armónico no sinusoidal en la forma de onda de la corriente tendrá el efecto de incrementar las pérdidas por corrientes parásitas en el transformador que conduce a una distorsión armónica de la forma de onda de frecuencia de la potencia fundamental

### 3.2.4 CORRIENTES ARMÓNICAS EN LOS TRANSFORMADORES

Las corrientes armónicas se generan siempre que una carga no lineal se conecta a la red eléctrica. Los problemas causados por las corrientes armónicas causan los siguientes efectos:

- El sobrecalentamiento de los cables, especialmente en el cable de neutro del conductor. Este calentamiento hace que existan pérdidas de hierro y del cobre.
- Sobrecalentamiento y vibración entre las bobinas del transformador y la capacitancia de línea.
- Pérdidas mayores en transformadores.

El IEEE Std C57.12.00 - 1987, propone un límite de corrientes armónicas sobre el transformador. El límite superior del factor de distorsión de corriente es 5% como corriente nominal. Esta normativa además establece la sobretensión RMS máxima que el transformador debe ser capaz de soportar en estado estable:

- 5% a carga nominal.
- 10% en vacío.

Las corrientes armónicas en el voltaje aplicado no deben resultar en un voltaje total RMS excediendo estos rangos. Cuando se instalan bancos de capacitores para la corrección del factor de potencia, las corrientes armónicas pueden dañarlos ya que se debe de evitar la resonancia con la inductancia del suministro. Los efectos de los armónicos en las pérdidas en los transformadores se deben a pérdidas magnéticas en el núcleo, corrientes de parásitas y a las pérdidas resistivas en los devanados. De éstos, las pérdidas por corrientes de parásitas son de mayor preocupación cuando existe presencia de armónicos, porque aumentan aproximadamente con el cuadrado de la frecuencia. Antes de que puedan determinarse las pérdidas en exceso debe determinarse el espectro armónico de la corriente de carga.

Las pérdidas en el transformador pueden ser separadas en pérdidas estado de carga y pérdidas en vacío. Las pérdidas de carga pueden ser divididas en  $I^2R$  y Pérdidas dispersas. Las pérdidas en las partes estructurales son producto del flujo electromagnético disperso en núcleo, abrazaderas, placas magnéticas, tanque, y otras partes estructurales del transformador. La temperatura además aumentara en las partes estructurales debido a las corrientes parásitas.

Las pérdidas antes mencionadas se estudiarán más a detalladamente en este capítulo, y se establecerá los efectos de las corrientes armónicas sobre los transformadores de potencia, propuestas por la norma IEEE Std C57.110-1998.

### **3.3 NORMA IEEE STD C57.110-1998: PRACTICAS RECOMENDADAS PARA ESTABLECER LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR CUANDO SE ALIMENTAN CORRIENTES DE CARGA NO SINUSOIDALES**

La norma IEEE Std C57.110 “IEEE prácticas recomendadas para establecer la capacidad del transformador cuando alimentan cargas con corrientes no sinusoidales” tiene como metodología de estudio el cálculo de dos formas diferentes que permite determinar la capacidad de los transformadores de potencia con detallada información en estado de pérdida de su expectativa normal, cuando alimentan corrientes de cargas no lineales, aplicado para transformadores secos y para transformadores inmersos en aceite.

La evaluación del cálculo propuesto permite la viabilidad de aplicar las corrientes armónicas a transformadores en servicio, así como especificar transformadores nuevos que alimentarán corrientes de cargas no lineales. En esta práctica recomendada por la IEEE se describen dos métodos.

Los métodos que describe la norma para las practicas adecuadas del transformador bajo condiciones de cargas no sinusoidales son los siguientes:

- El primero se basa en la información detallada de la distribución de la densidad de pérdidas dentro de los devanados del transformador. Este método es generalmente usado por los ingenieros de diseño en la fabricación de transformadores.
- En el segundo método se toman como referencia los datos del informe de pruebas del fabricante del transformador y por mediciones hechas al transformador.

#### **3.3.1 PÉRDIDAS DE CARGA**

En un sistema eléctrico los componentes armónicos de la tensión son menores del 5 % solo se tiene en cuenta la componente fundamental de la tensión en el cálculo de las pérdidas sin carga. El error de despreciar las componentes armónicas en el cálculo de las pérdidas en vacío es, en efecto, despreciable, y la norma IEEE C57.110 considera que estas no aumentan con las cargas no lineales, pues supone que se mantienen constantes aun cuando las corrientes sean no sinusoidales.

Las pérdidas con carga se subdividen en pérdidas óhmicas y pérdidas adicionales. Las óhmicas son calculadas a partir de la resistencia de los devanados (medida con corriente directa) y la corriente de carga que circula por los mismos. Las adicionales obedecen al término dado por la acumulación de pérdidas adicionales experimentadas por el transformador, que incluyen pérdidas por corrientes parásitas en los devanados y pérdidas derivadas de los efectos del flujo de dispersión en las estructuras metálicas internas. Las pérdidas con cargas pueden ser obtenidas del ensayo de cortocircuito, por lo tanto, se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} [W]$$

*Ecuación 3-1 Perdidas bajo régimen de carga*

Donde:

$P$ : Son las pérdidas en las resistencias de los devanados.

$P_{EC}$ : Son las pérdidas por corrientes de parásitas en los devanados.

$P_{OSL}$ : Estas son otras pérdidas adicionales, que se encuentran en las partes estructurales del transformador, tales como: abrazaderas, tanque, etc.

### **3.3.2 PORCIÓN DE PÉRDIDA ÓHMICA BAJO CARGA NO LINEAL**

El cálculo de las pérdidas óhmicas bajo condiciones de cargas no lineales depende desde las medidas realizadas a la resistencia de los devanados y de la corriente de carga entonces tenemos:

$$P = I^2 R$$

*Ecuación 3-2 Perdidas óhmicas bajo carga no lineal*

En otras palabras, la corriente directa a través de un conductor se produce por calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, donde  $R$  es la resistencia a corriente directa del cable y la corriente está dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor RMS será igual al valor de corriente directa) este disminuye el área efectiva por donde ésta circula, puesto que la densidad de corriente crece en el área exterior, lo cual induce a un aumento en la resistencia efectiva del conductor. Por lo tanto, la resistencia a corriente alterna de un conductor es mayor que su valor a corriente directa y aumenta con la frecuencia, esto también provocara que aumenten las pérdidas por calentamiento.

### **3.3.3 PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARÁSITAS EN LOS DEVANADOS [ $P_{EC}$ ]**

Las corrientes parásitas de los transformadores son producidas debido al efecto piel y al efecto de proximidad. Los devanados exteriores del transformador tienen menores pérdidas de corriente parásitas, comparados a los devanados internos adyacentes al núcleo, esto debido a la concentración del flujo electromagnético variable en el tiempo, el cual es de mayor presencia cerca del núcleo que cubre los devanados.

La mayoría de las pérdidas por corrientes parásitas, la cantidad de estas existe en la última capa de los conductores de los devanados, es un resultado directo a la densidad de flujo que es radial. Las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados en el régimen de la frecuencia tienden a ser proporcional al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia. Es esta una característica que puede causar excesivas pérdidas en los devanados y por lo tanto un incremento de temperatura que no sea normal en transformadores que suplen corrientes con cargas no sinusoidales.

La norma IEEE C57.110 recomienda estimar las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados, aproximadamente un 33 % de las pérdidas adicionales totales para transformadores en aceite y un 67 % para transformadores secos.

### **3.3.4 PÉRDIDAS ADICIONALES $P_{OSL}$**

La parte de las pérdidas por corrientes parásitas que se produce en las partes estructurales del transformador (excepto en los devanados) se denomina otras pérdidas adicionales. depende de muchos factores como las dimensiones del núcleo, la tensión del transformador y los materiales utilizados para construir el tanque y las abrazaderas.

La norma IEEE C57.110 estima valores nominales de otras pérdidas adicionales  $P_{OSL}$  que son el 67 % de las pérdidas adicionales totales para transformadores en aceite y 33 % para transformadores secos.

Algunos de elementos estructurales del transformador a tomar en consideración donde se generan pérdidas por flujo de dispersión son:

- Pérdida en el borde del núcleo.
- Pérdidas parásitas en placas de contacto.
- Pérdida difusa en las estructuras.
- Pérdidas parásitas en el tanque.

### **3.3.5 PÉRDIDAS EN VACÍO**

Este tipo de pérdidas se da en los transformadores debido a la corriente de magnetización y a las pérdidas dieléctricas que fluyen a través del devanado primario. La operación de los transformadores de distribución es a menudo continua, de modo que, para un gran número de transformadores de distribución en la misma red, su pérdida total sin carga es alta pero constante.

Es obvio subdividir las pérdidas de carga en pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas. Tanto las pérdidas de histéresis como las corrientes parásitas están en proporción directa con la frecuencia y la densidad de flujo del núcleo. Debido a los valores pequeños de los pedidos de voltaje armónico que es inferior al 5% de la fundamental, el voltaje de la frecuencia fundamental se puede utilizar para el cálculo de las pérdidas sin carga y el otro el cálculo con componentes armónicos.

Se debe de evitar el error de despreciar las componentes armónicas en el cálculo de las pérdidas en vacío es, en efecto, despreciable, y la norma IEEE Std C57.110 considera que estas no aumentan con las cargas no lineales, pues se supone que se mantienen constantes aun cuando las corrientes sean no sinusoidales.

### 3.3.6 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA SOBRE LAS PÉRDIDAS

Anteriormente se estudió las Pérdidas que más influencia tienen en el transformador, pero sin tomar en cuenta el efecto de las corrientes armónicas por cargas no lineales. A continuación, se enfocará la incidencia de corrientes armónicas sobre el transformador.

- Efecto de la corriente armónica sobre Pérdidas [ $I^2R$ ]

Si el valor eficaz de la corriente de carga se incrementa debido a los componentes armónicos, entonces en consecuencia las pérdidas por  $I^2R$  se incrementarán.

- Efecto de la corriente armónica sobre las pérdidas parásitas en los devanados [ $P_{EC}$ ]

Este efecto se da en el espectro de la frecuencia, cuando tiende a ser proporcional al cuadrado de la corriente de carga y el cuadrado de la frecuencia. Es esta característica por la que pueden ocurrir pérdidas excesivas en los devanados y, por lo tanto, un aumento de la temperatura del devanado en transformadores el cual suministra corrientes de carga no lineales.

- Efectos de corriente armónica por pérdidas adicionales [ $P_{OSL}$ ]

Las pérdidas por flujo de dispersión en el núcleo, abrazaderas y partes estructurales también aumentarán a una tasa proporcional al cuadrado de la corriente de carga. Sin embargo, estas pérdidas no van a aumentar a un ritmo proporcional al cuadrado de la frecuencia, como en las pérdidas en los devanados. Los estudios realizados por los fabricantes y los otros investigadores han demostrado que las pérdidas por corrientes parásitas en las barras del bus, las conexiones y partes estructurales aumentan por un factor de exponente armónico de 0.8 o menos.

### 3.3.7 COMPONENTES DC DE LA CORRIENTE DE CARGA

Las corrientes de carga de armónicas tienen una componente de corriente continua en la corriente de carga. Una componente continua de la corriente de carga aumentara la pérdida en el núcleo del transformador. Los componentes de corriente continua son relativamente pequeños y por lo tanto no tienen ningún efecto sobre la capacidad de carga de un transformador determinado por esta práctica recomendada. Componentes de la corriente de carga de corriente continua de mayor magnitud pueden afectar negativamente a la capacidad del transformador y se deben evitar.

### 3.3.8 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EQUIVALENTE

La capacidad del transformador establecido siguiendo los procedimientos en esta práctica recomendada se basa en las siguientes premisas:

- El transformador, excepto la distribución de corriente armónica de carga, se asume que puede ser operado de acuerdo con las "condiciones de servicio usuales" descritas en IEEE Std C57.12.00-1993 o IEEE Std C57.12.01-1998.

- Se asume que el transformador es capaz de suministrar una corriente de carga de cualquier contenido armónico que provee el total de las pérdidas de carga en cada uno de los devanados, y la densidad de pérdidas en la región de las altas pérdidas por corriente parásitas las cuales no deben de exceder los niveles de plena carga, la frecuencia fundamental, y las condiciones del diseño de las ondas senoidales. Se presume además que la condición limitante es la densidad de pérdida en la región mayor de las pérdidas de corriente parásitas en los devanados; por lo tanto, esto es la base para establecer el uso de la capacidad equivalente.

### 3.3.9 USO DE DATOS BÁSICOS.

El orden para el desarrollo de los cálculos en esta práctica recomendada, las características de las corrientes de las cargas no sinusoidales deberán de ser también definidas en términos de la magnitud de las corrientes armónicas deben ser normalizadas en términos de la magnitud de la componente de frecuencia fundamental o de la magnitud del total de corriente eficaz. Cada componente de frecuencia armónica también debe ser definida a partir de mediciones del sistema de potencia. Además, deben de estar disponibles los datos de placa y pruebas de cortocircuito y circuito abierto.

### 3.3.10 PÉRDIDAS EN POR UNIDAD DEL TRANSFORMADOR

Desde la mayor preocupación acerca de un transformador que opera bajo condiciones de carga de armónicos por el sobrecalentamiento de los devanados, es conveniente considerar la densidad de pérdida en los devanados sobre una base por unidad (corriente de base es la corriente nominal y la densidad de la pérdida de base es la densidad de la pérdida de  $I^2R$  a la corriente nominal). Por lo tanto, la ecuación 3.1 se aplica a las condiciones de carga nominal y puede ser reescrita en una base de por unidad de la siguiente forma:

$$P_{LL-R(PU)} = 1 + P_{EC-R(PU)} + P_{OSL-R(PU)} \text{ pu}$$

*Ecuación 3-3 Perdidas bajo carga en pu*

Dadas las pérdidas de corrientes parásitas bajo condiciones nominales por los devanados del transformador o una de las porciones del devanado ( $P_{EC-R}$ ), las pérdidas por corriente parásitas debido a que cualquier definición de la corriente de las cargas no sinusoidales se pueden expresar como:

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left( \frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2 W$$

*Ecuación 3-4 Perdidas por corrientes parasitas*

La pérdida  $I^2R$  a la carga nominal es uno en por unidad (por definición). Para corrientes de carga no sinusoidales, la ecuación para la corriente eficaz en forma unitaria (corriente de base es la corriente nominal), será:

$$I_{(pu)} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h (pu)^2 \text{ pu}}$$

*Ecuación 3-5 Corriente eficaz en pu*



La ecuación puede también ser escrita en forma por unidad (La corriente base será corriente nominal y la densidad de pérdidas base es  $I^2R$  densidad de pérdida a corriente nominal), entonces se tendrá de la siguiente manera:

$$P_{EC}(pu) = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h(pu)^2 h^2 pu$$

*Ecuación 3-6 Perdida por corriente Eddy*

### 3.3.11 PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR A CORRIENTES MEDIDAS

Las ecuaciones suponen que las corrientes medidas se toman a las corrientes nominales del transformador. Dado que esto rara vez se encuentra en el campo, se necesita un nuevo término para describir las pérdidas parásitas y la frecuencia de alimentación. Tres supuestos son necesarios para aclarar el uso de este término:

- Las pérdidas parásitas son aproximadamente proporcionales al cuadrado de la frecuencia.
- Las pérdidas por corrientes parásitas son una función de la corriente en los conductores. Cualquier ecuación para la pérdida se puede expresar en términos de la corriente de carga rms.
- La superposición de las pérdidas parásitas se aplicará, lo que permitirá la adición directa de las pérdidas parásitas debidas a los distintos armónicos.

Las pueden ser ahora escritas más generalmente en la siguiente ecuación:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 h^2 W$$

*Ecuación 3-7 Perdida por corriente Eddy, general*

El valor eficaz de la corriente de carga no sinusoidal es dado entonces por:

$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \text{ Amperes}$$

*Ecuación 3-8 Valor rms de la corriente de carga no sinodal*

### 3.3.12 FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR CORRIENTE PARÁSITA EN LOS DEVANADOS

Es conveniente el definir un simple número el cual será de uso para determinar la capacidad de un transformador el cual suplirá energía a las cargas.  $F_{HL}$  Es un factor el cual es proporcional y se aplica a las pérdidas parásitas en los devanados, el cual representa la magnitud RMS efectiva ante elevaciones de temperatura como un resultado de las corrientes armónicas de carga. El  $F_{HL}$  es el radio total de las corrientes de pérdidas parásitas debido a los armónicos, donde las corrientes de parásitas vienen determinadas por las pérdidas en el rango de la frecuencia. Tanto así las corrientes armónicas no existieran. Por lo tanto, la definición viene dada de la siguiente ecuación.

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2}$$

*Ecuación 3-9 Factor de perdida armónico por corriente parasita*

La ecuación anterior permite que el  $F_{HL}$  sea calculado en términos de los valores actuales RMS de la corriente armónica. Varios dispositivos de medición permiten el cálculo para hacerlo en términos de los armónicos normalizados al total de la corriente rms de la primera armónica fundamental. La ecuación anterior puede ser adaptada para esta situación por división del numerador y el denominador también por  $I_1$ , la corriente fundamental armónica, o por  $I$ , la corriente total rms  $I_1$ . Estos términos pueden ahora ser aplicados a la ecuación anterior, término por término. El resultado de la ecuación se verá en las siguientes dos ecuaciones.

Entonces:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2}$$

*Ecuación 3-10 Factor de perdida aplicada a cada termino*

Nótese que la cantidad  $\frac{I_h}{I_1}$  puede ser directa a la medida que computa el equipo de medición.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (3.13)$$

*Ecuación 3-11 Factor de perdida directamente computada del equipo de medición*

En cualquier caso,  $F_{HL}$  sigue siendo el mismo valor, ya que es una función de la distribución de la corriente armónica y es independiente de la magnitud relativa.

### 3.3.13 FACTOR DE ARMÓNICOS POR PÉRDIDAS ADICIONALES

A pesar de que el calor que se genera a otro tipo de pérdidas en general estas situaciones no se toma para lo que son transformadores del tipo secos, pero estas pérdidas se deben de tomar substancialmente para lo que son los transformadores inmersos en aceite. Una relación similar para lo que son el Factor de pérdidas armónicas por corrientes de pérdidas parásitas en los devanados puede darse bajo la influencia por otro tipo de pérdidas. Sin embargo, las pérdidas se dan a lo que son en áreas como conexiones en la barra del bus, partes estructurales del transformador como lo puede ser en el tanque, etc. Por eso este tipo de pérdidas secundarias se interpretan como el cuadrado de la corriente de carga y el armónico de la frecuencia representada por un factor de 0.8. Por lo tanto, esto queda expresado en la siguiente formula:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left( \frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0.8} W \quad (3.14)$$

*Ecuación 3-12 Factor de armónicos por perdidas adicionales*

La ecuación corresponde a lo que es el factor de pérdida armónico, normalizado a la corriente fundamental y normalizado a la corriente RMS y corresponde de la siguiente manera:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (3.16)$$

*Ecuación 3-13 Factor de perdida armónico normalizado a la corriente fundamental*

### 3.3.14 CONSIDERACIÓN DE DISEÑO EN LOS TRANSFORMADORES

Desde que las corrientes armónicas pueden substancialmente incrementar las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados, el incremento de las pérdidas debe de ser considerado en el incremento de la temperatura cuando se tenga que especificar los parámetros de un nuevo transformador. Para cada devanado, las pérdidas de corriente parásita en por unidad en la región de altas pérdidas de densidad puede ser definido por la frecuencia medida bajo condiciones nominales de la corriente. Por lo tanto, las cargas no sinusoidales pueden ser recalculados por la combinación de las ecuaciones de las pérdidas del transformador en por unidad y las pérdidas del transformador a corrientes medidas.

$$P_{LL}(pu) = I(pu)^2 * (1 + F_{HL} * P_{EC-R}(pu)) pu$$

*Ecuación 3-14 Ecuación de perdida en el transformador*

Al ajustar las pérdidas de densidad en por unidad en los devanados individuales, el efecto de  $F_{HL}$  deberá de saberse en cada uno de los devanados. Este bajo voltaje en los devanados, con

una trayectoria larga en los conductores podrá dar comienzo a bajas pérdidas de densidad y también tenderá a bajas temperaturas, pero el incremento se puede percibir más en los devanados del lado primario, donde la temperatura se distribuirá en altas temperaturas en el transformador por cargas armónicas. Esto quiere decir que si hay un valor de  $F_{HL}$  por la carga, pero los efectos son diferentes sobre el transformador y las diferencias entre los devanados del mismo transformador pueden ser diferentes. Para los transformadores inmersos en aceite, el calor en el aceite por las pérdidas de parásitas y por las pérdidas adicionales también puede afectar el incremento de temperatura en los devanados.

### **3.4 CALCULO EQUIVALENTE DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR USANDO DATOS DISPONIBLES POR REPORTES DE PRUEBAS CERTIFICADOS**

Para la determinación de la temperatura del aceite y punto más caliente en transformadores existentes, para los que el fabricante no ha realizado una prueba para medir las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados. Este procedimiento propone el uso de los datos limitados del reporte de pruebas certificado.

Con el fin de hacer cálculos con datos limitados se han considerado ciertas hipótesis que son consideradas como conservadoras. Estos supuestos pueden ser modificados en base a la orientación del fabricante para un transformador particular.

1. El reporte de prueba certificada incluido todos los datos en los apéndices IEEE C57.12-90-1993 o apéndices IEEE C57.12-90-1995.
2. Una parte de las Pérdidas dispersas, determinado por un cierto porcentaje, se asume como Pérdida por corrientes parásitas. Esto se asume conservador y podría no ser tomado si se tomara mejor información se pueden citar. En el caso de transformadores inmersos en aceite aislante se tomará un valor del 33% del total de pérdidas de parásitas es asumido para ser pérdidas parásitas en devanados para transformadores inmersos en líquido.
3. La pérdida  $I^2R$  se asume que está distribuida uniformemente en ambos devanados.
4. La división de la pérdida de corrientes parásitas entre los devanados se supone que es como sigue:
  - a) 60% en el bobinado interior y 40% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una corriente nominal de auto-enfriado máxima de menos de 1,000 A (independientemente de relación de transformación).
  - b) 60% en el bobinado interior y 40% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una relación de espiras de 4:1 o menos.
  - c) 70% en el bobinado interior y 30% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una relación de espiras mayor que 4:1 y también tiene uno o más devanados con un auto enfrió máxima corriente nominal mayor que 1,000 A.
- 5) La distribución de pérdidas de corrientes parásitas dentro de cada devanado se supone que es no uniforme. La densidad máxima de pérdida de corrientes parásitas se supone que es en

la región del punto más caliente del devanado y se supone que es 400% de la densidad promedio de la pérdida de corrientes parásitas para ese devanado.

Según lo establecido en los códigos de prueba IEEE Std C57.12.90-1993 y IEEE Std C57.12.91-1995, el componente de pérdidas dispersas de pérdidas de cargas se calcula restando la pérdida  $I^2R$  del transformador de la pérdida de carga medida.

Entonces:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K[(I_{1-R})^2 R_1 + (I_{2-R})^2 R_2] W \quad (3.20)$$

*Ecuación 3-15 Componente de perdidas dispersas*

Donde

$K= 1.5$  para transformadores trifásicos.

En esta sección, se toma una parte de la pérdida difusa como pérdida de corrientes parásitas. Para los transformadores inmersos en aceite, las pérdidas parásitas en los bobinados se supone que es:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} * 0.33 W$$

*Ecuación 3-16Perdidas por corriente parasita en los bobinados*

Las otras pérdidas de dispersión se calculan de la siguiente manera:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} W$$

*Ecuación 3-17Otras perdidas de dispersión*

Las recomendaciones para las determinaciones aceptables de condiciones de operaciones basadas en el cálculo de la “Capacidad Equivalente del Transformador”, la cual establece a un factor de decremento por la corriente de carga donde está dado por las componentes armónicas.

$$P_{EC-R} (pu) = \frac{2.8 * P_{EC-R}}{K * (I_{2-R})^2 * R_2} pu$$

*Ecuación 3-18 Factor de decremento por la componente armónica*

### 3.5 COMPARACIÓN DEL K-FACTOR DE CARGA DEFINIDO POR EL MÉTODO UL Y LA NORMATIVA IEEE STD C57. 110-1998 POR DEFINICIÓN DE PÉRDIDAS DE ARMÓNICOS.

Underwriters Laboratory (UL) reconoció que los posibles riesgos de seguridad asociados con el uso de transformadores estándar con cargas no lineales y desarrolló un sistema de clasificación (tabla 3.1) para indicar la capacidad de un transformador para manejar cargas armónicas. Las clasificaciones se describen en la norma UL 1561-1994 y se conocen como factores K del transformador. Los transformadores de factor K están diseñados para reducir los efectos de calentamiento de las corrientes armónicas creadas por cargas como las de la tabla a continuación. La calificación del K-factor es un índice de la capacidad del transformador para resistir el contenido armónico mientras opera dentro de los límites de temperatura de su sistema aislante.

<b>CARGA</b>	<b>K FACTOR</b>
Luces Incandescentes	K-1
Resistencias Eléctricas de Calor	K-1
Motores (Sin unidades de estado sólido)	K-1
Transformadores de Control	K-1
Descarga Eléctrica por Rayo	K-4
UPS	K-4
Equipos de Inducción de Calor	K-4
PLC y Estados sólidos de control	K-4
UPS sin entrada a filtros	K-4
Equipos de Telecomunicación	K-13
Múltiples Cables de protección en general en áreas con facilidad a exposición de altas temperaturas	K-13
Motores con Dispositivos de Estado Sólido	K-20
Múltiples cables de Circuitos Industriales, Laboratorios.	K-30
Otras cargas identificadas como productores de alta presencia de cantidades armónicas	K-40

*Tabla 3-1K-Factor de carga para el diseño de diferentes tipos de cargas no sinusoidales.*

### 3.5.1 DEFINICIÓN DE K-FACTOR POR UL

La definición para el K-factor para transformadores es dada por lo que es UL 1561-1994 y UL 1562-1994 lo describe de la siguiente manera:

El K-Factor es una medida aplicada a los transformadores indicando su idoneidad para el uso de cargas que presente corrientes no sinusoidales.

La ecuación del K-factor viene dada por:

$$\sum_{h=1}^{\infty} I_h (pu)^2 h^2$$

*Ecuación 3-19 K factor UL*

Donde

$I_h (pu)$  = La corriente rms armónica “h” (por unidad o corriente de carga rms nominal);  
 $h$  = Orden del armónico

El K-factor medido del transformador no ha sido evaluado por el uso de cargas armónicas donde la corriente rms de cualquier armónico singular es mayor que el décimo armónico y es mayor que 1/h de la corriente fundamental rms.

### 3.5.2 RELACIÓN ENTRE EL K-FACTOR Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS ARMÓNICO

La definición del K-Factor está basada en el uso de la corriente nominal del transformador en el cálculo en por unidad de la corriente bajo las siguientes ecuaciones. Substituyendo la corriente nominal en la ecuación UL dado por el K-Factor:

$$K - Factor = \sum_{h=1}^{\infty} \left[ \frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2 = \frac{1}{I_R^2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2$$

*Ecuación 3-20 Relacion de k factor y factor de perdidas*

Donde

$I_R$  = Corriente de carga medida rms del transformador.

El factor de pérdidas armónicas, como lo define IEEE Std C57.110-1998, está dado por la ecuación siguiente:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2}$$

*Ecuación 3-21 Factor de perdidas armónicas*

$I_1$  Es una constante y puede ser movida al frente del símbolo de la sumatoria y eliminado como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F_{HL} = \frac{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2}$$

El arreglo de la ecuación anterior será entonces

$$\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2 = F_{HL} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2$$

Sustituyendo en el numerador se tendrá la siguiente expresión

$$K - Factor = \left[ \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2}{I_R^2} \right] F_{HL} \quad (3.29)$$

*Ecuación 3-22 K Factor y relación de perdidas armónicas*

La relación que se da en el numerador de la ecuación es el factor de pérdida armónico para el K-Factor dado por UL. El factor de pérdida armónico es una función de la corriente armónica de distribución y es independiente de la magnitud relativa. El K-Factor es dependiente en ambas magnitudes y distribuciones de la corriente armónica. Para mediciones de corrientes armónicas en las instalaciones existentes el valor numérico del K-Factor es diferente desde la cantidad numérica del factor de pérdida armónico. Ante un conjunto de mediciones de corriente armónica el cálculo del K-Factor de UL es dependiente de lo que es la corriente nominal en el devanado secundario del transformador. Para un nuevo transformador con corrientes armónicas especificadas en por unidad de la medición hecha de la corriente en el devanado del lado secundario el K-Factor y el factor de pérdidas armónico tendrán el mismo valor numérico. Este valor solamente será igual cuando el cuadrado de la raíz de la suma de la corriente armónica al cuadrado sea igual a la corriente medida en el devanado del transformador.



### 3.6 ANÁLISIS PRÁCTICO DE LA NORMA IEEE STD C57.110-1998 PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El análisis de la metodología que se describe en la norma IEEE Std C57.110-1998, haciendo énfasis que el propósito de este estándar es evaluar la capacidad de los transformadores cuando se alimentan a corrientes de carga no sinusoidales. El estándar describe dos métodos, en este documento se desarrollarán ambos métodos siendo el primero el cual toma como referencia los datos del informe de pruebas del fabricante del transformador.

#### CÁLCULO DE PÉRDIDAS PARA TRANSFORMADORES

Los datos de la tabla siguiente corresponden a la placa del transformador que se encuentra en la planta:

<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE LA PLANTA</b>	
CAPACIDAD NOMINAL	1500 kVA
TENSIÓN PRIMARIA	22900 V
TENSIÓN SECUNDARIA	480/277 V
CONEXIÓN PRIMARIA	DELTA
CONEXIÓN SECUNDARIA	ESTRELLA
FRECUENCIA	60 Hz
TIPO	PEDESTAL TRIFÁSICO
IMPEDANCIA	5.75%
TIPO DE REFRIGERANTE	ONAN

*Tabla 3-2 Datos Nominales de Transformador de la planta de producción.*

Calculando la corriente fundamental RMS bajo condiciones de frecuencia y bajo condiciones de carga la cual llamaremos  $I_R$ , utilizando los voltajes nominales del lado de Alta y de Baja del transformador.

$$I_{1-R} = \frac{1500 \text{ kVA}}{\sqrt{3}(22.9 \text{ kV})} = 37.82 \text{ A}$$

*Ecuación 3-23 Corriente nominal lado de alta tensión*

$$I_{2-R} = \frac{1500 \text{ kVA}}{\sqrt{3}(0.48 \text{ kV})} = 1804.21 \text{ A}$$

*Ecuación 3-24 Corriente nominal lado baja tensión*

Para el uso del método se necesita conocer lo que son las potencias de pérdidas en vacío y las potencias de pérdidas con carga. Estos datos se han tomado de un transformador comercial. Los datos se han obtenido con una temperatura de 65°C.

- *Datos de hojas técnicas de Transformador Trifásico tipo pedestal*
  - Potencia de pérdida en vacío: 2,880 W
  - Potencia de pérdida con carga: 15,700 W

### 3.6.1 CALCULO DE LA RESISTENCIA EN EL TRANSFORMADOR

Las resistencias de bobinado del transformador  $R_1$  y  $R_2$  fueron calculados a partir de la %R tomado de la hoja técnica del transformador, el cual tiene un valor de 1.05 Ohm. Por lo tanto, se calcularán de la siguiente manera:

$$R = \frac{\%R_T}{100} * \left( \frac{kV^2 * 1000}{Transf. \text{ kVA}} \right)$$

*Ecuación 3-25 Resistencia de bobinado de transformador*

$$R_1 = \frac{1.05}{100} * \left( \frac{(22.9kV)^2 * 1000}{1500 \text{ kVA}} \right) = 3.67 \Omega$$

$$R_2 = \frac{1.05}{100} * \left( \frac{(0.48kV)^2 * 1000}{1500 \text{ kVA}} \right) = 0.0016 \Omega$$

Acorde a la norma IEEE Std. C57.110-1998 algunos reportes de pruebas para transformadores trifásicos muestran que la resistencia trifásica está en serie. Por eso, en estos casos se recomienda que  $R_1$  y  $R_2$  puedan ser calculados de la siguiente manera:

- Devanado Primario en Conexión Delta:
- 

$$R_1 = \frac{2}{9} \text{ De la resistencia trifásica}$$

*Ecuación 3-26 Resistencia devanado primario conexión delta*

- Devanado Secundario en Conexión Estrella:

$$R_2 = \frac{2}{3} \text{ De la resistencia trifásica}$$

*Ecuación 3-27 Resistencia devanado secundario conexión estrella*

Por lo tanto  $R_1$  y  $R_2$  serán:

- Devanado Primario en Conexión Delta:  $R_1 = \frac{2}{9} * (3.67 \Omega) = 0.82 \Omega$
- Devanado Secundario en Conexión Estrella:  $R_2 = \frac{2}{3} * (0.0016 \Omega) = 0.0011 \Omega$

### 3.6.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

Según establecido en apartados de estándares IEEE como lo son C57.12.90 y C57.12.91, las componentes de pérdidas dispersas de las cargas se le calcula sustrayendo la pérdida de  $I^2R$  del transformador de la carga medida. Entonces:

Donde por la fórmula 3.20 de IEEE C57.12.90 se tendrá:

$K= 1.5$  para transformadores trifásicos

$$P_{TSL-R} = 15,700 - 1.5[(37.82)^2 0.82 + (1804.21)^2 0.0011] W$$

Las otras pérdidas de dispersión se calculan:

$$P_{TSL-R} = 15,700 - 7,000 W$$

$$P_{TSL-R} = 8,700 W$$

Para transformadores en aceite la pérdida de parásitas en los devanados en condiciones nominales será asumida por la ecuación:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} * 0.33 W$$

$$P_{EC-R} = 8,700 * 0.33 W$$

$$P_{EC-R} = 2,871 W$$

Para transformadores en aceite las pérdidas adicionales por otros factores serán calculado por la ecuación:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} W$$

$$P_{OSL-R} = 8,700 - 2,871 \text{ W}$$

$$P_{OSL-R} = 5,829 \text{ W}$$

Ahora sumando cada una de las pérdidas se puede encontrar las pérdidas totales en el transformador:

Pérdidas sin carga	2,880 W
$I^2R$	7,000 W
Pérdidas por componente de carga	8,700 W
<b>Pérdidas Totales Medidas</b>	<b>18,580 W</b>

*Tabla 3-3 Pérdidas totales de todas las componentes del transformador.*

La división por pérdidas parásitas y las pérdidas por flujo de dispersión será entonces:

Por corrientes parásitas	2,871 W
$P_{PERDIDAS ADICIONALES}$	5,829 W
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>8,700 W</b>

*Tabla 3-4 Pérdidas Totales por incidencia de armónicos y por pérdidas adicionales.*

Utilizando un método estadístico para un valor representativo por cada armónica de corriente y de la corriente fundamental. La siguiente tabla muestra los datos de corrientes armónicas normalizadas a la corriente fundamenta, y el cálculo desarrollado para los factores de pérdidas armónicos.

Frecuencia [Hz]	Corriente Armónica [A]	h	h <sup>2</sup>	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 * h^2$	h <sup>0.8</sup>	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 * h^{0.8}$
60	636.8464355	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
180	15.57955742	3	9	0.02446	0.00059	0.00538	2.40822	0.00144
300	86.54721832	5	25	0.13589	0.01846	0.46171	3.62389	0.06692
420	22.70328903	7	49	0.03564	0.00127	0.06227	4.74327	0.00602
540	2.608512878	9	81	0.00409	1.67771	0.00135	5.79954	9.7299E
660	14.94838715	1	12	0.02347	0.00055	0.06666	6.80948	0.00375
780	5.767531872	1	16	0.00905	8.20183	0.01386	7.78313	0.00063
900	0.560918331	1	22	0.00088	7.75764	0.00017	8.72716	6.7702E
1020	5.130646229	1	28	0.00805	6.49045	0.01875	9.64626	0.00062
1140	4.476604939	1	36	0.00702	4.94115	0.01783	10.5439	0.00052
1260	0.764550328	2	44	0.00120	1.44126	0.00063	11.4228	1.6463E
1380	2.401371956	2	52	0.00377	1.42184	0.00752	12.2852	0.00017
1500	2.076482773	2	62	0.00326	1.06313	0.00664	13.1326	0.00013
1620	0.626924396	2	72	0.00098	9.69083	0.00070	13.9666	1.3535E
1740	1.089233875	2	84	0.00171	2.92532	0.00246	14.7883	4.326E-
1860	1.377744198	3	96	0.00216	4.68024	0.00449	15.5987	7.3006E
1980	0.456067026	3	10	0.00071	5.12847	0.00055	16.3987	8.4101E
2100	0.640088141	3	12	0.00100	1.01021	0.00123	17.1891	1.7365E
2220	0.480596811	3	13	0.00075	5.69498	0.00077	17.9705	1.0234E
2340	0.413394779	3	15	0.00064	4.21367	0.00064	18.7435	7.8979E
2460	0.618279636	4	16	0.00097	9.42541	0.00158	19.5086	1.8388E
<b>Σ</b>					<b>1.02114</b>	<b>1.67530</b>	-	<b>1.08056</b>

Tabla 3-5 Calculo para los Factores de Pérdidas Armónicos.

### 3.6.3 FACTOR DE PÉRDIDA DE ARMÓNICA POR CORRIENTES PARÁSITAS EN LOS DEVANADOS

Es conveniente el definir un valor sencillo el cual suele ser utilizado para determinar la capacidad de un transformador hacia como este suplirá el trabajo que se le demande, como se ha evaluado:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2}$$

$$F_{HL} = \frac{1.675300374}{1.021141246} = \mathbf{1.64}$$

Tabulando los tipos de pérdidas se debe de hacer con el  $F_{HL}$  un armónico múltiplo el cual será el factor de corrección para las pérdidas.

### 3.6.4 FACTOR DE PÉRDIDAS ADICIONALES

La ecuación corresponde a lo que es el factor de pérdida armónico, normalizado a la corriente fundamental y normalizado a la corriente RMS y corresponde de la siguiente manera, utilizando:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I} \right]^2}$$

Este factor de pérdida será:

$$F_{HL-STR} = \frac{1.08056229}{1.021141246} = \mathbf{1.05}$$

### 3.6.5 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

Las pérdidas totales deben ser corregidas para reflejarse en la corriente RMS dado en la corriente nominal la cual también contiene el efecto de los armónicos. La corriente RMS corregida por el 75% de la carga resultante es el siguiente multiplicador, para determinar las pérdidas a especificar bajo condiciones de carga:

$$P_{LL}(pu) = \left( \sum \sqrt{\frac{I_h}{I_R}} \right)^2 * 0.75^2$$

$$\left( \sum \sqrt{\frac{I_h}{I_R}} \right) = (\sqrt{1.021141}) = 1.01$$

$$P_{LL}(pu) = (1.01)^2 * 0.75^2$$

$$P_{LL}(pu) = 0.574$$

El valor de  $P_{LL}(pu) = 0.574$  representa lo que será el factor de corrección para las pérdidas medidas y calculadas por medio del procedimiento de pérdidas en los devanados.

Tipo de Pérdida	Pérdidas medidas [Watts]	$P_{RATED} * (P_{LL}(pu))$ [Watts]	Multiplicador Armónico	Pérdidas Corregidas [Watts]
Sin Carga	2,880	2,880		2880
$I^2R$	7,000	4,018		4018
Pérdidas en los devanados	2,871	1,647	1.64	2701
Pérdidas adicionales	5,829	3,345	1.05	3512
<b>Pérdidas totales</b>	<b>18,580</b>	<b>11,890</b>		<b>13,114</b>

Tabla 3-6 Pérdidas Corregidas del transformador incluyendo los Factores de Pérdidas Armónicos.

### 3.6.6 CORRIENTE Y POTENCIA EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR CON CARGAS NO SINUSOIDALES (DERATED)

Considerando todas las estimaciones, de que la máxima densidad de las pérdidas por corriente parásitas  $P_{EC-R}$  en pu, para el transformador trifásico de estudio con voltajes de 22.9 kV/480 V, donde bajo condiciones normales se obtiene de la siguiente manera cuando:

$$P_R > 630 \text{ kVA}$$

Las cargas medidas desde del transformador harán que se asuma una uniformidad distribuida hacia los devanados. Por lo que se determinara para los datos calculados las siguientes pérdidas:

$$P_{EC-R}(pu) = \frac{2.8 * 2,871}{1.5 * (1804.21)^2 * 0.0011} pu$$

$$P_{EC-R}(pu) = 4.144 pu$$

El pico RMS permisible no sinusoidal de corrientes se determina de la siguiente manera:

$$I_{max}(pu) = \left[ \frac{1 + P_{EC-R}(pu)}{1 + [F_{HL} * P_{EC-R}(pu)]} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$I_{max}(pu) = \left[ \frac{1 + 4.144}{1 + [1.64 * 4.144]} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$I_{max}(pu) = 0.812 A$$

O También:

$$I_{max} = 0.812 * 1804.21 A$$

$$I_{max} = 1,465 A$$

En este caso la carga no sinusoidal de la componente de la corriente armónica tendrá como capacidad del transformador un 81% de la capacidad de la corriente sinusoidal

También se puede estimar lo que es una potencia aparente equivalente de la siguiente manera:

$$Potencia Equivalente = 1,500 kVA * 0.812$$

$$**Potencia Equivalente = 1,218 kVA**$$

El equivalente de la potencia aparente (kVA) es solo una estimación de la potencia aparente total del transformador. Si el contenido de armónicos de la carga es cambiado considerablemente, entonces la potencia del transformador deberá de re evaluarse. La ventaja de un transformador con un k-Factor calculado es que habrá sido tomado en cuenta con cargas armónicas en mente y se habrá tomado el cuidado de mantener las pérdidas bajas. Por otro lado, la reducción de los parámetros de un transformador estándar tiene una serie de desventajas, debido a que el transformador está sobredimensionado, y el nivel de protección de sobre intensidad primaria puede ser demasiado alto para proteger el secundario.

Por lo tanto, un transformador de baja calidad es menos eficiente, ya que las pérdidas en exceso se generan y se disipan dentro del transformador en lugares donde estas estén diseñadas, ya que de esta manera se magnetiza un núcleo mayor con pérdidas mayores.

### **3.6.7 CALCULO DEL K-FACTOR DESARROLLANDO EL MÉTODO UL**

Este tipo de cálculo del K-Factor se desarrolla cuando el transformador está en operación. Y cuando también se obtienen de mediciones de las corrientes armónicas de las cargas conectadas.

Donde también se utilizan los datos nominales del transformador para determinar la corriente medida la cual es la corriente nominal de datos del transformador es: 1804.21 A



Frecuencia [Hz]	Corriente Armónica [A]	h	h <sup>2</sup>	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 * h^2$
60	636.8464355	1	1.0	1.0	1.0	1.0
180	15.57955742	3	9	0.0244636	0.000598468	0.00538621
300	86.54721832	5	25	0.13589967	0.018468719	0.461717985
420	22.70328903	7	49	0.03564955	0.00127089	0.062273631
540	2.608512878	9	81	0.00409598	1.67771E-05	0.001358944
660	14.94838715	11	121	0.02347251	0.000550959	0.066666031
780	5.767531872	13	169	0.00905639	8.20183E-05	0.013861086
900	0.560918331	15	225	0.00088077	7.75764E-07	0.000174547
1020	5.130646229	17	289	0.00805633	6.49045E-05	0.018757396
1140	4.476604939	19	361	0.00702933	4.94115E-05	0.017837554
1260	0.764550328	21	441	0.00120053	1.44126E-06	0.000635596
1380	2.401371956	23	529	0.00377072	1.42184E-05	0.007521511
1500	2.076482773	25	625	0.00326057	1.06313E-05	0.006644575
1620	0.626924396	27	729	0.00098442	9.69083E-07	0.000706461
1740	1.089233875	29	841	0.00171036	2.92532E-06	0.002460191
1860	1.377744198	31	961	0.00216339	4.68024E-06	0.004497707
1980	0.456067026	33	1089	0.00071613	5.12847E-07	0.00055849
2100	0.640088141	35	1225	0.00100509	1.01021E-06	0.001237503
2220	0.480596811	37	1369	0.00075465	5.69498E-07	0.000779643
2340	0.413394779	39	1521	0.00064913	4.21367E-07	0.000640899
2460	0.618279636	41	1681	0.00097085	9.42541E-07	0.001584412
<b>Σ</b>					<b>1.021141246</b>	<b>1.675300374</b>

Tabla 3-7 Calculo del K-Factor

Por el método UL se tendrá lo que es un K-Factor de **1.67** a 1804.21 A donde el sobre dimensionamiento acorde a la potencia aparente nominal será:

<b>K-Factor UL</b>	2.0	3.0	4.0	5.0	7.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	15.0	17.0	20.0
<b>K-Factor Over Rated</b>	1.02	1.04	1.06	1.08	1.12	1.15	1.17	1.19	1.20	1.22	1.25	1.28	1.33

Tabla 3-8 Tabla equivalente entre K – Factor (UL – 1562) y el sobredimensionamiento del K – Factor (IEC 61378 -1).

Entonces el equivalente de potencia dado el rango del K – Factor UL será:

$$Potencia_{equivalente} = \frac{1500 \text{ kVA}}{1.02}$$

$$Potencia_{equivalente} = 1.47 \text{ MVA}$$

### 3.6.8 MÉTODO GRÁFICO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL DECREMENTO DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE

Para poder efectuar este método es necesario saber cuál es K- Factor de carga, este valor se obtiene directamente del equipo de medición “EATON Power Xpert Meter” conectado al transformador. Este tiene un valor mínimo de K – Factor de **1.44** para la fecha del 21 de Abril del 2017. Por lo tanto se traza dicho valor para saber cuál será la capacidad del transformador.

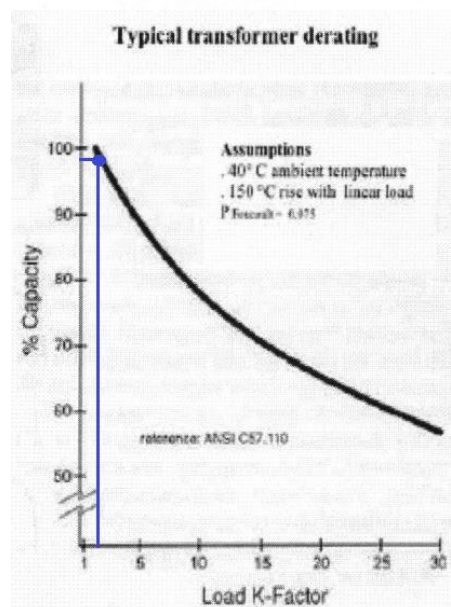


Figura 3-4 Curva para el decremento en transformadores tomada de la norma IEEE C57-110.

Para conocer de primera mano la capacidad porcentual anualmente se evaluaron cada uno de los K –Factor de carga por medio de la siguiente ecuación del gráfico, recomendado por la norma IEEE C57. – 110.

$$Capacidad \% = 100 * e^{-0.018 * K - Factor \text{ de carga}}$$

Ecuación 3-28 Ecuación de grafico de norma C57.110

Donde a un K- Factor de carga de 1.44 presenta una capacidad porcentual del 97.4%. Para una obtención de la evaluación de la potencia aparente máxima entregada bajo condiciones del K – Factor de carga, siendo estos medidos anualmente.

Sabiendo que la potencia nominal del transformador es 1.5 MVA, se tendrá la potencia aparente máxima que puede entregar el transformador de su capacidad total, siendo multiplicada por la capacidad porcentual acorde al nivel del K – Factor de carga que esté presente, por tanto:

$$MVA_{derated} = Capacidad \% * S_{nominal}$$

$$MVA_{derated} = 0.974 * 1.5 MVA$$

$$MVA_{derated} = \mathbf{1.46 MVA}$$

Sera entonces la potencia aparente ajustada **1.46 MVA** la potencia máxima que podrá suplir el transformador bajo condiciones de la presencia de componentes armónicos trabajando a un 97% de su capacidad.

Tomando un punto crítico donde se tendrá una menor capacidad del transformador a un valor de K – factor de 32.08 en la fecha del 17 de Octubre del 2017 y una capacidad evaluando el K – factor tendrá este un valor de potencia nuevo.

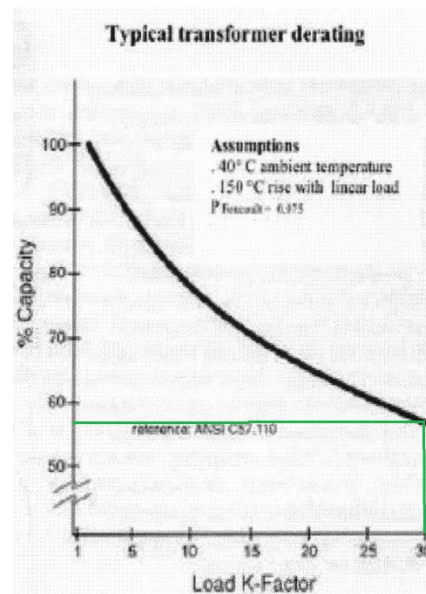


Figura 3-5 Curva para en el punto más crítico de K – Factor de carga medido

$$MVA_{derated} = 0.561 * 1.5 MVA$$

$$MVA_{derated} = \mathbf{0.842 MVA}$$

## **4 CAPITULO IV: ANÁLISIS DE PRUEBAS FÍSICO – QUÍMICAS EN EL TRANSFORMADOR DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN**

### **4.1 FUNCIÓN DEL ACEITE EN EL TRANSFORMADOR**

El aceite dieléctrico en los transformadores de potencia realiza dos grandes funciones:

- Elemento aislante: para poder soportar los altos voltajes que se generan internamente dentro del transformador.
- Transmisor de Calor: logrando disipar el calor generado por los bobinados y núcleo del transformador.

### **4.2 ANÁLISIS DE ACEITE EN EL TRANSFORMADOR**

Los análisis de aceite en el transformador funcionan como técnicas de mantenimiento predictivo y preventivo, las cuales permiten conocer un diagnóstico general en el interior del transformador sin la necesidad de tener que desconectar la subestación.

Un análisis de aceite permite conocer hasta el 85% de las posibles fallas presentes dentro de un transformador, además de presentar información de gran importancia como el estado de los aislamientos, características propias en el aceite, presencia partículas generadas de contaminantes externos dentro del transformador y la presencia de fallas eléctricas o térmicas, las cuales pueden generar problemas futuros o ser los causantes de problemas actuales en la unidad.

Estos análisis cubren la determinación de ciertas cualidades, principalmente la degradación en el aceite envejecido en servicio y el diagnóstico de estos resultados con respecto a la condición de uso de la subestación.

#### **4.2.1 PRUEBAS DE RUTINA AL ACEITE**

La Norma IEEE Std 62-1995 en el apartado 6.3 menciona los tipos de ensayos de rutina para aceites en transformadores y las normativas que rigen a cada prueba

<b>TIPO DE PRUEBA</b>	<b>NORMATIVA</b>
Numero de Acidez	<i>ASTM D-974</i>
Tensión interfacial	<i>ASTM D-971</i>
Densidad Relativa	<i>ASTM D-1928</i>
Color	<i>ASTM D-1500</i>
Apariencia	<i>ASTM D-1524</i>
Tensión de Ruptura dieléctrica	<i>ASTM D-877</i>
Factor de potencia	<i>ASTM D-924</i>
Humedad	<i>ASTM D-1533</i>
Contenido de Inhibidor	<i>ASTM D-2668</i>
Gases Disueltos	<i>ASTM D-3612</i>
Contenido de furanos	<i>ASTM D-5837</i>
Metales disueltos	<i>ASTM D-3635</i>

*Tabla 4-1 Normativa según pruebas basadas en el IEEE Std 62-1995.*

Para desarrollar un estudio específico de las condiciones que opera el transformador, se realizan una serie de ensayos al aceite dieléctrico, estos ensayos se separan en tres tipos de pruebas que son:

1. Análisis dieléctrico.
2. Análisis fisicoquímico.
3. Análisis cromatográfico en el aceite.

Las ventajas de realizar pruebas periódicas de rutina al aceite dieléctrico indicaran las condiciones internas en las que funciona transformador, realizar un adecuado estudio e interpretación de los resultados resulta ser imprescindible para un correcto diagnóstico.

#### **4.2.2 PRUEBAS DIELECTRICAS**

Las pruebas dieléctricas tienen un fin muy específico que es saber el estado que se encuentra el aceite antes de hacer pruebas físico-químicas, este es el primer análisis que se le debe hacer al aceite, ya que la aprobación de estos ensayos hace constar que el aceite está en buen estado, pero si una de estas no es aprobada se debe hacer un análisis más específico del análisis físico-químico.

En las pruebas dieléctricas se desarrollan tres pruebas que son:

- Rigidez dieléctrica: nos presenta la tensión de ruptura dieléctrica, la cual nos indica la habilidad de los líquidos aislantes para soportar esfuerzos eléctricos.
- Factor de potencia: nos da a conocer la medida de las pérdidas dieléctricas y por lo tanto la cantidad de energía disipada como calor e indica la presencia de agentes contaminantes iónicos solubles o coloidales.
- Resistividad del aceite: es el complemento del factor de potencia, juntas pueden detectar agentes contaminantes tales como agua, lodos y/o partículas conductoras.

### 4.2.3 RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM D-877)

El aceite en un transformador desempeña un papel importante en la expectativa de vida de él, y una de sus propiedades es ser elemento aislante, por eso es importante realizar este ensayo, para saber en qué estado se encuentra el equipo, ya que este sufre un deterioro y degradación debido a sus condiciones de trabajo, como: las tensiones térmicas, el ciclo de la carga termal y las condiciones climáticas.

En el proceso de deteriorando el aceite pierde la cualidad de ser aislante, debido a que disminuye su rigidez dieléctrica, y eso se debe a que en el aceite se encuentran contaminantes de diferente índole. Se sabe que la tensión de ruptura eléctrica o rigidez dieléctrica de un aceite aislante es una medida que presenta su habilidad para soportar esfuerzo eléctrico (también conocido como el máximo gradiente de potencial), antes de que se produzca una corriente distructiva y genere una deformación para perder las propiedades físicas aislantes que posee el aceite. La importancia de este ensayo radica en prevenir la creación de este arco de corriente, ya que si se producen podrían generar fallas en el transformador por el mal funcionamiento del aceite. La ruptura dieléctrica en los aceites se genera por:

- Impurezas electrolíticas.
- Por el contenido de agua y oxígeno.
- Partículas macroscópicas que pueden formar un puente entre los electrodos y favorecer la ruptura del aislamiento.
- Incremento ligero de la viscosidad.

El valor de la rigidez dieléctrica está representado por el voltaje en el cual se presenta la ruptura dieléctrica del aceite entre los electrodos utilizados para el ensayo, bajo condiciones predeterminadas (por el tipo de norma que se utilice). El ensayo es independiente del estado químico del aceite y útil ya que permite detectar la presencia de agentes contaminantes como agua, polvo, fibras o algunas partículas conductoras de electricidad.

En el análisis se pueden obtener valores bajos y altos de la rigidez, para valores bajos puede indicar la presencia de partículas contaminantes, tales como: fibras de celulosa, lodo, partículas conductoras, y algunos elementos químicos del aceite o agua. Sin embargo, un valor elevado de rigidez no necesariamente indica ausencia de estos contaminantes, donde por ello se acompaña de otros ensayos para tener un análisis específico.

Existen dos métodos para realizar la medición de la rigidez a los aceites dieléctricos de acuerdo con la organización autónoma American Society for Testing Materials, conocida por sus siglas como ASTM. El primer método es descrito en la norma ASTM D-877 y el segundo en la norma ASTM D-1816. Ambos métodos utilizan una celda de prueba en donde se deposita la muestra de aceite, y esta contiene dos electrodos separados a una distancia estipulada según la norma que se utilice. Dichos electrodos son expuestos a un voltaje variable que se incrementa hasta que se produzca una descarga a través del aceite de un electrodo a otro.



Figura 4-1 Equipo de pruebas utilizado en El salvador; Fuente: DELSUR

El valor de tensión en kilovoltios a la que se presenta descarga entre los electrodos se le conoce como rigidez dieléctrica y como norma general es el promedio del resultado de 5 pruebas sobre la misma muestra espaciadas un minuto.

Esta prueba puede realizarse satisfactoriamente en el campo, pero es más controlable en un entorno de laboratorio.

Debe realizarse una prueba visual para asegurarse de que la muestra no contiene burbujas de agua o aire por agitación durante el transporte. Se debe seguir ASTM D 877-87 o ASTM D 1816-84a como apropiado. El voltaje de ruptura de la muestra debe determinarse usando este procedimiento. Las normas utilizadas y los valores límites permitidos para esta prueba son las siguientes:

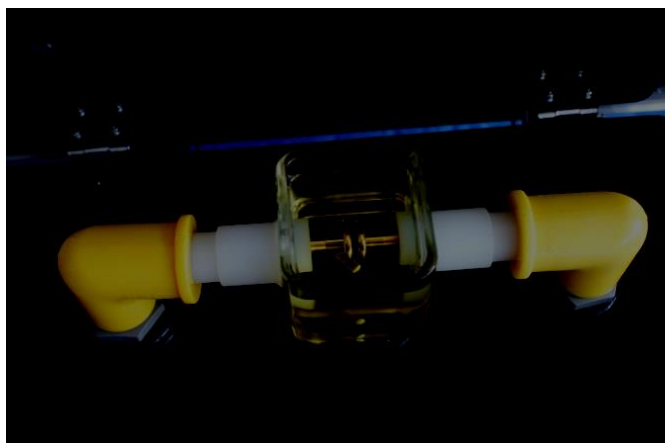
ASTM D-877: Electrodo planos separados 2.54 mm, Tensión Mínima 25 kV

ASTM D-1816: Electrodo semiesféricos separados 2.0, Tensión mínima 50 kV.

Minimum dielectric breakdown voltage (kV)	Equipment class (kV)
26	≤69
26	> (69-288)

Tabla 4-2 Valor mínimo de ruptura dieléctrica.

Existen dos métodos para realizar la medición de la rigidez a los aceites dieléctricos de acuerdo con la organización autónoma American Society for Testing Materials, conocida por sus siglas como ASTM. El primer método es descrito en la norma ASTM D-877 y el segundo en la norma ASTM D-1816. Ambos métodos utilizan una celda de prueba en donde se deposita la muestra de aceite, y esta contiene dos electrodos separados a una distancia estipulada según la norma que se utilice. Dichos electrodos son expuestos a un voltaje variable que se incrementa hasta que se produzca una descarga a través del aceite de un electrodo a otro



*Figura 4-2 Ensayo de cara plana.*



*Figura 4-3 Ensayo de cara semiesférica.*

### **4.3 FACTOR DE POTENCIA (ASTM D-924)**

El factor de potencia conocido como factor de disipación, tiene como objetivo medir las pérdidas dieléctricas que ocurren en el aceite aislante cuando este es usado dentro de un campo eléctrico alterno, también indica la energía disipada como calor. En pocas palabras, se mide la corriente de fuga existente en el aceite, la cual es una medida que detecta indicios de contaminación y deterioro de este.

La aplicación de este ensayo se puede realizar tanto en el campo como también en un laboratorio; una de las ventajas es que aplica a los aceites nuevos como usados, por eso en



algunos casos es utilizado para evaluar el aceite ofrecido por un proveedor, y así observar las condiciones desde el punto de vista dieléctrico en la que es entregado.

Cuando el aceite está en operación, existen condiciones que lo van degradando, esto hace que se generen corrientes de fuga (conocidas como corrientes de perdidas), que se deben a la existencia de compuestos polares que son la mayor causa de los aumentos anormales de temperatura que se generan en los transformadores cuando están operando.

LIQUID POWER FACTOR		
DATE	25 C	100 C
11/03/13	0.010 AC	0.660 AC

*Figura 4-4 Cantidad de factor de potencia que hay en el aceite.*

Cuando un líquido dieléctrico se somete a campos de corriente alterna (CA), se producen pérdidas dieléctricas, que causan dos efectos: el primer efecto es que la corriente resultante se desfasa ligeramente debido al campo de CA aplicado y el segundo efecto es que la energía de las pérdidas se disipa en forma de calor. El factor de potencia del aceite es una medida directa de estas pérdidas.

El factor de potencia del aceite se define como la relación entre la potencia disipada en él, y el producto del voltaje efectivo aplicado con la corriente resultante, cuando el aceite es probado bajo condiciones predeterminadas. El factor de potencia de un aceite dieléctrico es un valor adimensional y se representa en porcentaje.

Un valor elevado en el factor de potencia muestra un indicio de que en el aceite hay presencia de contaminantes debido al deterioro que se genera por la oxidación (causa de la humedad), carbón, jabones metálicos, residuos de barniz, entre otros.

Según la norma ASTM D-924 el ensayo se realiza colocando la muestra de aceite en una celda de prueba que contiene dos cilindros, uno interno y otro externo; estas celdas contienen una separación en donde se depositara la muestra de aceite. Cuando las dos celdas se energizan con una corriente AC, el aceite es expuesto a un campo alterno, produciéndose así las pérdidas que son medidas por el instrumento de prueba y estas se presentan como el factor de potencia.

Cuando el ensayo se realiza en el laboratorio se desarrolla generalmente a dos temperaturas específicas 25 °C y 100 °C, ya que la temperatura es un factor muy importante que considerar

cuando se desarrolla este ensayo, esto es porque la magnitud del factor de potencia en el aislamiento tiene una variación que cambia directamente con la temperatura. Si el valor obtenido en el resultado del ensayo es alto el aceite no aprueba el ensayo.

TEMPERATURA	ACEPTABLE	CUESTIONABLE	INACEPTABLE
@ 25°C	Menor a 0,1%	Entre 0,1 y 0,3 %	Mayor a 0,3%
@ 100°C	Menor a 3,0%	Entre 3,0 y 4,0 %	Mayor a 4,0%

*Tabla 4-3 Rango de temperaturas según la norma ASTM-924.*

Para cada valor de temperatura se puede indicar la presencia de:

- Para 25 °C indica la contaminación por humedad y por algunas impurezas solubles en el aceite.
- Para 100 °C indica en la muestra la presencia de otros contaminantes como barnices, materiales sólidos, partículas coloidales por citar algunas.

#### **4.4 RESISTIVIDAD VOLUMÉTRICA (ASTM D-257, D-1169)**

El ensayo de resistividad conocida comúnmente por resistencia específica es de gran importancia cuando se investiga un transformador cuya resistencia de aislamiento sea notoriamente baja.

La resistividad en un aceite es una medida de sus propiedades aislantes, donde se permite determinar con mayor sensibilidad una variación química del aceite tal como el envejecimiento, pero también permite determinar impurezas químicas debidas a la presencia de sustancias extrañas que se generan por la descomposición de los componentes internos en el transformador.

Este ensayo es un complemento al de factor de potencia y frecuentemente da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la reducción de la resistividad por el envejecimiento del aceite debido a su uso es una valiosa indicación de su deterioro, que sirve para determinar la capacidad que tiene el aceite para seguir resistiéndose a la oxidación.

#### **4.5 PRUEBAS FÍSICO – QUÍMICAS**

Durante el funcionamiento del aceite aislante en el transformador, este se encuentra generalmente sujeto a la degradación por calentamiento, oxidación y presencia de humedad. El calor en presencia de oxígeno produce un cambio físico y químico en el aceite; la magnitud de este cambio depende de la temperatura, del tiempo y de la acción catalítica de los metales del equipo en el que se halle presente. Una alta temperatura durante un tiempo corto, o una temperatura relativamente baja durante un largo tiempo, en que afectan las características del aceite, principalmente desarrollando acidez orgánica y formando lodos.

Para determinar el estado en que el aceite está operando dentro del transformador, se desarrolla un análisis Físico - Químico, el cual comprende de un conjunto de ensayos que brinda información más detallada respecto de lo que ha sucedido o puede suceder a medida que el transformador está en operación.

El análisis Físico químico cuenta de las siguientes pruebas:

- Inspección visual
- Color
- Número de neutralización
- Tensión Interfacial
- Contenido de humedad
- Densidad
- Azufre corrosivo
- Punto de inflamación e ignición
- Temperatura de anilina
- Viscosidad cinética
- Inhibidor de oxidación
- Estabilidad a la oxidación

#### **4.6 INSPECCIÓN VISUAL (ASTM D-1524)**

Este ensayo está diseñado para verificar el aspecto del aceite; esta característica puede verse afectada por la formación de partículas de todo tipo (metálicas y no metálicas), turbidez, sedimentos o lodos, carbón, agua libremente en el aceite y opacidad causada por exceso de humedad.

El procedimiento para la obtención de resultados, así como la apariencia que debe tener la muestra se encuentra detallada en la norma ASTM D 1524, la cual indica que un aceite aceptable debe ser claro, brillante y libre de cualquier tipo de contaminante, de lo contrario, debe investigarse la causa. Sí al momento de realizar este ensayo se obtiene un aceite opaco y turbio esto puede indicar que contiene gotas de agua en suspensión, carbón o lodos. Cuando se observa la presencia de carbón.

Significa que es muy probable que se haya producido un arco eléctrico en el equipo. Al detectarse esta condición se debe realizar un estudio diferente, como por ejemplo el análisis de gases disueltos.

Los sedimentos visibles se pueden analizar bajo el microscopio para conocer su composición. Este ensayo se realiza haciendo uso del efecto Tyndall, el cual se produce cuando hay una dispersión de la luz ocasionada por partículas coloidales. La coloide es una sustancia cuyas partículas pueden encontrarse en suspensión en un líquido, estas partículas tienen un tamaño diminuto, tanto que no pueden separarse de una fase dispersante por filtración. En este caso, se puede ver el camino que hace la luz, porque estas partículas contaminantes dispersan los rayos luminosos.

#### 4.7 DETERMINACIÓN DE COLOR (ASTM D-1500)

Este ensayo consiste en clasificar el color del aceite de acuerdo con patrones estándar de colores definidos en la norma ASTM D 1500, la cual el color del aceite aislante es expresado por medio de un valor numérico, el valor del color se determina realizando una comparación del color de la muestra respecto a patrones de colores estándar contenidos en un colorímetro (equipo a utilizar).



*Figura 4-5 Diferentes tipos de color del aceite.*

La importancia de esta prueba radica en la facilidad para realizarse, además que el equipo utilizado es muy simple. Sin embargo, el color por sí solo no corresponde en todos los casos a un determinado nivel de degradación del aceite, se requiere tener la información de número de neutralización y tensión interfacial, para determinar un diagnóstico adecuado de la condición del aceite.

Los aceites dieléctricos deben tener un color claro (transparente para los nuevos), de manera que se pueda inspeccionar el interior de equipo al que protege.

- El aceite nuevo es casi transparente como el agua.
- A medida que el aceite envejece se oxida y se oscurece. También la contaminación produce cambio de color.
- El color se compara contra vidrios calibrados

Un cambio en el color del aceite del transformador dentro de un periodo de tiempo corto, en términos de un año o menos, es indicativo de que existe contaminación o deterioro en él. Un oscurecimiento en el color del aceite sin cambio significativo en la acidez de este es un indicativo que la contaminación del aceite proviene de alguna fuente externa.

El patrón de colores normalizado por la norma ASTM d-1500 se muestra en la figura 3.4, donde se observa que el valor mínimo inicia en 0.5 el cual corresponde a un aceite nuevo y tiene como límite un valor de 8 el cual puede ser correspondiente a un aceite con una gran condición de sedimentos, los valores de escala avanzan en pasos de 0,5.



*Figura 4-6 Fotografía microscópica de la degradación del papel.*

El proceso de degradación química que se va desarrollando en el aceite por efecto del trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas al que este está sometido es sensiblemente acelerada si hay precedencia especialmente de agua y oxígeno en primera instancia, y en segundo presencias de otros catalizadores como el cobre, el hierro y la celulosa.

Es importante realizar un monitoreo periódico al proceso de degradación que se va generando en el aceite, por eso es importante el desarrollo de este ensayo, ya que es uno de los ensayos fundamentales para lograr este objetivo y estar pendientes del proceso que el aceite lleva a medida del tiempo que lleva en servicio.

<b>NIVEL DE VOLTAJE</b>	<b>≤ 69kV</b>	<b>&gt; 69kV, &lt;230kV</b>	<b>≥230kV</b>
<b>Acidez</b>	≤ 0.20	≤ 0.15	≤ 0.10

*Tabla 4-4 Límites establecidos para la acidez VS voltaje según la IEEE C75-106*

El ensayo de número de neutralización conocida también como número de acidez o simplemente acidez, es un análisis químico importante; mide el contenido de ácidos que se forman por la oxidación que se encuentran presente en el aceite.

El comportamiento de la acidez depende en gran parte del contenido de Inhibidores naturales (compuestos aromáticos) o sintéticos que se encuentran en el aceite; cuando hay presencia de inhibidores se genera un comportamiento muy estable de la acidez en los primeros años de trabajo del aceite, es decir que presente un valor bajo de acidez o su contenido no aumenta. Los ácidos tienen impacto en la degradación de los materiales celulósicos y también pueden ser responsables de la corrosión en partes metálicas del transformador. La velocidad del

incremento de la acidez de un aceite en servicio también es un buen indicador de la velocidad de su envejecimiento.

La acidez en un aceite dieléctrico es medida por un número de neutralización (NN), donde según la Norma ASTM D-3487 se define como el peso en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que se requieren para neutralizar el ácido de un gramo de aceite.

En aceites nuevos, cualquier ácido existente encontrado es considerado un residuo del proceso de refinamiento, para este caso la cantidad máxima del NN que se puede encontrar es de 0.03 mg KOH/gr.

#### **4.8 TENSION INTERFACIAL (ASTM D-971, D-2285)**

La solubilidad de un líquido en otro, aparte de la viscosidad que posee cada uno de ellos, depende en gran parte de su tensión interfacial. Por ejemplo, cuando entre dos líquidos se tienen una tensión interfacial diferente, se crea una insolubilidad el uno con el otro, tal como sucede con el aceite y el agua.

La interface o superficie de contacto entre los dos líquidos insolubles genera un fenómeno fisicoquímico que se produce por las fuerzas de atracción, que existen entre la interacción molecular; estas fuerzas hacen que se tienda a modificar la tensión interfacial entre ambos líquidos en la zona de contacto (conocida como película).

En el análisis de la tensión interfacial para cualquier líquido, se utiliza el agua como sustancia de referencia también como patrón de comparación con respecto a otro líquido. El aceite dieléctrico es una sustancia polar en donde se encuentran disueltos algunos productos polares; para el caso del agua se sabe también que es una sustancia polar, por esta razón la solubilidad de un aceite en el agua aumenta cuando crece la presencia de dichas sustancias polares, este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante el ensayo de la tensión interfacial que consiste en medir la afinidad del aceite en contener moléculas de agua y sustancias polares.



*Figura 4-7 Tensiómetro de goteo, prueba ASTM D2285.*

En los transformadores, a medida que el aceite envejece y se oxida, los compuestos polares que se forman por la oxidación debilitan la interfaz y esto hace que se reduzca la tensión

interfacial. Estos contaminantes se extienden a través de la interface agua-aceite debilitando la tensión interfacial entre los dos líquidos. Algunas de estas partículas o contaminantes no son detectables con facilidad con el ensayo de número de neutralización (acidez).

El método de ensayo de la tensión interfacial consiste en medir el rompimiento de la superficie de contacto entre las dos sustancias, obteniendo una medida de fuerza de atracción entre las moléculas de los dos fluidos inmiscibles; las unidades son dinas por centímetro (dynas/cm) o en mili Newtons por metro (mN/m).

Mediante este ensayo se puede detectar la degradación del aceite debido al proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles críticos, además es un ensayo esencial para determinar el valor del índice de calidad para aceites nuevos o recién refinado, como también se utiliza como un ensayo de rutina para establecer el estado en el que el aceite está operando.

<b>MEDIDAS</b>	<b>ACEPTABLE (AC)</b>	<b>CUESTIONABLE (CU)</b>	<b>INACEPTABLE (IN)</b>
mN/m	Mayor 32	Entre 32 y 28	Menor 28

*Tabla 4-5 Rangos establecidos para detectar la degradación del aceite según la norma ATDM-971.*

#### **4.9 CONTENIDO DE HUMEDAD (ASTM D-1533)**

El agua es uno de los enemigos principales del aceite debido a que puede presentarse de varias formas. La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra de aceite, pero la presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por métodos físicos o químicos. Este método sirve para determinar la cantidad de agua total, como también la cantidad de agua disuelta en el aceite dependiendo de las condiciones en las cuales la muestra fue extraída y analizada.

El agua absorbida en el aceite está asociada a los ácidos orgánicos que se forman por la oxidación de los hidrocarburos, y estos ácidos hacen que el aceite pierda su propiedad dieléctrica, haciéndolo más conductor, como se dijo anteriormente en el ensayo de la rigidez dieléctrica, donde un alto contenido de humedad hace que baje la rigidez. También influye en el aislamiento sólido, haciendo que la tendencia de envejecimiento se acelere. Por estas razones es importante conocer qué cantidad de agua o humedad hay en las paredes y elementos dentro del transformador (papel y aceite), las principales fuentes de humedad en un sistema se deben a los siguientes puntos:

- Humedad residual
- Del Medio ambiente.
- A través de fugas.
- Durante reparaciones.
- Formada internamente por degradación del papel.

TENSIÓN	MÁX. PPM
Por debajo del 69kV	35
> 69, < 230kV	25
Mayores a 230kV	20

Tabla 4-6 Límites establecidos bajo la Norma ASTM D-1533.

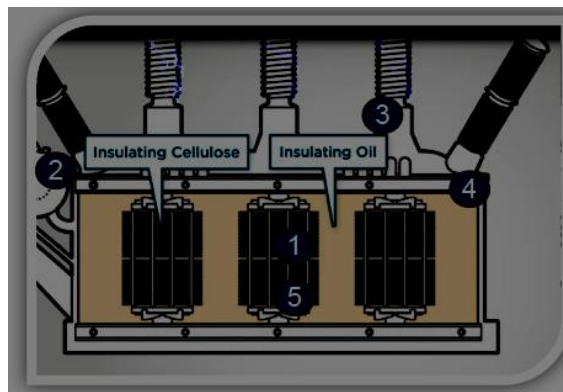


Figura 4-8 Zonas donde afecta la humedad en un transformador de potencia.

Un método utilizado para la determinación de agua en un líquido aislante es mediante un Titulador Volumétrico Karl Fischer de acuerdo con la norma ASTM D-1533, el resultado es presentado en ppm. Con el valor obtenido se puede estimar si el agua está disuelta o ha llegado a un punto en el que se encuentra en emulsión, o bien determinar si la presencia es normal o existe una filtración de humedad (por juntas rotas, fisuras en el tanque de expansión, falta o mal estado de la silica gel, etc.)

Anteriormente la opción a la aplicación del método de Karl Fischer para medición de humedad era el ensayo de la rigidez dieléctrica para detectar humedad en el aceite. Los datos que se obtienen con el ensayo de la rigidez dieléctrica no son confiables para poder detectar agua disuelta, ya que por debajo del 60% de saturación o 35ppm es imposible que presente datos el método de la rigidez.

La mayoría de equipos de Karl Fischer para este ensayo tienen una precisión desde las 5ppm. Los resultados de la cantidad de humedad dependen del voltaje (KV) del transformador y la temperatura de la muestra del aceite cuando se extrae del transformador. Los valores recomendados en ppm aceptables según la normativa IEEE Std. 62-1995, para diferentes niveles de voltajes nominales de operación son los siguientes:



La cantidad de humedad en un transformador puede estar representada en:

- 1- porcentaje de humedad por peso seco (%M (Moisture)/DW (Dry Weight), %M/DW).
- 2- Porcentaje de saturación (es el porcentaje del agua que hay en el aceite en relación con la cantidad de agua que el aceite puede disolver).
- 3- Partes por millón (ppm). Para entender el significado del porcentaje de humedad por peso seco supondremos que un transformador posee 10000 libras de papel y presenta un 0.5%M/DW, entonces se dirá que el transformador tiene:  $10000 * 0.5 = 50 \text{ libras de agua}$  (aproximadamente 6 galones).

Cuando la humedad en un transformador alcanza valores de 2%M/DW se debe planificar el secado del transformador. Con el fin de comprender el significado y la importancia del cálculo de porcentaje de saturación se exponen algunos conceptos relacionados: La solubilidad es la cantidad total de agua en ppm que puede disolver un aceite a determinada temperatura y viene dada por la ecuación dada según la IEEE Std. C57.106-2006:

$$\log_{10} S_0 = -1567 / T + 7.0895$$

*Ecuación 4-1 Solubilidad*

Donde  $S_0$  es la solubilidad del agua en el aceite y  $T$  es la temperatura absoluta en Kelvin. Como se puede notar que la solubilidad está en función de la temperatura. Entre mayor temperatura presente en el aceite, mayor será la cantidad de agua que podrá disolver. El límite de solubilidad se presenta cuando el aceite ya no puede disolver más agua y llega a un 100% de porcentaje de saturación, lo que quiere decir que se inicia la formación de agua libre dentro del transformador. El porcentaje de saturación está dada por la siguiente ecuación, que es la relación entre la cantidad de agua que está presente en el aceite y la cantidad total que este puede disolver a la misma temperatura, es decir su solubilidad.

$$\% \text{ Saturación} = 100 * PPM_{\text{agua}} / S_0$$

*Ecuación 4-2 Porcentaje de saturación*

Cuando la temperatura del transformador aumenta el agua fluye del papel al aceite. Este aumento en la cantidad de agua en el aceite hace que su porcentaje de saturación aumente, esto podría originar formación de agua libre y presentar valores inaceptables de rigidez dieléctrica, además la saturación puede presentar una falla, y es que el agua libre entre en contacto con algún conductor energizado y se produzca una falla inmediata.

En La siguiente tabla se presentan una guía general de los valores de porcentaje de saturación según la IEEE Std. C57.106-2002:

<b>% SATURACIÓN DE AGUA EN EL ACEITE</b>	<b>CONDICIÓN DE LA CELULOSA</b>
0 - 5	Aislamiento seco
6 - 20	Humedad moderada
21 -30	Húmedo

*Tabla 4-7 Porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.*

La siguiente tabla es una guía de interpretación del porcentaje de humedad por peso seco del papel según la normativa IEEE Std. 62-1995

<b>% DE HUMEDAD POR PESO SECO EN PAPEL (%M/DW)</b>	<b>CONDICIÓN DEL PAPEL</b>
0-2	Seco
2-4	Húmedo
>4	Excesivamente húmedo

*Tabla 4-8 Porcentaje de humedad en el papel, según la IEEE Std. C57.106-2002.*

## **4.10 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### **4.10.1 ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (ASTM D – 3612)**

Los métodos variados de separación de mezclas se conocen como cromatografía. Según la definición dada por Keulemans la cromatografía es un método de separación en el que los componentes a desglosar o a separar, se distribuyen entre dos fases inmiscibles, una fija o estacionaria (F.E) y otra móvil (F.M).

La fase móvil (puede ser un gas o un líquido) se usa como portador de la muestra a analizar, esta se hace pasar a través de la fase estacionaria (puede ser un sólido un líquido), donde esta se mantiene fija en una columna o sobre una superficie sólida.

La cromatografía es una técnica muy utilizada en diferentes áreas de la ciencia, ya que es muy útil para separar compuestos volátiles de una muestra, aunque hay muchas y variadas técnicas de cromatografías, todas se basan en el mismo objetivo, que es de separar una sustancia que está contenida en una mezcla y para luego enviarlas a un detector para ser analizadas. Dependiendo de la naturaleza de la fase estacionaria y de la fase móvil se pueden distinguir distintos tipos de cromatografía.

- Cromatografía sólido-líquido. La fase estática o estacionaria es un sólido y la móvil un líquido.
- Cromatografía líquido-líquido. La fase estática o estacionaria es un líquido anclado a un soporte sólido.
- Cromatografía líquido-gas. La fase estática o estacionaria es un líquido no volátil impregnado en un sólido y la fase móvil es un gas. d) Cromatografía sólido-gas. La fase estacionaria es un sólido y la móvil un gas.

Como también según el tipo de interacción que se establece entre los componentes de la mezcla y la fase móvil y estacionaria podemos distinguir entre:

- a) Cromatografía de adsorción. La fase estacionaria es un sólido polar capaz de adsorber a los componentes de la mezcla mediante interacciones de tipo polar.
- b) Cromatografía de partición. La separación se basa en las diferencias de solubilidad de los componentes de la mezcla en las fases estacionaria y móvil, que son ambas líquidas.
- c) Cromatografía de intercambio iónico. La fase estacionaria es un sólido que lleva anclados grupos funcionales ionizables cuya carga se puede intercambiar por aquellos iones presentes en la fase móvil.

La cromatografía no es una ciencia exacta como tal, de ahí que, si no se hace un manejo adecuado de la información que esta suministra se puede llegar a obtener conclusiones erradas, lo que podría llevar a realizar una actividad equivocada, por ejemplo, sacar un transformador de servicio cuando no sea necesario o dejarlo cuando va en camino a fallar gravemente.

Para realizar un óptimo análisis del contenido de partículas que posee un aceite, se recomienda utilizar la cromatografía, que, para análisis de aceites, se desarrollan los siguientes:

- Análisis de gases disueltos
- Análisis de Furano
- Contenido de PCBs

Durante la operación normal del equipo, los materiales aislantes que se encuentran dentro del transformador (aislamiento líquido y sólido), se empiezan a descomponer con el tiempo y esto hace se vaya debilitando o perdiendo poco a poco sus propiedades dieléctricas (efecto de la degradación) para las que es utilizado dentro del transformador (como aislador).

El aislamiento líquido o conocido como aceite dieléctrico se empieza a descomponer, ya que este se encuentra constituido por una mezcla de diferentes moléculas de hidrocarburos que contienen grupos químicos, como: CH<sub>3</sub>, CH<sub>2</sub> y CH, y a su vez estos están unidos por enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno.

El papel o aislamiento sólido, mejor conocido como celulosa, también posee moléculas de hidrocarburo, que, con los años, también se va degradando o descomponiendo como lo hace

el aceite, y a medida que sucede este proceso, estos elementos aislantes se empiezan a mezclar entre ellos en el interior del transformador (mezcla aceite-papel). La mezcla hace que se generen ciertos gases y estos se muevan libremente en el aceite, y cuando el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, hace que estos gases generen fallas dentro del transformador, incluso es posible que puedan llevar a la paralización total del servicio, por esto, cuando un transformador falla, se puede deducir que fue producido por la presencia de gases en el aceite.

La distribución de los gases que se generan en el interior del transformador puede estar relacionadas con el tipo de falla del suministro eléctrico, y la tasa de generación (rapidez de crecimiento de los gases) está relacionada con el tiempo que dura la falla. La identificación de los gases que se generan en una unidad puede ser una información muy útil en cualquier programa de mantenimiento preventivo.

Los gases, como se explicó anteriormente, son producidos gracias a la descomposición del aislamiento junto con la oxidación, la vaporización y a acciones electrolíticas desarrolladas o generadas dentro del transformador.

La formación de estos gases depende de la presencia de cada hidrocarburo, de la distribución de energía, la temperatura y el tiempo durante el cual el aceite es utilizado térmica o eléctricamente.

Los principales métodos de detección de gases combustibles (derivados del petróleo) que existían anteriormente, antes del método cromatográfico, suponían pruebas de combustibilidad directa o de un análisis químico de los gases en el volumen encima de la superficie del aceite. Sin embargo, estos métodos no eran lo suficientemente sensibles para las normativas actuales, ni lo suficientemente precisos para acercarse a los valores reales. Por eso, en la actualidad, se utiliza “La cromatografía de gases”, que es el método más idóneo para identificar los gases, ya que da una perspectiva cualitativa y cuantitativa de los gases disueltos en el aceite del transformador.

Los gases formados como resultado de la descomposición del aceite y la descomposición de la celulosa tienden a disolverse en el aceite, y para ser analizados, se pueden realizar mediante la técnica de la cromatografía. El método de análisis de gases disueltos (AGD) en aceite dieléctrico se encuentra estandarizado bajo la norma ASTM D3612.

<b>GAS</b>	<b>COMPOSICIÓN QUÍMICA</b>	<b>TIPO DE DESCOMPOSICIÓN</b>
Hidrogeno	H <sub>2</sub>	Aceite
Metano	CH <sub>4</sub>	
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
Monóxido de Carbono	CO	Celulosa del papel
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	

*Tabla 4-9 Composición química de los gases que intervienen en la prueba.*

Para realizar este análisis, primero se debe tomar una muestra de aceite apropiada del transformador a evaluar, siguiendo el método de toma de muestra de aceites para el análisis de gases disueltos estandarizado en la norma ASTM D-3613. Luego se debe realizar el proceso de la normativa ASTM D-3612, donde se presentan tres métodos diferentes para poder hacer la separación de los gases. A continuación, se da una breve explicación de estos métodos:

El método A: se le conoce como el método “Rack” y se puede decir que es el método original de esta normativa, este requiere que el aceite se someta a un alto vacío, en un sistema de vidrio sellado, esto es realizado para eliminar la mayor parte del gas del aceite. Luego que se eliminó el gas y se midió en un tubo graduado, luego se procede a romper el vacío con el mercurio. El gas se elimina de la columna graduada a través de un tabique con una jeringa hermética al gas e inmediatamente se inyecta en un cromatógrafo de gases.

El método B: se le conoce como el método “Stripper Column” los gases disueltos se extraen de una muestra de aceite por medio de burbujeo, donde un gas es el portador en una columna de destilación que contiene un grado de alta área superficial. Los gases se lavan a continuación de la columna de separación en un cromatógrafo de gases para analizarlos.

El método C: se le conoce como el método “Space Extraction Head”, este método consiste en que la extracción de los gases se logra agitando y calentando la muestra de aceite, la cual es transportada por una fase gaseosa hacia un “cámara de extracción” donde esta es purgada con argón en un recipiente cerrado. Una vez que se han extraído los gases que se envían a continuación al cromatógrafo de gas, donde se analizan el gas para ver las partículas q contiene.

Según la normativa el rango de medición se debe realizar en partes por millón (ppm), la cual esta es una unidad de medida, con la que se evalúa la concentración, y como su nombre lo indica, una ppm hace referencia a una concentración de 1 parte de una sustancia en 1 millón de partes de otra sustancia. Por ejemplo, imaginemos que constamos de 1 millón de gotas de aceite y las juntamos en un recipiente, y después agregas 1 sola gota de agua; esta gota de agua está entonces en una concentración de 1 ppm. En un concepto análogo al de porcentaje, se puede expresar este valor, sólo que en este caso no es partes por ciento sino por millón (tanto por mil). De hecho, se podría tomar las siguientes equivalencias:

La idea principal del análisis de gases disueltos es detectar con anticipación las fallas de sobrecalentamiento, arco eléctrico, descarga parcial y/o degradación de la celulosa, antes de que generen una falla irreparable al transformador. Actualmente existen cromatógrafos portátiles que permiten hacer el análisis y obtener resultados en el campo en corto tiempo, pero siempre es recomendable realizar este análisis en un laboratorio.

Los beneficios que puede ofrecer un análisis de gases son los siguientes:

- Advertencia temprana de las fallas en desarrollo.
- Determinar el uso inadecuado de los transformadores
- Programación adecuada de reparaciones
- Monitoreo de unidades sometidas a sobrecarga.

En la actualidad existen diferentes formas de cromatogramas que resultan de las diferentes técnicas de cromatografía, en la técnica de elución se presentan los cromatogramas de escalones mejor conocidos como los de picos. En la figura 4.2 se muestra un cromatograma de picos típico y puede usarse para ilustrar los resultados que se obtienen en un análisis de cromatografía de gases.

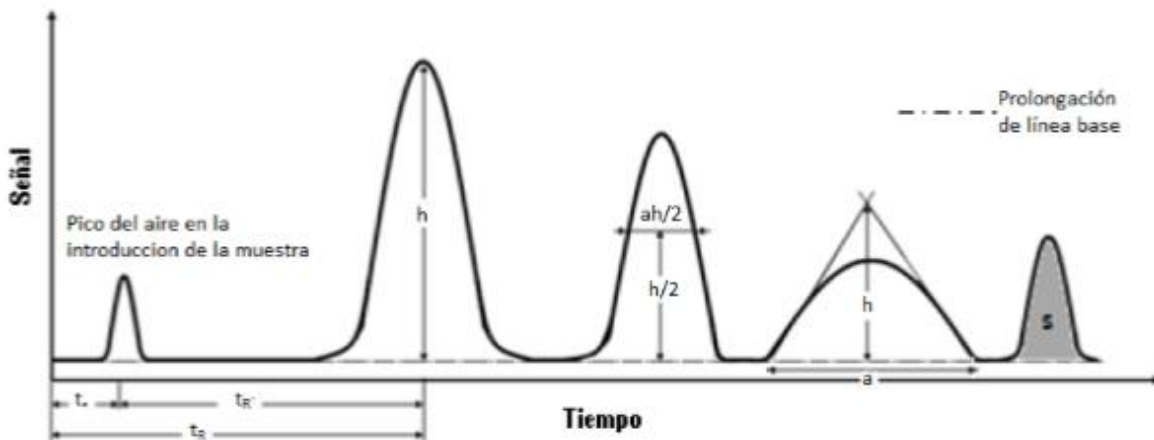


Figura 4-9 Diagrama Cromatográfico de escalones.

Como se observa, el diagrama está compuesto de diferentes partes que son:

- Pico de aire: es el que corresponde a la detección de una cantidad muy pequeña de aire que entra a la columna cuando se introduce la muestra de la cromatografía.
- Línea base: es la parte del registro que corresponde al gas portador puro.
- Área de pico (S): es la comprendida entre el pico y la prolongación de la línea de base. El área pico permite determinar la concentración de cada componente separado en la columna, depende de la concentración de la muestra.
- Tiempo muerto ( $t_0$ ): es el tiempo requerido para diluir un soluto que no se retiene en la fase estacionaria, tiempo que un soluto permanece en la fase móvil, representa el espacio vacío de la columna.
- Tiempo de retención ( $t_R$ ): es el tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtiene el máximo del pico.
- Tiempo de retención ajustado ( $t_R'$ ): es el tiempo que el componente permanece en la fase estacionaria.
- Altura del pico (h): es la distancia entre la cima del pico y la prolongación de la línea de base. En el caso de que el pico sea de vértice redondeado se trazan rectas tangentes a los puntos de inflexión de las laderas; el punto de corte determina la altura del pico.
- Anchura del pico (a): es la longitud del tramo de la prolongación de la línea base, comprendida entre las interacciones con la misma de las laderas del pico o en su caso de las líneas tangentes antes mencionadas.
- Anchura del pico en la mitad de la altura ( $ah/2$ ): es la distancia paralela a la línea base, entre las dos laterales del pico, tomada a la mitad de altura del pico.

Para garantizar la coherencia de los resultados, deben seguirse varios métodos y procedimientos de análisis para evaluar y diagnosticar correctamente la falla que se encuentra activa o puede generarse a futuro. Para lograr esto existen diferentes técnicas que se pueden utilizar, las cuales se describen en la norma IEEE C57.104-91 y la IEC 60599-03.

En estas normas se detallan procedimientos para análisis de gases disueltos en aceites dieléctricos, interpretando los resultados con la finalidad de proveer información positiva e importante en términos del servicio óptimo del transformador. Los métodos para análisis e interpretación de los resultados son los siguientes:

NORMATIVA	MÉTODO DE ANÁLISIS	DESCRIPCIÓN
-IEEE C57-104-91	Análisis 1	Evaluación de la condición del Transformador utilizando concentraciones individuales y concentraciones totales de gases disueltos (TDCG, siglas en ingles).
	Análisis 2	Determinación del procedimiento de operación e intervalo de muestreo utilizando los niveles y la velocidad de generación de TDCG en el aceite
	Análisis 3	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de los Gases Claves.
	Análisis 4	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Dornenburg.
	Análisis 5	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Roges.
IEC60599-03	Análisis 6	Análisis de gases disueltos mediante el método del triángulo de Duval

*Tabla 4-10 Comparación de métodos en base a estándares internacionales.*

A continuación, se muestran los datos de los diferentes tipos de diagnósticos que se puede tener con la cantidad de gas obtenía:

Eléctrico- Arco: Se observa que para fallas eléctricas del tipo arco de alta intensidad el gas principal en la falla es el acetileno, acompañado con gas hidrogeno y pequeñas cantidades de metano, etileno y etano. Dióxido y monóxido de carbono se pueden generarse si la falla envuelve a la celulosa. El aceite puede carbonizarse.

#### **4.11 ANÁLISIS POR TRIANGULO DE DUVAL**

Este es el método más empleado a nivel internacional, ya que ha demostrado ser el más confiable para interpretar los resultados de los análisis de gases disueltos.



El método analiza solo las proporciones de 3 gases, con estos datos representa un punto en un mapa obteniendo así el tipo de fallo. Los límites del triángulo se han calculado experimentalmente mediante el ensayo y miles de datos de transformadores.

En la figura se puede ver un efecto parecido al del gas clave, la presencia casi exclusiva de metano es causa directa de las descargas parciales. También se concluye que el etileno se presenta proporcionalmente a la temperatura de funcionamiento y que el acetileno es característico de las descargas de baja y alta energía.

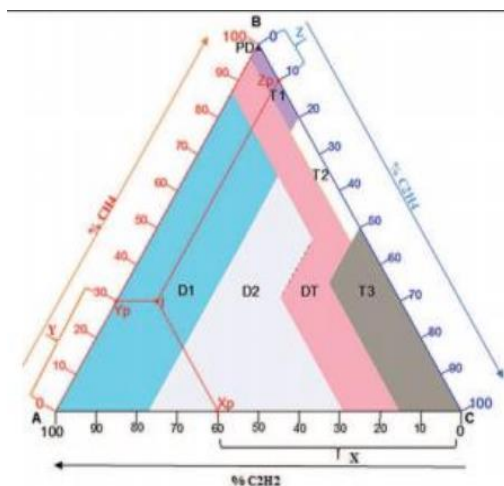


Figura 4-10 Triángulo de Duval.

Este método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de solo tres gases metano, etileno y acetileno. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. En la figura se muestra el triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde 0 hasta el 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son ubicados en su respectivo eje proyectando una línea perpendicular a cada uno, se ubica el punto de intersección entre estas tres líneas, el cual representa el 100%. Este punto se localizará en áreas que determinaran la condición del transformador.

En la tabla se ven las 7 partes del triángulo Duval con sus respectivas fronteras entre cada una de ellas, así como del tipo de fallo que representan.

	<b>AVERÍAS</b>	<b>VALORES LIMITES DE GASES COMBUSTIBLES EN PORCENTAJE</b>
PD	Descargas parciales	CH <sub>4</sub> =98
D1	Descargas de baja energía	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =23-C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =13
D2	Descargas de alta energía	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =23; 40-C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =13;29
T1	Averías térmicas a T <sub>ú</sub> <300°C	CH <sub>4</sub> =98-C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =20-C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =4
T2	Averías térmicas a 300<T°<700°C	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =20-C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =50-C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =4
T3	Averías térmicas a T°>700°C	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =50-C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =15
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> =13; 4; 29; 15 -C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =40, 50

*Tabla 4-11 Muestra las distintas zonas del triángulo de Duval para las diferentes fallas*

Para los cambiadores de tomas de carga en aceite. Tiene 7 zonas los gases que tomas son:

**X= Acetileno en ppm (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>).**

**Y= Metano (CH<sub>4</sub>)**

**Z= Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)**

<b>ZONA</b>	<b>IDENTIFICACIÓN</b>
N	Operación normal
T3	Avería térmica grave (T>700°C)
T2	Avería térmica severa (300<T<700°C)
X3	Averías T3 y T2 en proceso (en su mayoría) con coque ligero o aumento de la resistencia de los contactos, o D2 formación de arcos severos.
D1	Arcos anormales
X1	Arcos anormales o fallas térmicas en progreso

*Tabla 4-12 Zonas del triángulo de Duval.*

#### 4.12 CONTENIDO DE PCB (ASTM D-4059)

Los Bifenilos Policlorados son una clase de compuestos químicos clorados más conocidos por sus siglas como PCB's, estos pertenecen a una familia de compuestos de alto peso molecular formados por dos anillos de benceno sustituidos por átomos de cloro. Los átomos de cloro se sustituyen en uno o en los diez lugares disponibles restantes. El número y la posición de los átomos de cloro determinan la clasificación y propiedades de las distintas moléculas.

Los PCB son conocidos porque fluidos viscosos muy estables, no corrosivos e incombustibles, esto es gracias a que posee una baja inflamabilidad y no poseen punto de ignición. Una de las cualidades más importantes es que posee excelentes características dieléctricas (térmicas y estabilidad química), y por ello es uno de los mejores fluidos aislantes conocido. Gracias a ello, originalmente esta sustancia se ponía en los aceites de transformadores, condensadores, etc.

Un aceite con PCB puede absorber los cambios rápidos en campos eléctricos sin calentarse mucho, es decir, con poca pérdida de energía. Además, como se dijo anteriormente, los PCB tienen un punto bajo de inflamación y no tienen punto de ignición, gracias a esto, pueden permanecer estables ante temperaturas variables sólo arden en contacto directo con una llama.

A pesar de sus buenas características es considerada un contaminante orgánico persistente, es decir que si permanece en el medio ambiente por largos periodos resulta ser cancerígeno y muy nociva para la salud humana, tanto también como un medio contaminante para el medio ambiente, razón por la cual hoy en día su uso está prohibido por las autoridades ambientales internacionales, y es clasificado como uno de los doce contaminantes más peligrosos del planeta.

Los transformadores y condensadores son los equipos más probables por contener PCB, no solamente porque se fabricaron muchos equipos con este componente, sino que se ha tenido muchas posibilidades de adquirir la contaminación por fuente alternas. Por eso se puede decir que los equipos pueden contener PCB en los siguientes dos casos:

- Cuando para su fabricación se utilizó aceite dieléctrico en base a PCB (puro o con algún grado de concentración).
- Cuando los transformadores o equipos que, aunque durante el proceso de su fabricación no se ha utilizado PCB, durante los trabajos de mantenimiento (utilizando dispositivos con PCB), han sido contaminados. A estos se les llama equipos con PCB por contaminación cruzada.

Los primeros transformadores llenados con PCB se fabricaban de forma muy parecida a los equipos que se llenan con aceite. Pero los modelos posteriores se fabricaron como unidades completa o herméticamente selladas sin válvulas de drenaje ni dispositivos de acceso. La razón de ello es que como los PCB tenían la reputación de ser fluidos muy estables, no se

degradarían como los aceites normales, y por eso los transformadores podrían sellarse para siempre.

Por las leyes internacionales del medio ambiente es importante conocer si un equipo que se encuentre en funcionamiento o fuera de servicio contiene PCB, y por precaución solo se recomienda realizar este ensayo en un laboratorio especializado, teniendo las precauciones debidas por ser un contaminante.

Los contenidos de o concentraciones de PCBs se determina en parte por millón (ppm), en miligramos por kilogramos (mg/kg) o en porcentaje en peso (%). Las equivalencias entre estas son las siguientes:

- 1ppm = 1mg/kg.
- 1000 ppm = 1 por mil en peso = 0.1% en peso.

Existen dos métodos para identificar y determinar si un equipo contiene PCBs, pero antes de utilizarlos se debe verificar la placa colocada por el fabricante, pues que en ella se indica el tipo y/o características del aceite dieléctrico contenido en el transformador, y así se podrá saber si contiene o no este compuesto, como también el peso y volumen del aceite dieléctrico. Para ello se debe verificar lo siguiente:

- Si el nombre del fluido aislante se encuentra dentro de la tabla “Otros nombres comerciales (PCB’s)” es un transformador con PCB’s.
- Si la especificación de este líquido empieza con la letra “L” (como LFAF, LFAN, LFWN, LNP, LNS, LNW, y LNWN) dicho transformador contiene PCB’s.

Existen transformadores que no contienen placa de identificación que especifique el tipo de aceite que contiene, para ello se debe hacer uso de alguno de los dos métodos establecidos, que son:

- Método colorimétrico
- Método cromatográfico

El método colorímetro es una prueba rápida, y se basa en el uso de los kits CLOR-N-OIL-50 de la compañía Dexil Corporation (detecta cuando el aceite contiene más de 50mg/kg o 50ppm). Esta metodología es reconocida como EPA-SW-846 Method 9079 (EPA, Environmental Protection Agency, por sus siglas en inglés) y consiste en mezclar tres líquidos (sodio metálico catalizado con naftaleno y dimetilglioxima) con el aceite a temperatura ambiente para obtener según base a color la cantidad de concentración que PCB.

## 4.13 REPORTE DE PRUEBAS EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN PARA EL AÑO 2017

### 4.13.1 NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ACIDEZ) – NORMA ASTM D-974

El número de neutralización de un aislante eléctrico de composición líquida se interpreta como una medición para determinar la acidez de los componentes del material. De sustituir el aceite por uno nuevo, cualquier acidez que presente es probable que sea desde el proceso del refinamiento del petróleo. En un líquido con años de servicio, el número de neutralización es una medida del ácido por los productos de la oxidación del aceite. El número de neutralización puede ser usado como una guía general para determinar cuando el aceite deberá de ser reprocesado o reemplazado.

El estándar ASTM 974 trata sobre el método que será indicador para el cambio de color contemplado en el tratamiento de la acidez con una concentración en (0.1 N) KOH de solución. En algunos aceites ya en servicio, el color puede ser tan oscuro como para perjudicar la habilidad de las técnicas para determinar el indicador del cambio de color.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ACIDEZ		
LÍMITE ESTABLECIDO POR IEEE STD C57.106-2015 PARA TRANSFORMADORES $\leq$ 69 KV	S.D. MYRES CLASSIFICATIONS	RESULTADOS MEDIDOS
0.20	$\leq$ 0.05 Aceptable	$\frac{mg\ KOH}{g}$
	$>$ 0.05 - $\leq$ 0.10 Cuestionable	
	$>$ 0.10 Inaceptable	

Tabla 4-13 Resultados de análisis de acidez

### 4.13.2 TENSIÓN INTERFACIAL – NORMA ASTM D-971

Este método cubre las medidas, bajo condiciones en las que no se encuentre en equilibrio, de la tensión de la superficie la que mantiene un líquido aislante contra el agua. La tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos líquidos. Es expresada en mili-Newton por metro (mN/m). La prueba sirve excelentemente para interpretar y detectar la solubilidad de los agentes que contaminan el aceite y la oxidación de los productos en los aceites minerales.

RESULTADOS DE TENSIÓN INTERFACIAL		
LÍMITE MÍNIMO SUGERIDO POR IEEE STD C57.106-2015 PARA TRANSFORMADORES ≤ 69 KV CON USO CONTINUO DEL ACEITE MINERAL EN SERVICIO	S.D. MYRES CLASSIFICATIONS	RESULTADOS MEDIDOS
25 kV	≥ 32 Aceptable	46 $\frac{mN}{m}$
	<32 ≥ 28 Cuestionable	
	< 28 Inaceptable	

Tabla 4-14 Resultados de tensión interfacial

#### 4.13.3 DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECIFICA) – NORMA ASTM D-1298

La densidad relativa de un aceite mineral es el radio de los pesos que equivale al volumen del aceite y agua, medida a 15°C. La densidad relativa es significativa y determinara la solubilidad por el uso en ciertas aplicaciones. Cuando es considerado junto con otras propiedades del aceite, la densidad relativa puede ser un indicador de calidad en el aceite. Con una alta gravedad especifica y con temperaturas altas, se pueden formar cristales de hielo dentro del transformador.

RESULTADOS DE DENSIDAD RELATIVA		
LÍMITE MÁXIMO DE DENSIDAD RELATIVA SUGERIDO POR IEEE STD C57.106-2015 PARA TRANSFORMADORES PARA ACEITE MINERAL NUEVO	S.D. MYRES CLASSIFICATIONS	RESULTADOS MEDIDOS
0.91	0.84 - 0.91 Aceptable	0.880
	0.86 - 0.89 Cuestionable	
	> 0.91 Contaminación severa por materiales de mayor densidad	

Tabla 4-15 Resultados de densidad relativa.

#### 4.13.4 COLOR – NORMA ASTM D-1500

El aceite mineral deberá de tener un color brillante y será ópticamente claro tanto que se le permita una inspección visual de los demás aparatos de ensamblaje dentro del tanque. Cualquier cambio en el color del aceite sobre el tiempo es una indicación de oxidación, deterioración, o contaminación del aceite. La clasificación según el color del aceite es la siguiente:

RESULTADOS DE COLOR		
LÍMITE MÁXIMO DEL GRADO DE COLOR DEL POR IEEE STD C57.106-2015 PARA TRANSFORMADORES QUE HAN SIDO LLENADOS DE ACEITE ANTES DE SER ENERGIZADOS	S.D. MYRES CLASSIFICATIONS	RESULTADOS MEDIDOS
1.5	$3.5 \leq$ Acceptable	0.50
	Questionable	
	$> 3.5$ Inacceptable	

Tabla 4-16 Resultados del análisis de color.

#### 4.13.5 EXAMINACIÓN VISUAL – NORMA ASTM D-1524

Esta prueba indica el color y el grado de turbiedad del aceite mineral, el cual puede indicar la presencia de la presencia de humedad o de partículas de sólidos contaminantes. La fuente de insolubilidad de los contaminantes sólidos puede ser determinada por medio de filtros de partículas y así poder examinarlos. Esta prueba puede ser usada por sugerencia adicional de los laboratorios de pruebas y así poder permitir si la muestra deberá de ser enviada para una evaluación más completa a un laboratorio central.

EXAMEN VISUAL POR IEEE STD C57.106-2015 PARA ACEITE MINERAL NUEVO	RESULTADOS MEDIDOS
Claro y Brillante	Claro

Tabla 4-17 Prueba de Examen visual.

#### 4.13.6 TENSIÓN DE RUPTURA DIELECTRICA – NORMA ASTM D-877

El voltaje de ruptura dieléctrico de líquido aislante es una medida de la capacidad de resistir un estrés de voltaje de falla. Es este voltaje dónde sucede la ruptura que se da entre dos electrodos bajo prescripciones de condiciones de pruebas. La prueba sirve principalmente para indicar la presencia de contaminantes que produzcan conductividad eléctrica por contaminantes en el líquido, como lo es presencia de agua, polvo, humedad en las fibras de la celulosa. Sin embargo, una alta tensión de ruptura dieléctrica no indica una ausencia de todos los contaminantes.

Existen dos métodos que son reconocidos para la toma de medidas del voltaje de ruptura dieléctrico en el aislante líquido los cuales son los siguientes:

ASTM D 877 Se utiliza en la superficie plana de los electrodos cilíndricos con una brecha de 25 mm. La sensibilidad de este método, por lo general la presencia de contaminantes presentados en una muestra de líquido, disminuye como se aplica la prueba de tensión usada en este método ya que viene a ser más grande que 25 kV rms.

ASTM D 1816 Usando electrodos con forma esférica. La muestra continúa circulando en la misma celda de prueba. Las distancias normales ajustadas son de 1 mm y 22 mm.

Para este caso de estudio se ha utilizado lo que es el primer método, por lo tanto se expresan los siguientes parámetros:

VOLTAJE DE RUPTURA DIELECTRICA		
VOLTAJE DE RUPTURA DIELECTRICA SUGERIDO POR IEEE STD C57.106-2015 PARA TRANSFORMADORES ≤69 KV CON USO CONTINUO DEL ACEITE MINERAL EN SERVICIO.	TENSIÓN DE RUPTURA DEL ELECTRODO POR LA NORMA ASTM D - 877	RESULTADOS MEDIDOS
25 kV	≥ 30 kV Aceptable	53 kV
	25 kV – 30 kV Cuestionable	
	< 25 kV Inaceptable	

Tabla 4-18 Análisis de resultados de ruptura dieléctrica.



#### 4.13.7 FACTOR DE DISIPACIÓN (FACTOR DE POTENCIA) A 25° C Y 100°C – NORMA ASTM D-924

El factor de disipación es una medida de las pérdidas de potencia cuando en un aislante líquido es sujeto al campo de corriente alterna. La potencia es disipada como calor dentro del líquido. Un bajo valor del factor de disipación significa que el líquido aislante podría causar en porciones menores a la potencia aplicada que esta se convertirse en pérdidas. Esta prueba es usada para corroborar acerca de la deterioración y contaminación de aislante líquido por causas de sensibilidad por parte de contaminantes iónicos.

RESULTADOS DE FACTOR DE POTENCIA		
LÍMITE DE PORCENTAJE MÁXIMO DEL FACTOR DE POTENCIA RECOMENDADO POR IEEE STD C57.106-2015 PARA ACEITE MINERAL EN USO CONTINUO	S.D. MYRES CLASSIFICATIONS	RESULTADOS MEDIDOS
0.5 @ 25 °C	< 0.1% Aceptable	0.0015 %
	0.1 % y 0.3% Cuestionable	
	> 0.3% Inaceptable	
5.0 @ 100 °C	0< 3.0% Aceptable	0.564 %
	3.0 % y 4.0% Cuestionable	
	> 4.0% Inaceptable	

Tabla 4-19 Resultados del Factor de Potencia.

#### 4.14 CONTENIDO DE COMPUESTOS FURANOS EN AISLAMIENTO LÍQUIDO – NORMA ASTM D-5837

Los compuestos furanos son generados por la degradación del material celulósico usado en el sistema de aislamiento sólido de los equipos eléctricos. Los compuestos furanos que son solubles en el aceite soluble los cuales son apreciables en ciertos grados pueden emigrar hacia el aislamiento líquido. La presencia de altas concentraciones de componentes de furanos es significativa ya que en estos se puede indicar la degradación de la celulosa desde el envejecimiento o por condiciones de faltas incipientes. Las pruebas para furanos compuestos por alta presencia de líquido cromatográfico de alta presión (HPLC) puede ser usado completamente disuelto en gases en el análisis de aceite como presencia con el método de prueba acorde a la norma ASTM D 3612.

Para establecer un grado de la degradación de la celulosa, se utiliza el método de la polimerización (DP). Ésta es un método que mide la longitud de la cadena de la celulosa, pero requiere una muestra del papel extraída del transformador, Y el otro método es el

análisis de furano en el aceite, este es el más práctico ya que no se necesita abrir el transformador para tomar una muestra.

De la degradación de la celulosa se generan cinco compuestos furanos que son compuestos aromáticos y dependiendo de la cantidad de estos compuestos en el aceite podría ser una buena indicación de la condición del aislamiento celulósico. Los cinco compuestos son:

- 2-FURALDEHIDO 2FAL
- 2-ACETILFURANO 2ACF
- 5-METIL-2FURALDEHIDO 5M2F
- 2-FURFUROL 2FOL
- 5-HIDROXIMETIL-FURALDEHIDO 5H2F


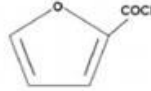


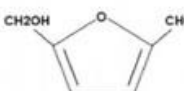
Nombre y Abreviatura	Estructura
2-FURALDEHIDO 2FAL	
2-ACETILFURANO 2ACF	
5-METIL-2-FURALDEHIDO 5M2F	
2-FURFUROL 2FOL	
5-HIDROXIMETIL- 2-FURALDEHIDO 5H2F	

Figura 4-11 Estructuras de los componentes de los furanos.

**2-Furaldehyde:** también denominado furfural o furfuraldehído. Este es el compuesto de furano que se encuentra con mayor frecuencia. Se forma por sobrecalentamiento generalmente de la celulosa o puede presentarse como resultado de una condición de falla en el pasado.

**2-Acetylfuran:** es el menos común de los compuestos de fúranicos que se pueden encontrar en un transformador operando. Se encuentra con mayor frecuencia en transformadores averiados que han sufrido descargas eléctricas por rayos, lo cual lleva a la conclusión preliminar que la formación de este compuesto puede ser el resultado de elevados niveles de esfuerzo eléctrico.

**5-Methyl-2-furaldehyde:** se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa y es la prueba de una condición que supone falla por punto caliente a alta temperatura.

**Furfuryl alcohol:** también se denomina furfural alcohol o furfurol. Este compuesto furánico se forma en presencia de gran contenido de humedad y es la prueba de una condición de descomposición activa del papel debido a elevados niveles de humedad en el aislamiento sólido.

**5-Hydroxymethyl-2-furaldehyde:** se forma como resultado de la descomposición del papel en presencia de grandes cantidades de oxígeno y es la prueba de la oxidación del aislamiento sólido.

TIPO DE FURANO	2 semanas a 90°C [%]	8 semanas a 90°C [%]	2 semanas a 110°C [%]	8 semanas a 110°C [%]
2-FURALDEHIDO 2FAL	20-40	40-100	40-100	40-100
2ACETILFURANO 2ACF	10-20	20-40	20-40	40-100
5-METIL- 2FURALDEHIDO	10-20	10-20	10-20	20-40
2-FURFUROL 2FOL	0-10	0-10	0-10	10-20
5-HIDROXIMETRIL- FURALDEHIDO 5H2F	0-10	0-10	0-10	10-20
5-HIDROXIMETRIL- FURALDEHIDO 5H2F	0-10	0-10	0-10	10-20

*Tabla 4-20 Índice de pérdidas para las clases de furanos.*

#### **4.15 MARGEN DE LOS COMPUESTOS FURANOS EN FUNCIÓN DE LA EDAD DEL TRANSFORMADOR**

La norma ASTM para aceite mineral nuevo (D3487) no tiene límite para la concentración de compuestos de los furanos en aceite nuevo, sin embargo, se indica que los niveles máximos permisibles deben ser especificados por acuerdo entre el usuario y el proveedor. Por lo tanto, si el usuario quiere realizar un control de la concentración de furanos en el aceite, debe ser medido y tenido en cuenta un valor de referencia, limitándose la producción de furanos a un máximo de 0.1 mg / kg.

Los experimentos han demostrado, además, que el papel térmicamente con mejores propiedades se degrada menos en presencia de agua y oxígeno que el papel Kraft. Y debido a esto, se ha demostrado que dicho tipo de papel tiene un envejecimiento inferior que el que se produce en el papel Kraft. A pesar de que algunas investigaciones realizadas han propuesto el uso de ciertos parámetros como umbrales críticos, el uso de estas clasificaciones es todavía muy difícil en el campo.

RANGO DEL GP	ESTADO DE LA PRUEBA
< 900	Papel nuevo
610-900	Papel en un transformador nuevo
460-600	Significativo deterioro del papel, pero aún muy lejos del punto crítico.
360-450	El papel está comenzando a acercarse a la condición crítica. Se sugiere una nueva muestra en 1-2 años
260-350	El papel se acerca a la condición crítica. Se sugiere que la inspección sea programada y / o se vuelva a tomar muestras dentro de un año para reevaluar la condición.
200-250	El papel está cerca o en estado crítico. Se recomienda que el transformador sea retirado de servicio tan pronto como sea posible y exhaustivamente inspeccionado. Se pueden tomar muestras de papel para pruebas GP directas.
≤200	Define el fin de la vida útil del papel

*Tabla 4-21 Estado de los Grados de Polimerización del papel.*

#### **4.16 DIAGNOSTICO DEL TRANSFORMADOR EN BASE AL ESTUDIO DE LOS COMPUESTOS FURANOS**

El diseño del transformador es uno de los parámetros que deben de considerar al hacer un análisis de estos compuestos. Dos transformadores que operan bajo las mismas condiciones, pero de diferente modelo o fabricante, es común que se comporten térmicamente diferentes. A menudo, incluso los propios devanados de un transformador poseen diferente gradiente de temperaturas cuando operan bajo determinadas condiciones de carga. Estas variaciones en el gradiente de temperatura pueden ser aún más significativas cuando se comparan los diseños de dos fabricantes diferentes.

Así, un análisis comparativo de dos transformadores diferentes bien puede indicar similares a los GP, pero cantidades muy diferentes de los furanos producidos durante un tiempo de funcionamiento dado. Otros parámetros tales como el tipo de aislamiento, el contenido de humedad del aislamiento, la cantidad de oxígeno en el aislamiento, la presencia de ácidos u otros contaminantes, la partición de furanos entre el papel y el aceite y los tratamientos del aceite (tales como la desgasificación y el secado o la regeneración), pueden desempeñar un papel significativo en la velocidad de producción de furanos.

Todos los factores mencionados en esta sección influyen en la formación de compuestos de los furanos y por tanto en la degradación del aislamiento de un transformador y en la pérdida

de vida de este. Sin embargo, no se ha establecido aún cuál de estos factores mencionados anteriormente influyen en la formación de unos furanos u otros. Cigré, presenta una tabla con una primera relación entre la formación de los diferentes compuestos furánicos y sus posibles causas.

COMPUESTO FURANO	DIAGNOSTICO ESTABLECIDO
2-FURALDEHIDO 2FAL	Sobrecalentamiento o envejecimiento normal
2-ACETIL FURANO 2ACF	Causas no definidas
5-METIL-2FURALDEHIDO 5M2F	Altas Temperaturas
2-FURFUROL 2FOL	Humedad Alta
5-HIDROXIMETRIL-FURALDEHIDO 5H2F	Oxidación

*Tabla 4-22 Diagnostico Establecido acorde al tipo de compuesto.*

Los tipos y concentraciones de furanos en una muestra de aceite también pueden indicar estrés anormal en un transformador, ya sea intenso, de corta duración de sobrecalentamiento o prolongado, sobrecalentamiento general. El análisis de furanos puede utilizarse para confirmar el análisis de gas disuelto en el que el monóxido de carbono presente indica problemas con aislamiento sólido.

El estado del transformador puede presentar un estado de vida acorde a lo que son los niveles de contenidos de furanos y a los GP por lo tanto se presenta el estado de vida en las siguientes dos tablas:

NIVELES DE COMPUESTOS DE	ESTADO
0-20	Transformador Nuevo
21-100	Transformador Aceptable - Envejecimiento Normal.
101-250	Transformador Cuestionable - Envejecimiento Acelerado.
$\geq 251$	Transformador Inaceptable – Envejecimiento muy Acelerado

*Tabla 4-23 Niveles de Análisis de Compuestos Furanos.*

VALOR DE GP	ANÁLISIS DE GP
1200-700	Papel nuevo
700-450	Deterioro moderado
450-250	Deterioro avanzado
≥200	Fin de vida útil

*Tabla 4-24 Predicción de vida del transformador en base a los GP.*

Los resultados para el caso de estudio del transformador son los siguientes:

RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CONTENIDO DE FURANOS							
2FAL	2ACF	5M2F	2FOL	5H2F	TOTAL	GP	Vida restante
1 ppb	No detectado	No detectado	No detectado	No detectado	1 ppb	800	100%

*Tabla 4-25 Análisis de Resultados del transformador de la planta de producción.*

#### **4.17 GASES DISUELTOS – NORMA ASTM D-3612**

El gas contenido del aislante líquido puede ser definido como el porcentaje del volumen disuelto de gas o por ppm (partes por millón) con un estándar de presión y temperatura requiere el uso de aislamiento eléctrico en estado líquido con bajo contenido en gases. En el contenido del llenado de los aparatos eléctricos, el bajo contenido de gases reduce el aumento y la disponibilidad del oxígeno presente, de este modo se incrementa el servicio de vida del aislamiento líquido.

A pesar de que no se tiene inicialmente destinado para solo este propósito, la norma ASTM D3612 puede ser utilizada para la medición del contenido total de los gases en el aceite mineral como una alternativa a lo que es la norma ASTM D2945 por la cual puede ser sustituida. El contenido de gases no está inicialmente conseguido bajo algún uso en cuanto a sus especificaciones ya que el transformador inmerso en aceite esta habitualmente desgasificado inmediatamente por previo uso.

El estándar ASTM D3612 también puede ser usado como una prueba de control de calidad y así de esta manera poder evaluar la salud del transformador. El sobrecalentamiento, descargas parciales, o arcos eléctricos dentro del transformador puede generar gases combustibles y no combustibles que pueden ser disueltos en aceite mineral, este puede ser determinado gracias al estándar que es caso de estudio en este apartado.

Las cantidades y los tipos de gases disueltos en el aceite mineral pueden ser utilizados como herramienta para ayudar en la detección y el diagnóstico de las fallas y de la operación que no sea normal bajo condiciones de operación. Para el análisis de gases disueltos se ha tomado también como referencia el estándar IEEE Std C57.104-2008.

#### **4.18 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR BAJO CONDICIONES DE CONCENTRACIONES INDIVIDUALES DE GASES TDGC.**

Puede resultar difícil determinar si un transformador se comporta de manera anormal, si no se cuenta con un historial de pruebas (TDGC). También, existen diferentes opiniones sobre lo que se considera un “transformador normal” con concentraciones aceptables de gases.

La norma IEEE C57.104-2008 propone cuatro niveles que han sido desarrollados para clasificar el riesgo de los transformadores, cuando no existe un historial previo de concentraciones de gases individuales. El criterio utiliza tanto las concentraciones de gases individuales como las concentraciones totales de gases combustibles.

**Condición 1:** TCG concentraciones inferiores a las de este nivel indican que el equipo funciona de manera satisfactoria. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometido a investigación adicional.

**Condición 2:** TDGC en este rango se indican concentraciones de gases superiores que aquellas consideradas normales. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometido a investigación adicional. Pueden existir fallas en el equipo.

**Condición 3:** TGC este rango de concentraciones indica un alto nivel de descomposición. Cualquier concentración individual que exceda los niveles de esta condición debe ser sometida a investigación adicional. Debe establecerse la tendencia (evolución) de las concentraciones. Probable presencia de fallas.

**Condición 4:** TGC se indica excesiva descomposición. Continuar operando puede resultar en la falla del transformador. Proceder inmediatamente y con precaución.

Se listan a condición las concentraciones individuales y totales que componen las distintas concentraciones, desde TGC 1 hasta TGC 4.

Esta tabla puede utilizarse para hacer evaluaciones de las condiciones de “gaseo” de transformadores nuevos o reparados o puede utilizarse si no existe historial de pruebas de gases disueltos en aceite. Los valores mostrados a continuación son un consenso basado en la experiencia de muchas compañías.

El operador del transformador puede decidir a hacer un uso diferente de las concentraciones de gases combustibles (en particular para el acetileno) basado en su juicio y experiencia con equipos en concentraciones similares. Siempre deben tomarse a consideración dos factores importantes, el tiempo de uso del transformador y su condición incipiente (condición de

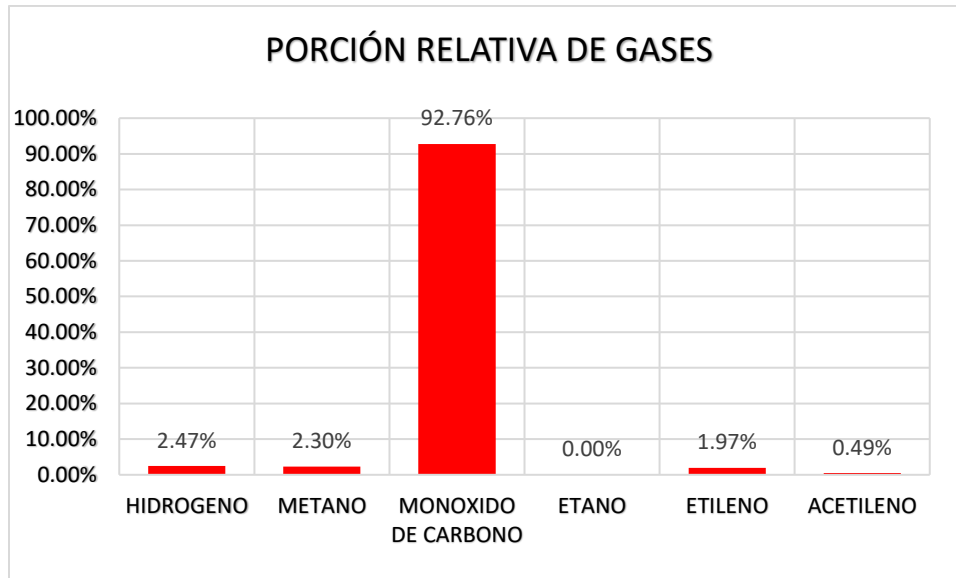
operación relacionada a carga y/o fallas en el equipo). Equipos nuevos (con un año de operación o menos) usualmente contienen concentraciones de gases que se ubican muy por debajo de la condición 1 de TGC y no contienen concentraciones detectables de acetileno. De donde, el grado de preocupación debe ser mayor para un equipo nuevo que para uno con 20 años de servicio (relacionado al TGC).

Otra consideración importante es que el acetileno puede ser generado por tres diferentes fallas incipientes (sobrecalentamiento, descargas parciales de baja intensidad o arco eléctrico). En el caso del sobre calentamiento, el acetileno representa una menor porción del total de los gases hidrocarburos.

ESTADO	LIMITES DE REFERENCIA DE CONCENTRACIÓN DE GASES DISUELTOS (PPM)							
	HIDROGENO	METANO	ACETILENO	ETILENO	ETANO	MONÓXIDO DE CARBONO	DIÓXIDO DE CARBONO	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	401-1000	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	> 150	>1400	>10000	>4630
RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE CONTENIDO DE GASES DISUELTOS EN ACEITE								
GASES	15	14	3	12	No disponible	564	7,210	608
								Total de Gases: 7,818

Tabla 4-26 Límites de referencia de concentración de gases en base a la norma IEEE C57.104-2008.





*Tabla 4-27 Porción relativa de gases.*

#### **4.19 EVALUACIÓN DE MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LOS GASES CRÍTICOS.**

De la discusión anterior se deriva la dependencia de las alteraciones de la celulosa con los cambios de temperatura, dato que ratifica por terminación cualitativa la identificación de fallas por gases típicos o predominantes a varios rangos de temperatura. Estos gases y concentraciones se determinan gases críticos. Se muestran a continuación una serie de gases que determinan los tipos de fallas comunes.

GAS CRITICO	ORIGEN DE LA FALLA PRESENTE
HIDROGENO ( $H_2$ )	Eléctrica Descargas parciales: Descargas de baja intensidad producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades (en ppm) de monóxido de carbono y dióxido de carbono pueden encontrarse si existen descargas en la celulosa
ACETILENO ( $C_2H_2$ )	Eléctrica Arco eléctrico: se producen grandes concentraciones de hidrógeno y acetileno junto con menores concentraciones de metano y etileno. Pueden existir formaciones de Monóxido de carbono y dióxido de carbono si la falla involucra la celulosa. Entonces puede que el aceite se encuentre carbonizado (con sedimentos).

ETILENO ( $C_2H_4$ )	Térmica sobrecalentamiento del aceite: Derivados de la descomposición del aceite incluyen, etileno, metano y en menores concentraciones, hidrógeno y etano. Rastros de acetileno pueden encontrarse si la falla es severa o involucra contactos eléctricos.
MONÓXIDO DE CARBONO (CO)	Térmica Sobrecalentamiento de la celulosa: Se detectan grandes cantidades de monóxido de carbono y dióxido de carbono. Gases hidrocarburos, tales como metano y etileno están presentes si la falla involucra estructuras impregnadas de aceite.

*Tabla 4-28 Evaluación y detección de fallas ante la presencia de tipos de gases críticos.*

#### **4.20 HUMEDAD – ASTM D-1533**

Siempre existen porciones de humedad presente en cualquier transformador práctico. Además, dado que el papel en el sistema de aislamiento tiene una gran afinidad por el agua, la mayor parte de la humedad presente estará en el papel.

La resistencia dieléctrica del papel es muy sensible a la presencia de humedad como lo es el aceite. Por lo tanto, es importante conocer el contenido de humedad y controlar su concentración. Se determina una estimación del contenido de humedad del papel midiendo el contenido de humedad del aceite.

El agua migra entre el aislamiento sólido y líquido en un transformador con cambios en la carga, así como también habiendo cambios en la temperatura. En consecuencia, la concentración de agua en aceite expresada en partes por millón (ppm) nos proporciona información suficiente para obtener una evaluación adecuada de la sequedad del sistema de aislamiento.

La saturación relativa proporciona una mejor evaluación en un amplio rango de condiciones de operación y de temperaturas. Incluso el uso del porcentaje de saturación para evaluar la sequedad del sistema de aislamiento tiene algunos sesgos inherentes debido al hecho de que el agua nunca alcanza el equilibrio en el aislamiento sólido y líquido. Cuanto más lejos del equilibrio está el sistema cuando se toma la muestra, mayor es la tendencia de presentar humedad. La tendencia a presentar humedad puede ser positivo o negativo y puede verse afectado por transitorios a corto plazo en superficies sólidas / líquidas o por transiciones a más largo plazo dentro del aislamiento más grueso.

La peor condición es la de arco eléctrico. Cuando arcos eléctricos de alta intensidad (energía) ocurren, las concentraciones de hidrogeno y acetileno son generalmente de la misma magnitud.

NIVEL DE TENSION	GRADO A	GRADO B	GRADO C	GRADO D	GRADO F
$\leq 69$ kV	0 – 1.25	1.26 – 2.00	2.01 - 2.50	2.51 – 4.00	$\geq 4.01$
$>69$ kV $> 230$ kV	0 – 0.85	0.86 – 1.35	1.36 – 1.70	1.71 – 2.65	$\geq 2.66$
$\geq 230$ kV	0 – 0.55	0.56 – 0.85	0.86 – 1.05	1.06 – 1.70	$\geq 1.71$

Tabla 4-29 Grados en humedad por peso seco.

Tabla	Nivel de Tensión	S.D. Myres Classifications			4-30
		ACEPTABLE	CUESTIONABLE	INACEPTABLE	
	$\leq 69$ kV	$< 15\%$	15%-20%	Inaceptable $>20\%$	
	$>69$ Kv - $<230$ kV	$< 8\%$	8%-212%	$>12\%$	
	$\geq 230$ kV	$< 5\%$	5%-7%	$>7\%$	

Cantidades de Saturación de agua porcentual.

#### 4.21 ANÁLISIS DE RESULTADOS MEDIDOS

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE HUMEDAD				
TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	VALOR MEDIDO (PPM)	PORCENTAJE DE SATURACIÓN	PORCENTAJE DE HUMEDAD POR PESO SECO	ESTADO
37	11	9.7	0.93	ACEPTABLE

Tabla 4-31 Resultados de los análisis de humedad en el transformador de la planta de producción.

PORCENTAJE DE SATURACIÓN MEDIDO	PORCENTAJE ACORDE A SD MYRES	PORCENTAJE DE HUMEDAD POR PESO SECO	PORCENTAJE ACORDE A NORMA
9.7	< 15%	0.93	0 – 1.25

*Tabla 4-32 Comparación de resultados medidos con valores acorde a normativas.*

#### **4.22 REPORTE DE PRUEBAS EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN PARA EL AÑO 2016 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

En el siguiente informe técnico se presentan los resultados, las normas y estándares que se aplican a las pruebas realizadas el día 21 de agosto de 2016 a la subestación. Como parte del procedimiento de mantenimiento se realizan mediciones de parámetros eléctricos del transformador que compone la subestación. A continuación, se presentan estos ensayos con propósito de determinar el estado interno del transformador:

Prueba de aislamiento eléctrico de los devanados	IEEE C57.12.90-1999
Prueba de relación de transformación	IEEE C57.12.00-1500
Medición de resistencia a tierra	IEEE 142-2007
Numero de Acidez	ASTM D-974
Tensión interfacial	ASTM D-971
Densidad Relativa	ASTM D-1298
Color	ASTM D-1500
Apariencia	ASTM D-1524
Tensión de Ruptura dieléctrica	ASTM D-877
Factor de potencia	ASTM D-924
Humedad	ASTM D-1533
Contenido de Inhibidor	ASTM D-2668
Gases Disueltos	ASTM D-3612
Contenido de furanos	ASTM D-5837
Metales disueltos	ASTM D-3635

*Tabla 4-33 Normativas acorde a las pruebas realizadas en el transformador.*

#### 4.22.1 AISLAMIENTO ELÉCTRICO INTER-DEVANADOS REALIZADO EN AGOSTO 2016

TIEMPO (MINUTOS)	PRIMARIO-SECUNDARIO (GΩ)	PRIMARIO-TIERRA (GΩ)	SECUNDARIO-TIERRA (GΩ)
1.0	6.22	8.45	2.19
2.0	7.12	9.66	2.23
3.0	8.53	10.34	2.28
4.0	9.21	10.80	2.31
5.0	10.00	11.00	2.34
6.0	10.12	11.30	2.37
7.0	11.35	11.50	2.39
8.0	12.45	11.70	2.42
9.0	12.65	11.90	2.45
10.0	13.33	12.00	2.48
PI	2.14	1.42	1.13

Tabla 4-34 Prueba de aislamiento en el transformador.

Acceptable	>500MΩ
Cuestionable	100MΩ - 500MΩ
inacceptable	<100MΩ

Tabla 4-35 Valores acordes a la norma IEEE C57.12.90 - 1990

Los aislamientos entre devanados y de estos con respecto a tierra tienen un valor aceptable. En las gráficas de aislamiento se denota una tendencia creciente en el tiempo lo que es signo de un aislamiento en buenas condiciones.

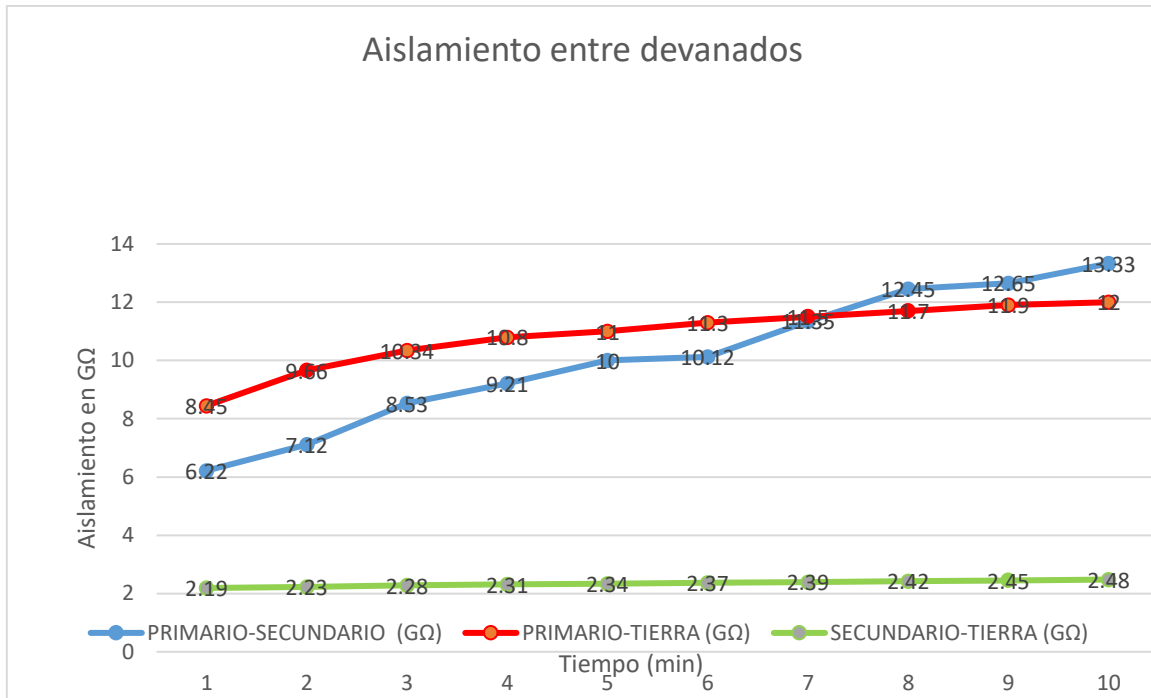


Figura 4-12 Aislamiento entre los devanados.

#### 4.22.2 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

TAP	CONEXIÓN	CORRIENTE DE EXCITACIÓN	RELACIÓN REQUERIDA	RELACIÓN OBTENIDA	ERROR MÁX %	ERROR %	CONDICIÓN
4	H1H3-X0X1	< 1mA	80.61	80.59	±0.5	0.02	Aceptable
	H1H2-X0X2	< 1mA	80.61	80.58	±0.5	0.03	Aceptable
	H2H3-X0X3	< 1mA	80.61	80.58	±0.5	0.04	Aceptable

Tabla 4-36 Prueba de relación de transformación.

#### 4.22.3 RED DE TIERRA

Valor máximo permitido [Ω]	Valor Obtenido [Ω]	Condición
1.0	0.048	Aceptable

Tabla 4-37 Prueba de red de tierra.

#### 4.22.4 PRUEBAS FÍSICO - QUÍMICAS 21 DE AGOSTO 2016

Norma	Límite establecido	Valor obtenido	Condición
Número de acidez, ASTM D-974 $\left[\frac{mg\ KOH}{g}\right]$	$\leq 0.05$	0.02	Aceptable
Tensión interfacial, ASTM D-971 $\left[\frac{mN}{m}\right]$	$\geq 32$	44.0	Aceptable
Densidad relativa ASTM D-1298	0.84-0.91 (15°C máximo)	0.87	Aceptable
Color, ASTM D-1500	$\leq 3.5$	0.50	Aceptable
Apariencia, ASTM D-1524	CLARO	CLARO	Aceptable
Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D-877 [kV]	$\geq 30$	39	Aceptable
Metales disueltos D-3635			
Aluminio (PPM)	No detectado		
Hierro (PPM)	No detectado		
Cobre (PPM)	No detectado		
Factor de potencia, ASTM D-924@25°C	$< 0.1 @ 25^{\circ}C$	0.018	Aceptable
Factor de Potencia, ASTM D-924@100°C	$< 2.99 @ 100^{\circ}C$	0.416	Aceptable
Contenido Inhibidor, ASTM D-2668/D-4768	$\geq 0.2$	0.202%	Aceptable

Tabla 4-38 Resultados de las pruebas físico – químicas para el año 2016.

#### 4.22.5 CONTENIDO DE FURANOS, NORMA ASTM D-5837

RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CONTENIDO DE FURANOS							
5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL	Grado de polimerización	Vida restante estimada
No detectado	No detectado	1 PPB	No detectado	No detectado	1PPB	800	100%

Tabla 4-39 Análisis del contenido de furanos.

#### 4.22.6 GASES DISUELTOS NORMA, ASTM D-3612

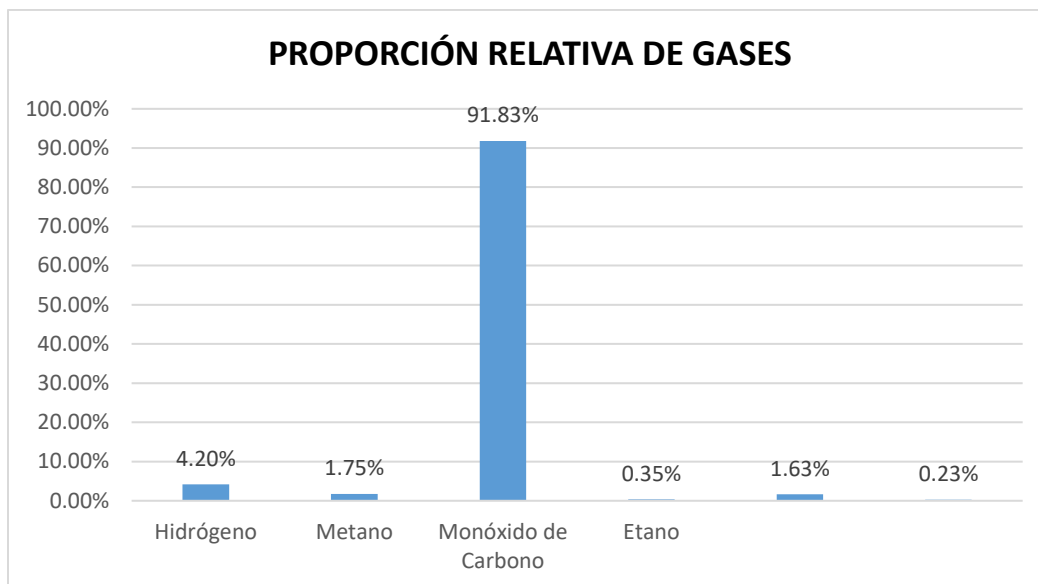
Gases	Resultado (PPM)	Condición 1 IEEE (PPM)	Condición 2 IEEE (PPM)	Condición 3	Condición 4
Hidrogeno	36	100	101 - 700	701 - 1800	> 1800
Oxigeno	2,800	-	-	-	-
Nitrógeno	78,000	-	-	-	-
Metano	15	120	121 - 400	401 - 1,000	> 1000
Monóxido de Carbono	787	350	351 - 570	571 - 1,400	> 1400
Dióxido de carbono	7,610	2,500	2,500 - 4,000	4,001 - 10,000	> 10,000
Etano	3	65	66 - 100	101 - 150	> 150
Etileno	14	50	51 - 100	101 - 200	> 200
Acetileno	2	35	36-50	51-80	> 80
Total Combustibles	857	720	- 1920	1,921 - 4,630	> 4630
Total de Gases	89,267				

Tabla 4-40 Análisis de gases disueltos.

GASES	PROPORCIÓN RELATIVA DE LA PRUEBA
Hidrógeno	4.20%
Metano	1.75%
Monóxido de Carbono	91.83%
Etano	0.35%
Etileno	1.63%
Acetileno	0.23%
Total	100%

Tabla 4-41 Porción relativa de gases.





*Figura 4-13 Porción relativa de gases para el año 2016.*

#### 4.22.7 HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE HUMEDAD				
TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	VALOR MEDIDO (PPM)	PORCENTAJE DE SATURACIÓN	PORCENTAJE DE HUMEDAD	ESTADO
58	10	7	0.57	ACEPTABLE

*Tabla 4-42 Análisis de Humedad.*

**4.22.8 PRUEBAS FÍSICO QUÍMICAS COMPARATIVAS FEBRERO 2016- AGOSTO 2017**

Norma	Límite establecido	Valor obtenido 2016	Valor obtenido 2017
Número de acidez, ASTM D-974 $\left[ \frac{mg\ KOH}{g} \right]$	$\leq 0.05$	0.02	0.02
Tensión interfacial, ASTM D-971 $\left[ \frac{mN}{m} \right]$	$\geq 32$	44.0	46.0
Densidad relativa ASTM D-1298	0.84-0.91 (15°C máximo)	0.87	0.88
Color, ASTM D-1500	$\leq 3.5$	0.50	0.50
Apariencia, ASTM D-1524	CLARO	CLARO	CLARO
Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D-877 [kV]	$\geq 30$	39	53
Metales disueltos D-3635			
Aluminio (PPM)	No detectado		
Hierro (PPM)	No detectado		
Cobre (PPM)	No detectado		
Factor de potencia, ASTM D-924@25°C	< 0.1 @ 25°C	0.018	0.015
Factor de Potencia, ASTM D-924@100°C	< 2.99 @ 100°C	0.416	0.564
Contenido Inhibidor, ASTM D-2668/D-4768	$\geq 0.2$	0.202%	0.205%

Tabla 4-43 Comparación de pruebas físico – químicas de los años 2016 y 2017.

Humedad, Norma ASTM D-1533 Valor medido 2016				
Temperatura promedio [°C]	Valor obtenido (ppm)	Porcentaje de saturación	Porcentaje de humedad por peso seco	ESTADO
58	10	7	0.57	ACEPTABLE
Humedad, Norma ASTM D-1533 Valor medido 2017				
37	11	9.7	0.93	ACEPTABLE

Tabla 4-44 Comparación de pruebas en la Humedad y porcentajes de saturación en el aceite en los años 2016 y 2017.

RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CONTENIDO DE FURANOS							
5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL	Grado de polimerización	Vida restante estimada
2016							
No detectado	No detectado	1 PPB	No detectado	No detectado	1PPB	800	100%
2017							
1 PPB	No detectado	No detectado	No detectado	No detectado	1 PPB	800	100%

Tabla 4-45 Comparación de resultados entre el año 2016 y 2017 de análisis de contenido de furanos.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS						
Gases	Resultado (PPM) 2016	Resultado (PPM) 2017	Condición 1 IEEE (PPM)	Condición 2 IEEE (PPM)	Condición 3	Condición 4
Hidrógeno	36	15	100	101 - 700	701 - 1800	> 1800
Oxígeno	2,800	-	-	-	-	-
Nitrógeno	78,000	-	-	-	-	-
Metano	15	14	120	121 - 400	401 - 1,000	> 1000
Monóxido de Carbono	787	564	350	351 - 570	571 - 1,400	> 1400
Dióxido de carbono	7,610	7210	2,500	2,500 - 4,000	4,001 - 10,000	> 10,000
Etano	3	0	65	66 - 100	101 - 150	> 150
Etileno	14	12	50	51 - 100	101 - 200	> 200
Acetileno	2	3	35	36-50	51-80	> 80
Total Combustibles	857	608	720	- 1920	1,921 - 4,630	> 4630

Tabla 4-46 Resultado de gases disueltos para el año 2016.

#### 4.22.9 GRAFICAS COMPARATIVAS EN GASES DISUELTOS 2016 – 2017

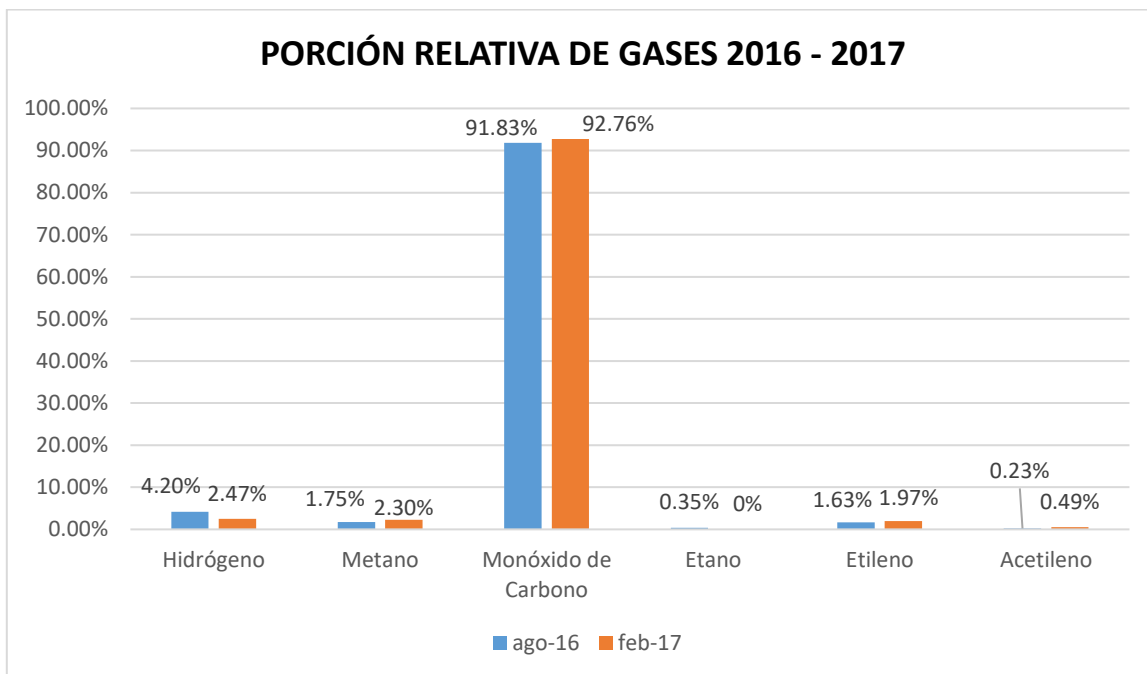


Figura 4-14 Comparación entre el año 2016 y 2017 de la porción relativa de gases.

## 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE MEDICIONES EN PLANTA DE PRODUCCIÓN BAJO NORMATIVA

### 5.1 TRANSFORMADORES CON CLASIFICACIÓN K-FACTOR

Los transformadores que funcionan con cargas no lineales presentan mayores pérdidas de devanado (corriente de Foucault) que pueden causar sobrecalentamiento debido a las corrientes armónicas generadas por estas cargas. Los armónicos de tensión también pueden causar pérdidas adicionales en el núcleo, pero en la mayoría de los casos prácticos, las pérdidas de devanado relacionadas con la corriente de armónicos son el factor limitante que afecta la capacidad de un transformador.

El efecto piel también puede jugar un papel a altas frecuencias y conductores de mayor diámetro, pero no se considera práctico en la mayoría de las aplicaciones del sistema de potencia de 60 Hz. Esas corrientes armónicas que son múltiplos de tres, como el tercero, el sexto, el noveno, etc., se llaman armónicos triples. Cuando los armónicos triples están presentes en los conductores de fase de un sistema trifásico, se suman en el conductor neutro. En el caso de los armónicos terceros, el resultado es una alta corriente de 180 Hz a través de cables neutros, paneles neutrales y terminales neutros de transformadores. Por lo tanto, los transformadores que se espera que suministren cargas no lineales se deben sobredimensionar por un factor que depende de la severidad de los armónicos.

Debido a que muchas cargas hoy exceden el límite de corriente armónica de 0.05 por unidad especificada para "condiciones de servicio inusuales" de transformadores líquidos y secos como se especifica en IEEE Std C57.12.00 e IEEE Std C57.12.01, se desarrolló IEEE Std C57.110. Esta guía establece un método para evaluar los efectos de una mayor pérdida por corriente parásita en el calentamiento de los devanados del transformador. Una ecuación presentada en IEEE Std C57.110 incluye una tabulación de la cuadratura actual por unidad de la frecuencia al cuadrado que, cuando se resume para cada armónico, produce un valor denominado K. factor

El K factor está relacionado con la pérdida de corriente parásita en los conductores de bobinado.

	Máximo	Mínimo	Promedio
KF sys Max	32.08	1.447	3.476

*Tabla 5-1unidad de la frecuencia al cuadrado que, cuando se resume para cada armónico, produce un valor denominado K. factor*

## 5.2 REAJUSTE EN LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

La capacidad nominal del transformador es de 1500 kVA, los datos de K factor utilizados se calcularon a partir de los K factor máximos de cada fase para determinar el reajuste en la capacidad del transformador, utilizando para ello la curva especificada por la norma NEMA MG1. Como resultado de la aplicación de la curva contra el K factor de sistema se obtuvo una curva de reajuste del transformador, obteniendo los siguientes datos representativos:

	Máximo	Mínimo	Promedio
kVA Derated	1461	842	1410

Tabla 5-2 K factor de sistema se obtuvo una curva de reajuste del transformador

## 5.3 VOLTAJES

La selección de voltaje primario y secundario es importante debido a la reducción en las pérdidas de potencia disponibles mediante el uso de un voltaje de sistema más alto, esto es así porque las pérdidas de potencia y el calentamiento asociado disminuyen con el cuadrado de la tensión nominal del sistema.

### 5.3.1 RANGOS DE VOLTAJE

Para cualquier voltaje nominal específico del sistema, los voltajes que realmente existen en varios puntos y en diferentes momentos en cualquier sistema de potencia, o en cualquier grupo de sistemas, o en la industria en general, por lo general se distribuirán dentro de los voltajes máximo y mínimo que se muestran en la Tabla siguiente:

Voltaje nominal del sistema	Voltaje nominal de utilización	Rango de voltaje A			Rango de voltaje B		
		Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
4 hilos	2,3 y 4 hilos	Voltaje de servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
		<b>504Y/291</b>	<b>456Y/263</b>	<b>432Y/249</b>	<b>508Y/293</b>	<b>440Y/254</b>	<b>416Y/240</b>

Tabla 5-3 ANSI C84.1-2011 American National Standard for Electric Power Systems and Equipment—  
Voltage Ratings (60 Hertz)

Se debe tener en claro que estos límites se aplicarán al voltaje sostenido de los niveles y no a las variaciones momentáneas de voltaje que pueden resultar de causas tales como operaciones de conmutación, corrientes de arranque del motor y similares.

- **Voltaje de servicio A de rango**

Los sistemas de suministro eléctrico estarán diseñados y operados de tal manera que la mayoría de los voltajes de servicio estarán dentro del límites especificados para el rango A. La ocurrencia de voltajes de servicio fuera de estos límites debe ser infrecuente.

- **Voltaje de servicio rango B**

El rango B incluye voltajes por encima y por debajo de los límites del rango A que necesariamente resultan del diseño práctico y condiciones de operación en sistemas de suministro o de usuario, o ambos. Aunque tales condiciones son parte de operaciones prácticas, estarán limitadas en extensión, frecuencia y duración.

El equipo de medición divide los datos obtenidos para cada voltaje entre fases en máximos, mínimos y promedio, para el análisis se retomaron los datos de voltaje promedio de los cuales se obtuvieron los siguientes valores:

	máximo	mínimo	promedio
Vav	494.7 V	110.8V	486.2V
Vbc	493.7V	108.4V	484.9V
Vca	493.9V	106.5V	484.6V

*Tabla 5-4 Voltajes tomados por el equipo de medición.*

### 5.3.2 DESBALANCE DE VOLTAJE

El desequilibrio de tensión surge más comúnmente en las cargas individuales de los clientes debido a los desequilibrios de carga de fase, especialmente cuando se utilizan cargas de potencia grande, monofásica, como hornos de arco monofásico.

El desequilibrio de corriente de fase a los motores de inducción trifásicos varía casi con el cubo del desequilibrio de tensión aplicado a los terminales del motor. Un desequilibrio de voltaje de 3.5%, por lo tanto, resulta en un 25% de calentamiento adicional

Los voltajes de suministro de servicios generalmente se mantienen a menos del 1%. El desequilibrio de voltaje superior al 2% se debe reducir, cuando sea posible, equilibrando las cargas monofásicas, ya que el desequilibrio de corriente de fase suele ser la causa.

El desequilibrio de tensión superior al 2% puede indicar un fusible fundido en una fase de un banco de condensadores trifásicos. El desequilibrio de tensión superior al 5% puede deberse a condiciones de fase única, durante las cuales falta o se desactiva una fase de un circuito trifásico. A menudo se requieren monitores de fase para proteger a los motores trifásicos de los efectos adversos de la fase única.

- debido a una distribución no homogénea.
- Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desbalance. La configuración de red radial mostrará niveles mayores que una red mallada.

El efecto de un banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio presentará un desbalance de compensación de corriente reactiva capacitiva.

### 5.1.2. EFECTOS DEL DESBALANCE DE VOLTAJE EN MOTORES DE INDUCCIÓN

- Desbalance de corriente.
- Temperatura adicional en el motor
- Pérdida de potencia. En estos casos se debe modificar la potencia con el Factor de corrección según el nivel de desbalance
- Vibraciones mecánicas

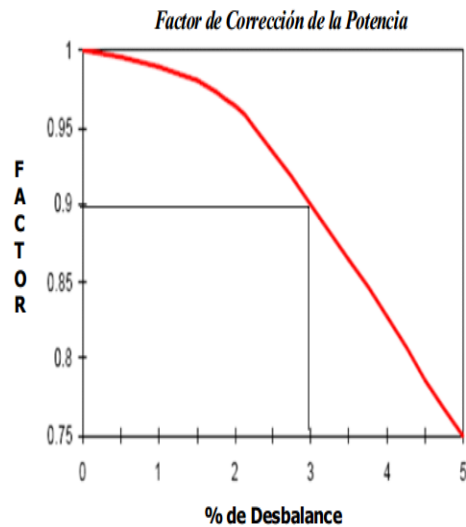


Figura 5-1 Factor de Corrección de Potencia

La siguiente tabla muestra los valores más representativos obtenidos para el desbalance

	máximo	mínimo	promedio
Vab	9.249%	-4.667%	0.196%
Vbc	7.836%	-6.58%	-0.068%
Vca	-17.08%	4.204%	0.128%

Tabla 5-5 Valores por desbalance de tensión.

Recomendación NEMA:

Los sistemas de suministro eléctrico deben diseñarse y operarse para limitar el desequilibrio máximo de voltaje al **3%**



### 5.3.3 DISTORSIÓN DE VOLTAJE

La tendencia creciente de altos niveles de distorsión armónica de voltaje en los alimentadores de instalaciones continuará como resultado del incremento anticipado en la penetración de cargas con un alto contenido de armónicos. Curiosamente, un gran porcentaje de las nuevas cargas son tecnologías energéticamente eficientes, como la iluminación electrónica emergente y las tecnologías de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC). Muchas de las tecnologías de HVAC de eficiencia energética incluyen sistemas diseñados para instalaciones residenciales, comerciales e industriales que usan unidades de velocidad ajustable y tienen poca o ninguna carga resistiva que generalmente es útil para proporcionar la cancelación de las corrientes armónicas generadas por sus características de carga no lineal.

Voltaje de barra en PCC *	Harmonica individual (%)	Distorsion total harmonica THD (%)
V<= 1kV	5.0	8.0

Tabla 5-6 Fuente IEEE 519-2014 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

Los valores porcentuales de distorsión promedio de los voltajes se representan en la siguiente tabla:

	máximo	mínimo	promedio
<b>THD Vab</b>	4.233%	1.289%	1.904%
<b>THD Vbc</b>	3.795%	1.229%	1.871%
<b>THD Vca</b>	4.048%	1.087%	1.827%

Tabla 5-7 Valores porcentuales de distorsión promedio.

## 5.4 DISTORSIÓN DE CORRIENTE

“Un armónico se define como un componente sinusoidal de una onda periódica o cantidad que tiene una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.” IEEE Std 100

### 5.4.1 FUENTES DE CORRIENTE ARMÓNICAS

Las corrientes armónicas son el resultado de cargas que requieren corrientes distintas de una senoide.

Los más comunes son los convertidores de potencia estáticos, aunque varias otras cargas son no sinusoidales, como las siguientes:

- Hornos de arco y otros dispositivos de descarga de arco como lámparas fluorescentes

- Soldadores de resistencia (la impedancia de la unión entre metales diferentes es diferente para el flujo de la corriente positiva frente a la negativa)
- Núcleos magnéticos, como transformadores y máquinas rotativas que requieren una corriente de tercer armónico para excitar el hierro
- Máquinas sincrónicas (el paso de bobinado produce el quinto y séptimo armónico)
- Los variadores de velocidad ajustables utilizados en ventiladores, sopladores, bombas y unidades de proceso
- Interruptores de estado sólido que modulan la calefacción de corriente a control, la intensidad de la luz, etc.
- Fuentes de alimentación conmutadas, utilizadas en instrumentación, PC, televisores, etc.
- Estaciones de transmisión de CC de alta tensión (rectificación de ac a dc, e inversores de CC a CA)
- Inversores fotovoltaicos convirtiendo CC a CA

<b>Distorsión armónica de corriente máxima en porcentaje de corriente de carga</b>				
Orden de harmonica individual				
<b>Isc/IL</b>	<b>3&lt;=h&lt;11</b>	<b>11&lt;=h&lt;=17</b>	<b>17&lt;=h&lt;23</b>	<b>TDD</b>
<20*	4.0	2.0	1.5	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	8.0

Tabla 5-8 IEEE 519-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de distorsión actual, independientemente del valor real de ISC / IL

Respecto al nivel de contenido armónico en la red, se retomaron del equipo de medición los valores máximos y promedios para cada fase, en el análisis para el redimensionamiento de la capacidad del transformador se consideraron las condiciones más críticas en distorsión de corriente.

Los datos se representan en la siguiente tabla:

	máximo	mínimo	promedio
THD Ia	7.878%	1.045%	3.236%
THD Ib	7.874%	1.000%	3.033%
THD Ic	7.380%	1.038%	3.004%

Tabla 5-9 Distorsión promedio

	máximo	mínimo	promedio
THD Ia	32.43%	2.129%	7.054%
THD Ib	29.84%	1.887%	6.99%
THD Ic	25.89%	1.916%	6.622%

*Tabla 5-10 Distorsión máxima*

#### **5.4.2 EFECTO DE LOS ARMÓNICOS SOBRE EL TRANSFORMADOR**

Con la excepción de que los armónicos aplicados a los transformadores pueden dar como resultado niveles aumentados de ruido audible, el efecto principal de los armónicos en los transformadores surge del calentamiento por corrientes parasitas. La corriente armónica causa pérdidas adicionales en los devanados y pérdidas de flujo disperso.

#### **5.4.3 EFECTO DE LOS ARMÓNICOS SOBRE CAPACITORES**

La reactancia de un banco de condensadores disminuye con la frecuencia, por lo que el banco actúa como sumidero para corrientes armónicas más altas. Este efecto aumenta las tensiones dieléctricas y el calentamiento dentro del condensador.

#### **5.4.4 EFECTO EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA**

El impacto más significativo que tienen los armónicos en los sistemas de energía es que pueden causar pérdidas adicionales debido al calentamiento y pueden ocasionar que el equipo de control y monitoreo funcionen incorrectamente. Además, pueden causar distorsiones de voltaje. Estos efectos ocurren principalmente como resultado de situaciones de resonancia paralela y/o en serie.

Cuando no hay una condición de resonancia presente, las corrientes armónicas que puedan existir pasarán a la fuente del sistema de potencia que, en la mayoría de los casos, es una máquina rotativa (el generador de utilidad). Si la fuente de alimentación es un dispositivo estático aislado, como una matriz fotovoltaica con un inversor o alguna otra fuente que utilice un inversor estático, la propia fuente contribuirá al contenido armónico

## CONCLUSIONES

- Con respecto a las pruebas de gases disueltos, se pudo analizar al realizar las comparaciones entre ambos ensayos que presentan niveles elevados de monóxido y dióxido de carbono, denotan que el aislamiento sólido puede seguir sobrecalentando o deteriorándose, El problema de la sobre temperatura que está desarrollando el transformador es la descomposición en los enlaces químicos del aislamiento sólido en el aceite, la característica de esta reacción la manifiesta la presencia de las gases, y prueba de furanos ya que denota que se ha producido 1PPB de 2-FAL que se puede presentar por sobrecalentamiento general de la celulosa. Una de las posibles causas en la falla incluye sobrecargas de la unidad durante periodos prolongados de tiempo, problemas de enfriamiento desarrollado por corrientes armónicas en el embobinado por la circulación de corrientes no lineales.
- El nivel de distorsión armónica de voltaje (THD voltaje) no está presente en niveles significativos (alrededor del 2% como valor promedio entre fases ) teniendo en cuenta que los valores máximos y mínimos no son realmente representativos pues no son representaciones sostenidas a lo largo del periodo evaluado, respecto a la norma IEEE 519 que establece en un 8% el máximo nivel admisible de armónicos de voltaje, por tanto se concluye que la planta industrial no presenta problemas de armónicos de voltaje
- Respecto al nivel de voltaje se concluye que está dentro del rango A de la normativa ANSI C84.1, que es el mejor rango admisible bajo esta normativa y el desbalance de voltaje entre fases no supera el 0.2% en promedio lo cual está en los niveles más deseables puesto que el nivel de desbalance de voltaje representa problema para los motores de inducción a partir de un 2.5 a 3%.
- Por otra parte, el nivel de contenido en armónicos de corriente representa valores que demandan medidas correctivas en la planta industrial, tomando como referencia la norma IEEE 519 en la cual se establecen los límites máximos admisibles en contenido armónico de corriente. Al desconocer el nivel de cortocircuito en la red de servicio se establece el nivel máximo admisible en 5% de THD total, valores claramente superados para la evaluación de las distorsiones máximas recogidas por el analizador de redes con valores alrededor de 6.5% y 7%, resultando en calentamiento de los devanados de los motores y principalmente del transformador, siendo esto respaldado por los problemas de calentamiento presentados en pruebas de diagnóstico realizadas al transformador anteriormente.

- Una vez determinado que existe un alto nivel de armónicos de corriente en la red se llega a la conclusión que la capacidad disponible del transformador se verá afectada, esto se confirma al aplicar los métodos presentados por IEEE C57.110 y UL, estimando la capacidad disponible del transformador alrededor de 1400 kVA. Además, tomando las debidas consideraciones comparativas para un punto crítico de K – Factor tomado desde el analizador, se considera que la menor capacidad del transformador tendrá un valor de 842 kVA
- Los efectos de las cargas no lineales sobre las pérdidas del transformador basado en los métodos convencionales (IEEE Std. C57 – 110) tienen como estudio el propósito del redimensionamiento del transformador bajo condiciones por efectos de las componentes armónicas. Donde los factores de pérdidas por corrientes parásitas en los devanados y por otras perdidas adicionales han sido calculados en el orden correspondiente acorde al estándar para poder evaluar el equivalente *kVA* del transformador para suplir cargas no lineales. Por el método analítico muestra que las pérdidas incrementan por el contenido de cargas armónicas y, por lo tanto, se tiene un decremento de la capacidad nominal que el transformador puede suplir.
- El K – Factor por UL depende de la distribución de la corriente por contenido armónico. Este valor depende de la corriente nominal en el lado secundario del transformador. En caso de que los valores calculados, ambos el K – Factor definido por UL y el factor de pérdida armónica por corriente de Eddy en los devanados tendrán el mismo valor numérico.

## RECOMENDACIONES

- Al analizar la prueba de inter devanados se observa que aunque los aislamientos entre primario-secundario y primario tierra denotan una creciente tendencia en el tiempo y se encuentra dentro de los estándares de la norma, se debe considerar que hay presencia de humedad, se observa mejor en la gráfica de esta prueba en la prueba del secundario a tierra, una de las causas se debe a los micro poros que presenta el transformador en su radiador en el lado de baja tensión lo cual podría ser causa de un daño mayor si no toman las medidas adecuadas para corregirlo. Se recomienda hacer una soldadura en el radiador para corregir la fuga.
- Se recomienda realizar una inspección mediante termografía de las conexiones, esto para verificar que en la subestación no existan puntos calientes en los terminales de baja y de alta tensión.
- Como una medida preventiva, para lograr evitar que la humedad existente en el aceite (11PPM) siga deteriorando el aislamiento celulósico es recomendable realizar un procedimiento de termo vacío y disminuir así la humedad a niveles seguros, así como también los gases combustibles que se encuentran disueltos en el aceite dieléctrico debido a fallas eléctricas que haya sufrido la unidad.
- Los sistemas de suministro eléctrico deben diseñarse y operarse para limitar el desequilibrio máximo de voltaje al 3 % cuando se mide en el medidor de ingresos de servicios eléctricos en condiciones sin carga.
- Desarrollar un estudio de calidad de energía en el secundario del transformador con analizador de redes que permita establecer lecturas que la norma SIGET exige para un periodo determinado mínimo de 10 minutos durante 7 días consecutivos sin interrupción para tener una caracterización del perfil de comportamiento de carga del transformador e identificar en los periodos de operación el ciclo de trabajo diario del transformador, para poder identificar bien la falla.
- Desarrollar soluciones para el manejo de las corrientes armónicas en aquellos equipos que se consideren generadores de esas corrientes como filtros para el manejo de componentes armónicas.
- Mejorar el enfriamiento del transformador con aplicación de ventilación forzada.
- Hacer una evaluación una vez al año para ver la evolución del contenido de gases y la degradación del aislamiento sólido del transformador.

## **BIBLIOGRAFÍA**

EHV-Weidmann Industries.Inc. (1982). Advanced concepts for transformers. Pressboard dielectric constant and mechanical Strength. St. Johnsbury, Vermont.

IEEE Std 62-1995. Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors. New York.

IEEE Std C57.110-1998. Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents. New York.

IEEE Std C57.104-2008. Guide for the interpretation of Gases Generated in Oil immersed Transformers. New York.

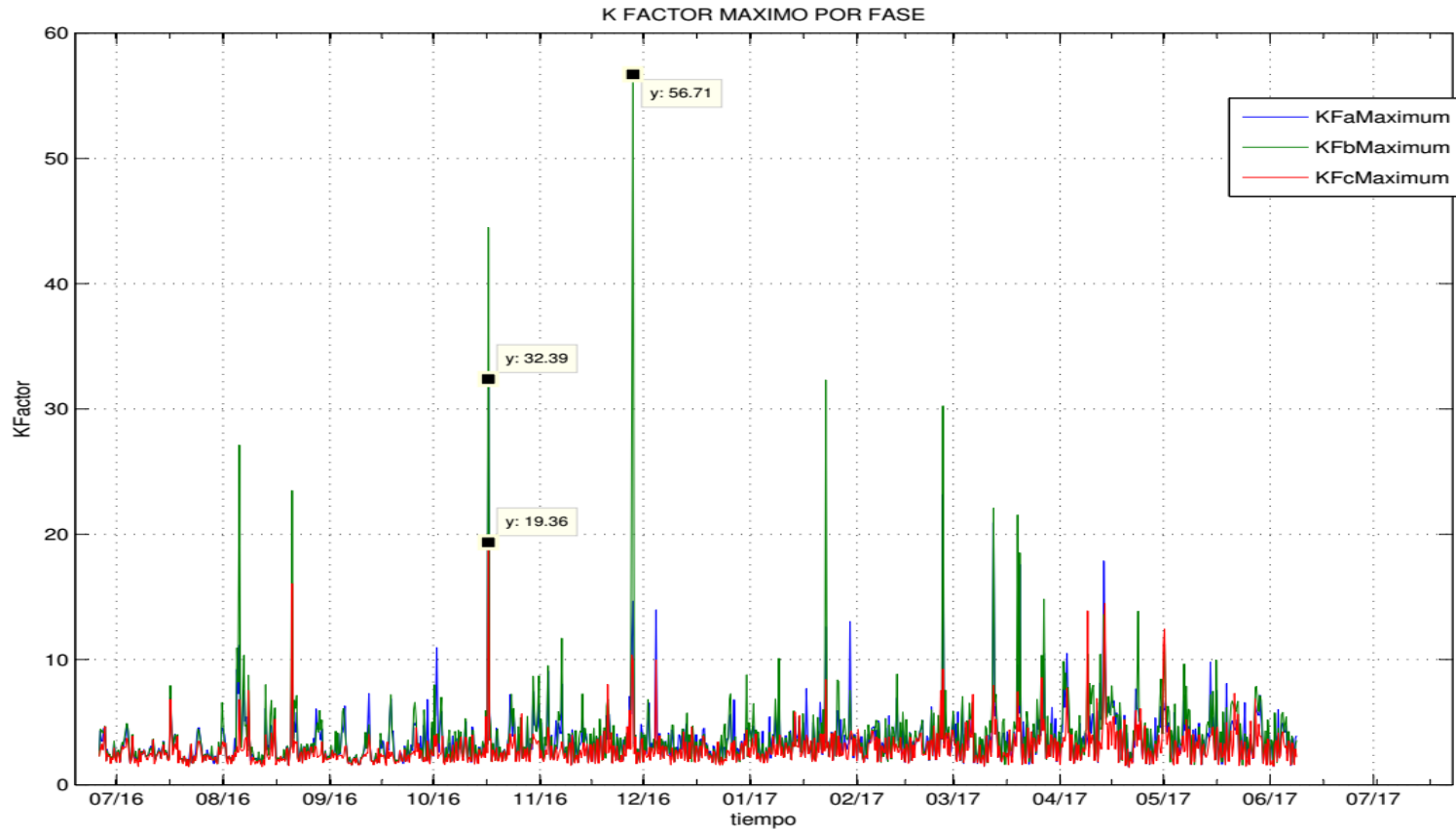
IEEE Std 100-1996. IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms, Six Edition.

Company, G. E. (1989). Short Circuit Current Calculations For Industrial and Commercial Power Systems.

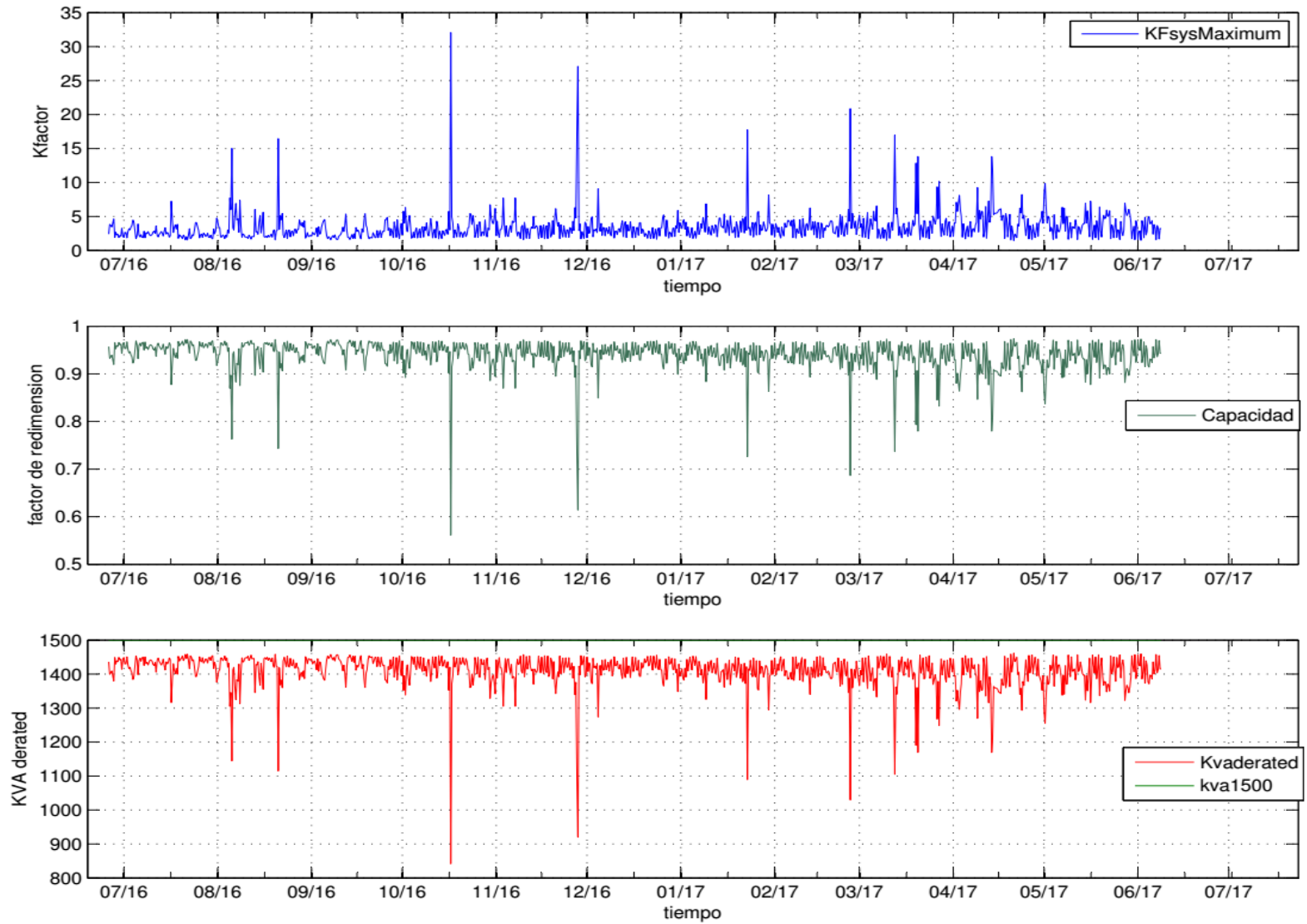
ASTM STANDARDS (2003). SECTION 10 - Electrical Insulation and Electronics

UL 1561-1994. Dry Type General Purpose and Power Transformers.

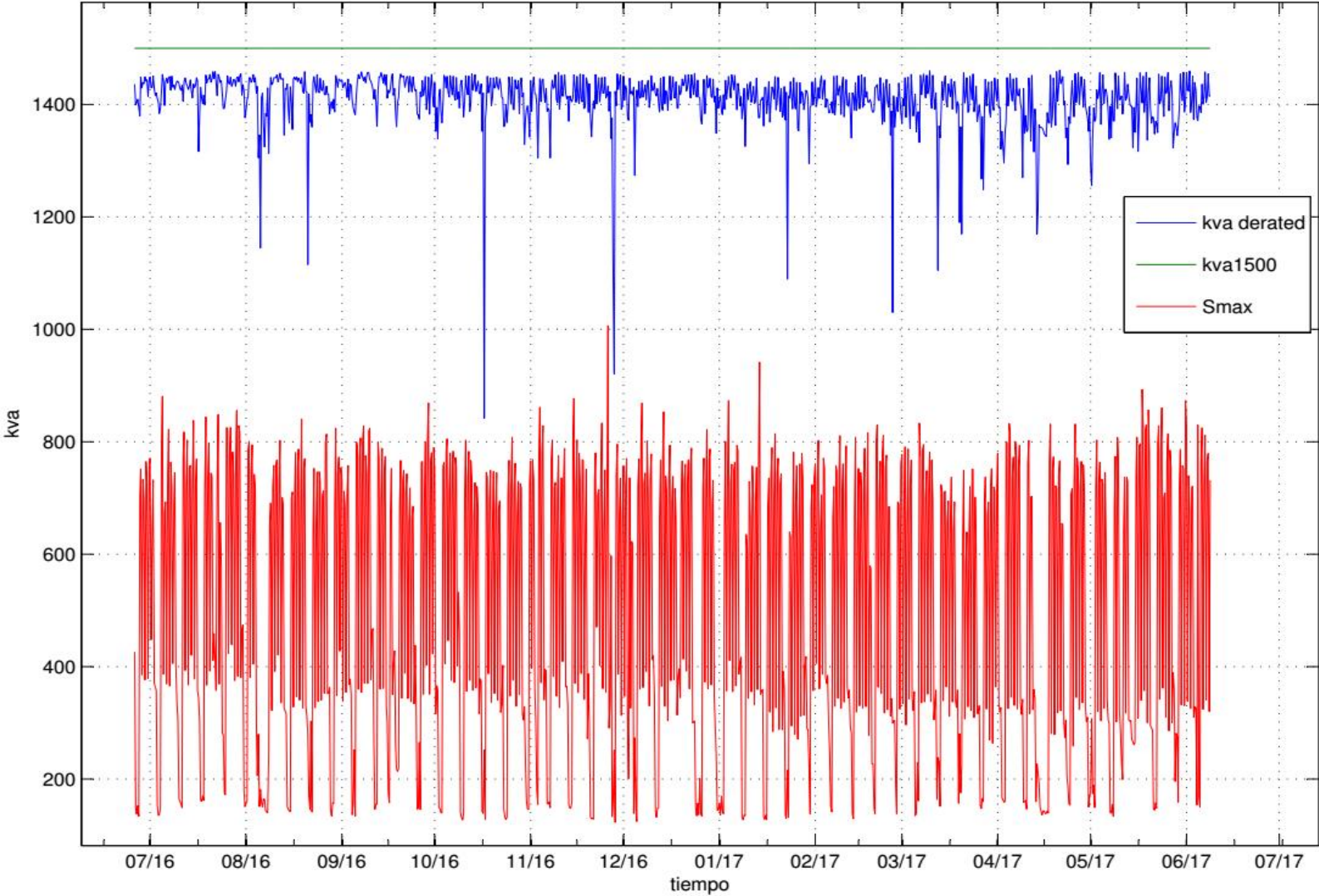
# ANEXOS

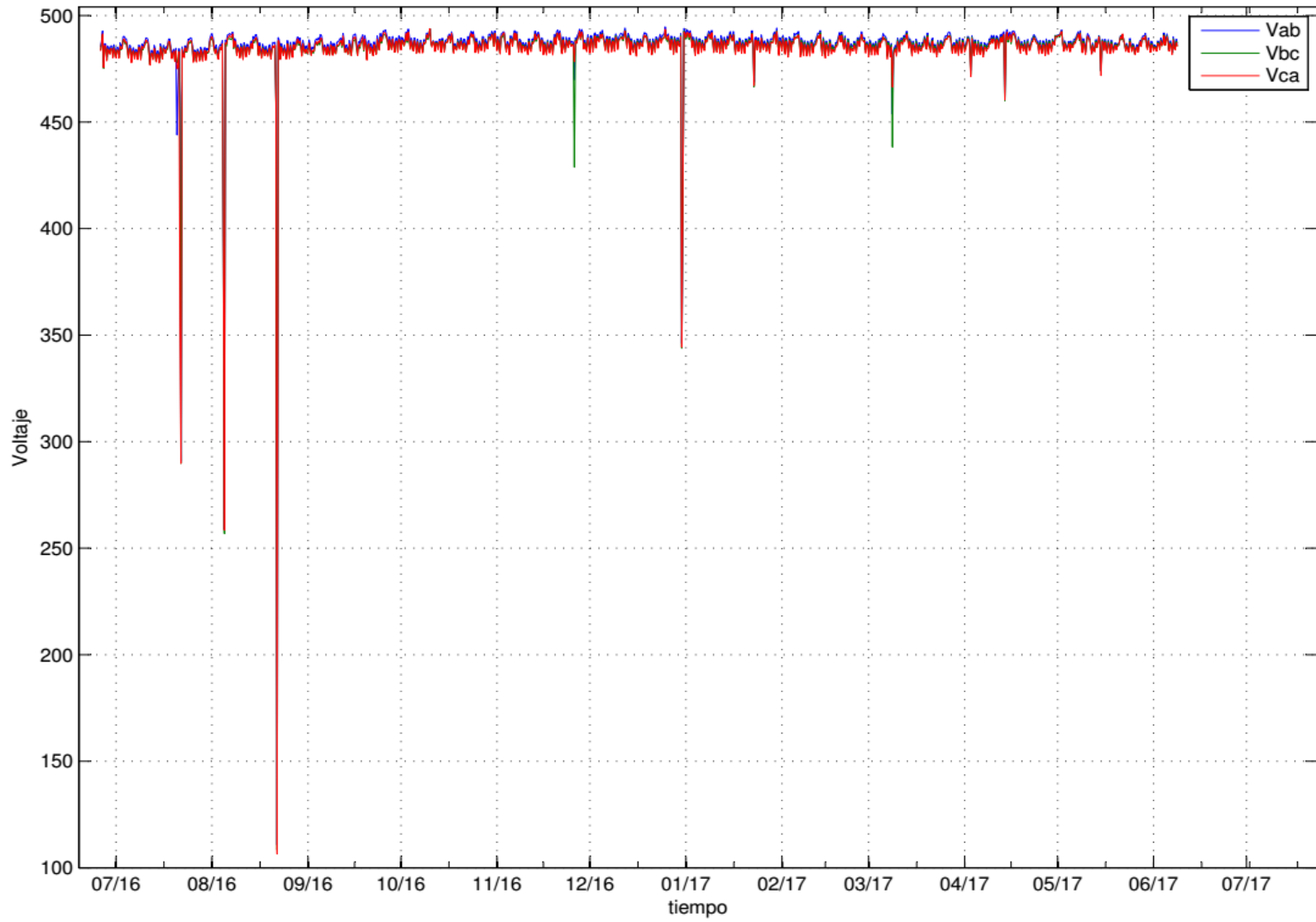


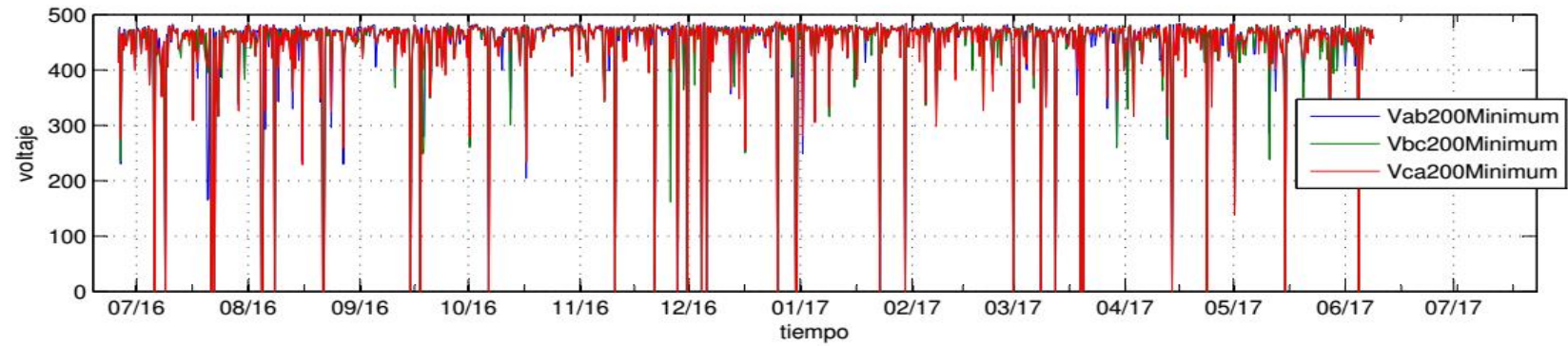
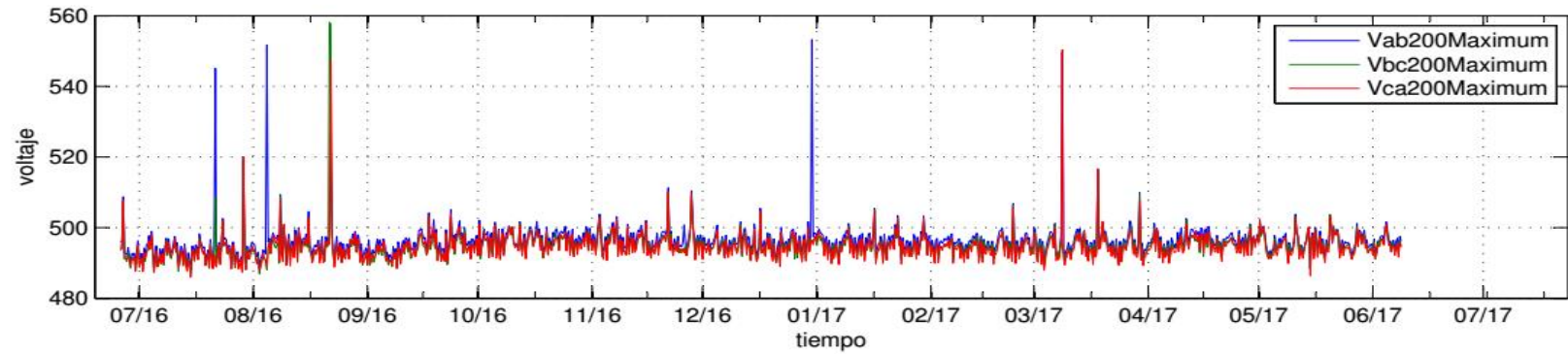
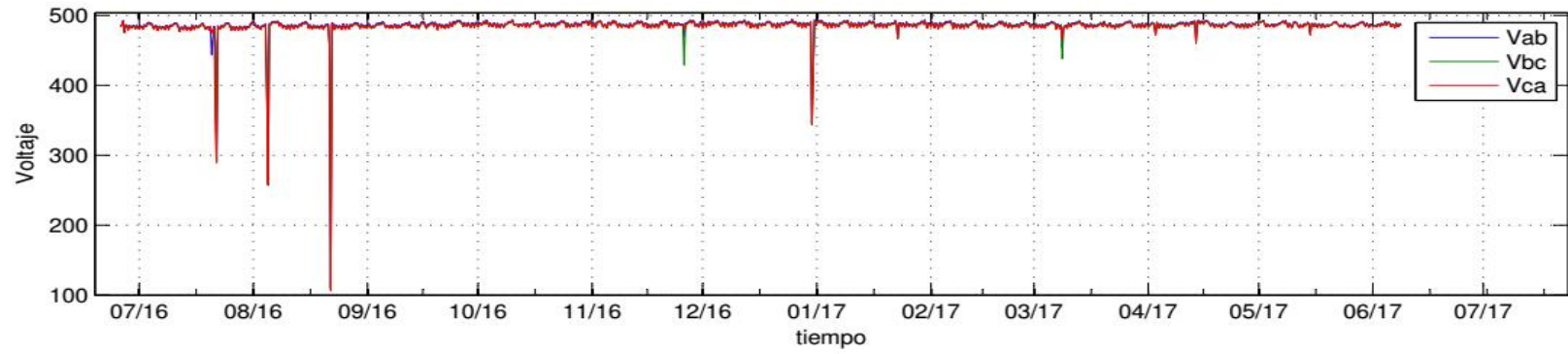


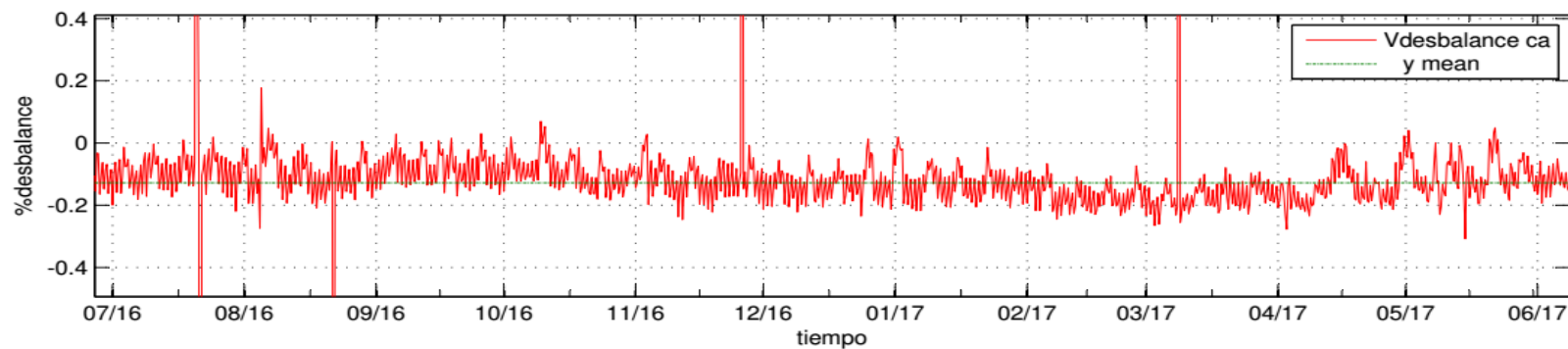
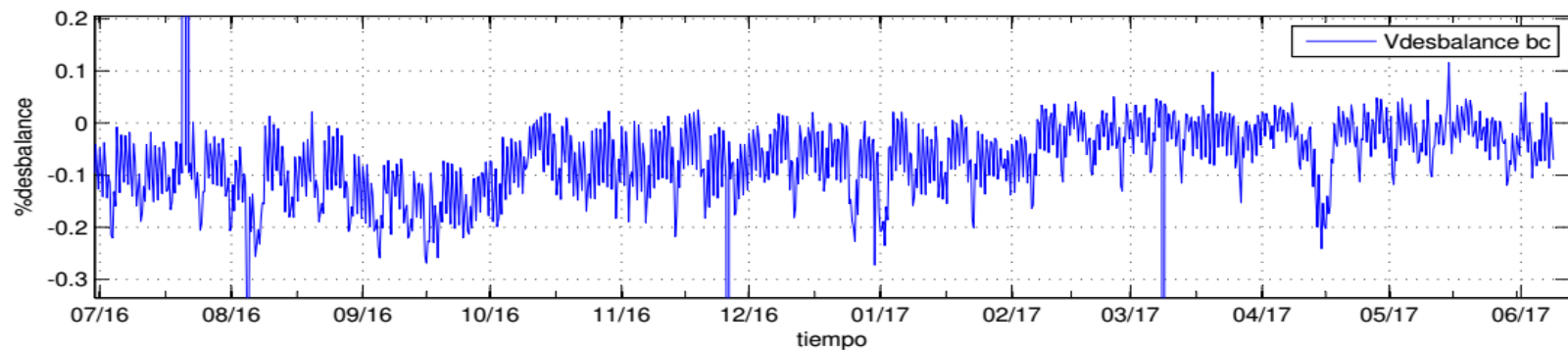
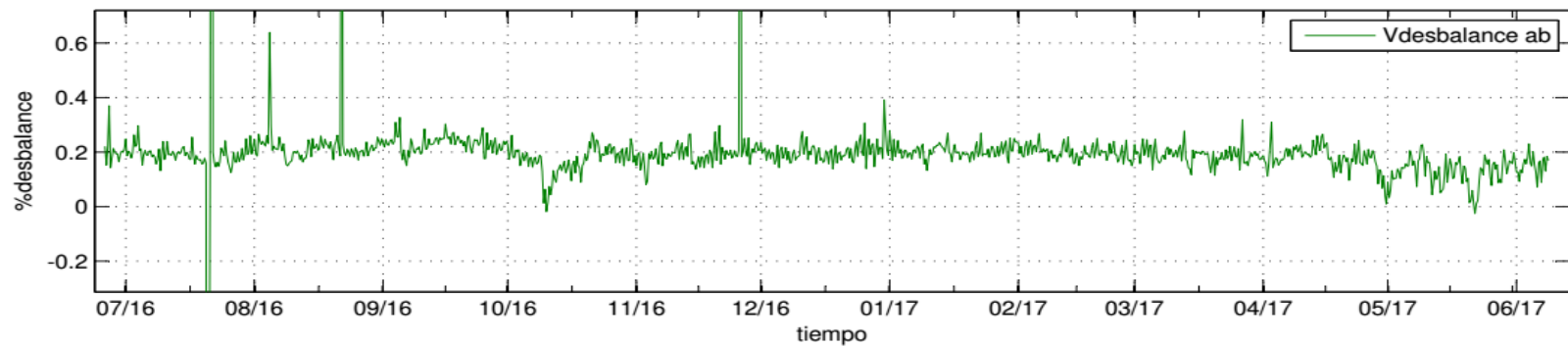


KVA DERATED - KVA SYS

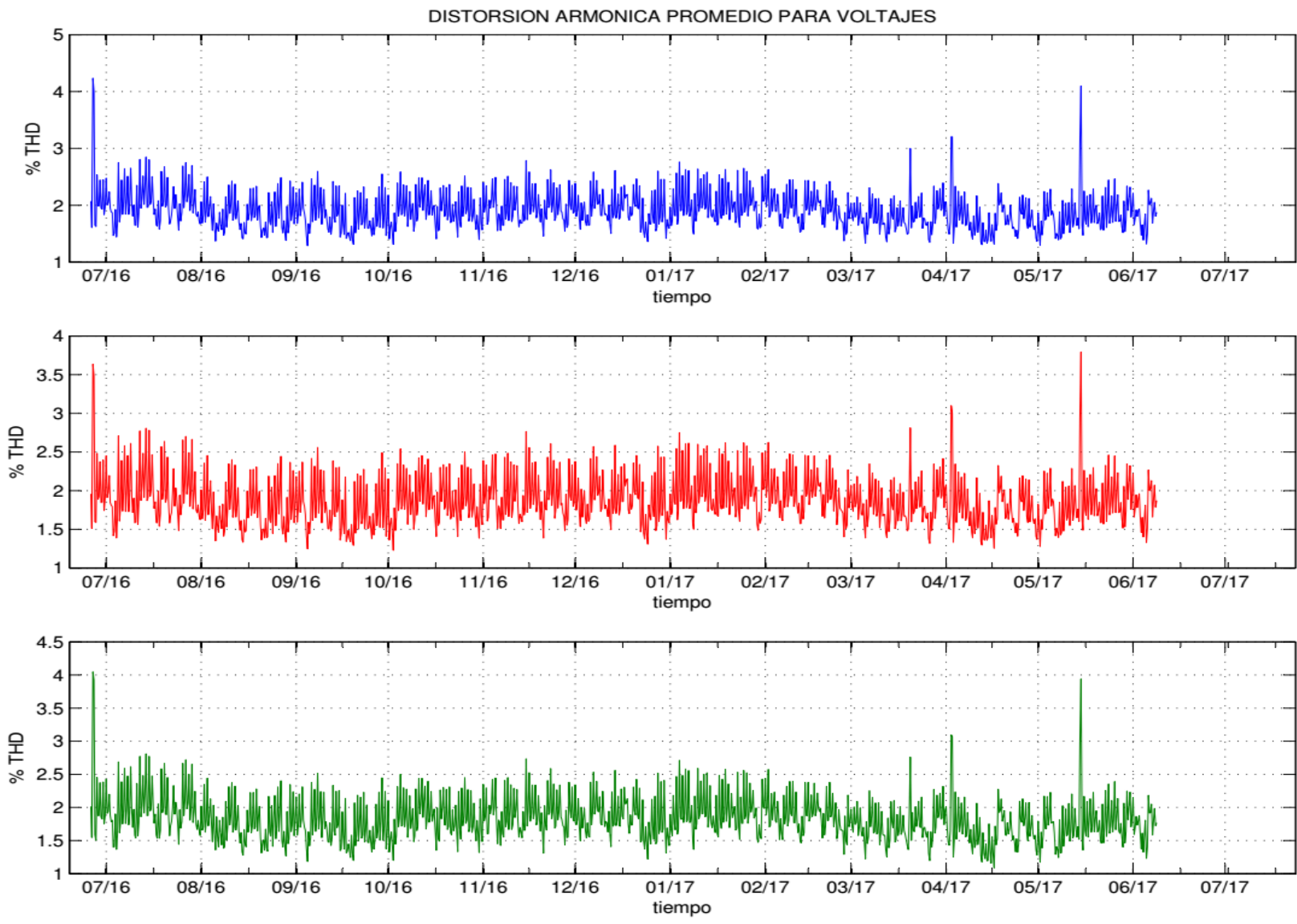












DISTORSION ARMONICA DE VOLTAJE VALORES MAXIMOS

