Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADO EN PRUEBAS ELÉCTRICAS, PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS; BASADO EN LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

José Carlos Galvez Andrade
Asesorado por el Ing. Marco Tulio Sánchez Escobar

Guatemala, enero de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADO EN PRUEBAS ELÉCTRICAS, PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS; BASADO EN LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ CARLOS GALVEZ ANDRADE
ASESORADO POR EL ING. MARCO TULIO SÁNCHEZ ESCOBAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino Gonzalez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADO EN PRUEBAS ELÉCTRICAS, PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS; BASADO EN LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 26 de enero de 2021.

José Carlos Galvez Andrade

Guatemala, 28 de julio de 2021

Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Encargado del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad San Carlos de Guatemala

Ingeniero Moscoso:

Por este medio me dirijo a usted, para presentarme como asesor del trabajo de graduación del estudiante de Ingeniería Eléctrica José Carlos Galvez Andrade, con número de carnet 201503973 y número de DPI 3001411300101, titulado "Evaluación de Transformadores de Potencia Basado en Pruebas Eléctricas, Pruebas Fisicoquímicas y Análisis de Gases Disueltos; basado en los Transformadores del Sistema Central de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación".

De acuerdo a la revisión efectuada, le manifiesto que doy por aprobado el contenido del trabajo de graduación y asumo las responsabilidades que como asesor me competen.

Agradeciendo de antemano la atención a la presente, me suscribo.

Atentamente,

Marco Tulio Sánchez Escobar
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 10,431

Ing. Marco Tulio Sánchez Escobar
Ingeniero Electricista
Colegiado Activo No. 10431

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 9 de noviembre de 2021

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

Evaluación de Transformadores de Potencia Basado en Pruebas Eléctricas, Pruebas Fisicoquímicas y Análisis de Gases Disueltos; basado en los Transformadores del Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación

del estudiante JOSÉ CARLOS GALVEZ ANDRADE, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DIRECCIÓN ESCUELA
D IA
MECA RICA
FACULTAD DE INGENIERIA

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

REF. EIME 165. 2021.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSÉ CARLOS GALVEZ ANDRADE titulado: EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADO EN PRUEBAS ELÉCTRICAS, PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS, BASADO EN LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DIRECCIÓN ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA

GUATEMALA, 18 DE NOVIEMBRE 2,021.

Facultad de Ingeniería

Decanato
24189101-
24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.052.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADO EN PRUEBAS ELÉCTRICAS, PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS; BASADO EN LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INSTITUTO NACION,** presentado por: **José Carlos Galvez Andrade,** después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANA
FACULTAD DE INGENIERÍA

Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, enero de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la oportunidad de llegar a este punto de mi vida, por darme el apoyo y las fuerzas. Este y todos los logros de mi vida son gracias a ti.
Mis padres	Por su amor incondicional y apoyo en todas las etapas de mi vida. Por ser las personas que me dieron el apoyo y la visión de llegar a este punto de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios Gracias Dios mío por darme la vida para llegar a este punto y por las bendiciones que sobre mi has derramado. Te pido que sigas guiando mis pasos como hasta ahora los has hecho.

Mi madre Marleni Andrade. Por su amor incondicional y visión de mi vida. Por plantearme esta meta y querer lo mejor para mí. Te Amo mami.

Mi padre José Antonio Galvez. Por estar presente en mi vida, por protegerme desde que soy niño y por ser mi mejor amigo. Te Amo papi.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES XI
LISTA DE SÍMBOLOS XIX
GLOSARIO XXIII
RESUMEN XXV
OBJETIVOS XXVII
INTRODUCCIÓN XXIX

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 1
1.1. Función de los transformadores de potencia en el sistema de potencia 2
1.2. Clasificación de Transformadores de Potencia por la Construcción del Tanque 3
1.3. Clasificación de Transformadores por la Construcción del Núcleo 4
1.4. Diagrama eléctrico equivalente del transformador 5
1.5. Diagrama dieléctrico del transformador 7
1.6. Sistema de aislamiento 8
1.6.1. Aislamiento sólido 9
1.6.2. Aislamiento líquido 11
1.6.2.1. Tipos de Aislamiento Líquido 13
1.6.2.1.1. Aceite mineral 13
1.6.2.1.2. Askarel 14
1.6.2.1.3. Aceite vegetal 14
1.6.2.1.4. Éster sintético 15
1.6.2.1.5. Silicones líquidos 15

1.6.3. Envejecimiento del aislamiento 15
1.6.3.1. Degradación de la celulosa 17
1.6.3.2. Degradación del líquido aislante 18
1.7. Pruebas a transformadores de potencia 20
1.8. Guía presentada 23

2. PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ELÉCTRICAS AL AISLAMIENTO LÍQUIDO 25
2.1. Pruebas físicas 26
2.1.1. Punto de anilina 27
2.1.2. Color 27
2.1.3. Punto de inflamación y punto de fuego 29
2.1.4. Tensión interfacial 29
2.1.5. Punto de fluidez 31
2.1.6. Densidad relativa o gravedad específica 32
2.1.7. Viscosidad 32
2.1.8. Evaluación visual para una muestra de aceite 32
2.1.9. Conteo de partículas 34
2.2. Pruebas químicas 35
2.2.1. Contenido de PCB 35
2.2.2. Número de neutralización 37
2.2.3. Condición de lodos 40
2.2.4. Inhibidor de oxidación 42
2.2.5. Azufre corrosivo 44
2.2.6. Contenido de humedad 48
2.2.7. Pruebas en el Aislamiento Líquido 49
2.2.8. Furanos 52
2.2.9. Grado de polimerización 55
2.3. Pruebas eléctricas 57

2.3.1. Rigidez dieléctrica 57
2.4. Resumen de pruebas físicas 60
2.5. Resumen de pruebas químicas 61

3. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA 63
3.1. Factor de potencia, factor de disipación y capacitancia 65
3.1.1. Modos de prueba 66
3.1.1.1. Prueba de espécimen aterrizado (GST) 67
3.1.1.2. Prueba de espécimen No aterrizado (UST) 67
3.1.1.3. Prueba de espécimen aterrizado con elemento de guarda (GSTg) 67
3.1.2. Factor de potencia y factor de disipación 68
3.1.3. Capacitancia 70
3.1.4. Factores ambientales 71
3.1.5. Análisis de resultados del factor de disipación y la capacitancia 71
3.1.6. Factor de disipación del líquido aislante 74
3.2. Resistencia de aislamiento 75
3.2.1. Índice de polarización 75
3.2.2. Resistencia de aislamiento del núcleo y prueba de conexiones a tierra involuntarias 77
3.3. FRA (análisis de la respuesta a la frecuencia) 80
3.3.1. Tipo de Mediciones 81
3.3.1.1. Medición de circuito abierto 81
3.3.1.2. Medición de cortocircuito 81

3.3.1.3. Medición de capacitancia entre devanados 82
3.3.1.4. Medición de Inductancia entre Devanados 82
3.3.2. Posiciones de los Cambiadores de *Taps* 82
3.3.3. Consideraciones importantes para el transporte de transformadores de potencia 83
3.3.4. Graficas de la respuesta a la frecuencia 84
3.3.5. Evaluación de la respuesta a la frecuencia 85
3.3.6. Modos de falla comunes 87
3.3.6.1. Deformación radial de un devanado 87
3.3.6.2. Elongación axial de un devanado 89
3.3.6.3. Movimiento y abultamiento general en los devanados 90
3.3.6.4. Defectos en el núcleo 91
3.4. Reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito 92
3.5. Corriente de excitación 95
3.5.1. Análisis de resultados de la corriente de excitación 96
3.6. Resistencia de devanados 97
3.6.1. Análisis de resultados de la resistencia de devanados 97
3.6.2. Corrección por temperatura en la resistencia 98
3.7. Relación de transformación 99
3.7.1. Análisis de la relación de transformación 100
3.8. Descargas parciales 102
3.8.1. Señal acústica de descargas parciales 106
3.9. Respuesta dieléctrica a la frecuencia 108

3.9.1. Influencia de la acidez en la respuesta dieléctrica a la frecuencia 113
3.9.2. Factor de disipación y respuesta dieléctrica a la frecuencia 113
3.9.3. Respuesta dieléctrica a la frecuencia en banda corta..... 114
3.10. Resumen de las pruebas eléctricas a transformadores de potencia 116
3.11. Pruebas consideradas como rutinarias y situacionales 118

4. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS..... 121
4.1. Análisis de gases disueltos en aceite mineral 122
4.1.1. Toma de muestras..... 123
4.1.2. Gases relacionados al análisis de gases disueltos 123
4.1.2.1. Oxígeno (O_2)..... 124
4.1.2.2. Nitrógeno (N_2)..... 125
4.1.2.3. Hidrógeno (H_2)..... 125
4.1.2.4. Metano (CH_4)..... 126
4.1.2.5. Etano (C_2H_6) 127
4.1.2.6. Etileno (C_2H_4) 128
4.1.2.7. Acetileno (C_2H_2)..... 128
4.1.2.8. Monóxido de carbono (CO)..... 129
4.1.2.9. Dióxido de carbono (CO_2)..... 130
4.1.2.10. Gases claves: acetileno e hidrógeno . 130
4.2. Clasificación de los transformadores por el resultado del análisis de gases disueltos 131
4.2.1. Análisis de gases disueltos..... 131
4.2.2. Aplicación de las tablas de límites de gases..... 135

4.2.3. Estatus 1 138
4.2.4. Estatus 2 138
4.2.5. Estatus 3 139
4.3. Relaciones entre distintos gases 139
4.3.1. CO_2/CO 140
4.3.2. O_2/N_2 141
4.3.3. C_2H_2/H_2 142
4.4. Diagnóstico del tipo de falla 142
4.4.1. Método del gas clave 142
4.4.1.1. Gas clave: etileno 143
4.4.1.2. Gas clave: monóxido de carbono 143
4.4.1.3. Gas clave: hidrógeno 144
4.4.2. Triángulos de Duval 144
4.4.3. Pentágonos de Duval 148
4.4.4. Relaciones de Rogers 150
4.4.5. Relaciones de *Doernenburg* 151
4.5. Generación de gases 152
4.6. Identificación del tipo de falla 152
4.7. Intervención de transformadores de potencia 154
4.7.1. Condiciones extremas del análisis de gases disueltos 154
4.7.2. Pruebas eléctricas que no satisfacen 155
4.7.3. Inspecciones Internas 156

5. APLICACIÓN A UN PROTOCOLO DE PRUEBAS REAL 157
5.1. Empresa de transporte y control de energía eléctrica del instituto nacional de electrificación 157
5.1.1. Unidad de metrología sistema central de ETCEE . 159
5.1.2. Equipos de la unidad de metrología 160

5.1.3. Filosofía de mantenimiento 167
5.2. Análisis Estadístico de las pruebas realizadas 171
5.3. Evaluación de transformadores de potencia..... 182
5.3.1. Transformador trifásico Guatemala sur 230/69 kV 182
5.3.1.1. Análisis de gases disueltos..... 183
5.3.1.2. Pruebas fisicoquímicas y eléctricas al líquido aislante 191
5.3.1.2.1. Rigidez dieléctrica 191
5.3.1.2.2. Contenido de Humedad 192
5.3.1.2.3. Contenido de Inhibidor..... 193
5.3.1.2.4. Número de neutralización 195
5.3.1.2.5. Tensión interfacial 196
5.3.1.2.6. Factor de potencia..... 196
5.3.1.2.7. Evaluación Visual y Color 197
5.3.1.2.8. Azufre corrosivo..... 199
5.3.1.2.9. Gravedad específica... 200
5.3.1.2.10. Furanos 201
5.3.1.3. Pruebas eléctricas 202
5.3.1.3.1. Factor de disipación y capacitancia..... 203
5.3.1.3.2. Corriente de excitación 205
5.3.1.3.3. Reactancia de dispersión o

impedancia de cortocircuito 209
5.3.1.3.4. Relación de transformación 210
5.3.1.3.5. Respuesta dieléctrica a la frecuencia (humedad) 213
5.3.1.4. Conclusiones del transformador trifásico de Guatemala sur 215
5.3.2. Transformador monofásico fase T del banco de transformación No. 2 de la subestación Guatemala norte 216
5.3.2.1. Análisis de gases disueltos 218
5.3.2.2. Pruebas fisicoquímicas y eléctricas al líquido aislante 220
5.3.2.2.1. Rigidez dieléctrica 220
5.3.2.2.2. Contenido de humedad 222
5.3.2.2.3. Contenido de Inhibidor 224
5.3.2.2.4. Número de neutralización 224
5.3.2.2.5. Tensión interfacial fase T banco 2 Guatemala norte 225
5.3.2.2.6. Factor de potencia 226
5.3.2.2.7. Evaluación visual y color 227
5.3.2.2.8. Azufre corrosivo 228

5.3.2.2.9. Furanos 229
5.3.2.3. Pruebas eléctricas 231
5.3.2.3.1. Factor de Disipación y Capacitancia..... 232
5.3.2.3.2. Corriente de excitación 234
5.3.2.3.3. Reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito 235
5.3.2.3.4. Relación de transformación..... 236
5.3.2.3.5. Respuesta dieléctrica a la frecuencia (humedad) 238
5.3.2.4. Conclusiones del transformador de la fase T del banco 2 de Guatemala norte 240
5.3.3. Pruebas realizadas en ETCEE comparado con la normativa 240
5.3.4. Recomendaciones conforme al mantenimiento para ETCEE..... 243
5.3.5. Análisis económico de las pruebas..... 244
5.3.5.1. Monto anual de gastos para ETCEE . 245
5.3.6. Recuperación de la Inversión de un Equipo para ETCEE..... 247

CONCLUSIONES 251
RECOMENDACIONES 253
BIBLIOGRAFÍA 255
APÉNDICES 259

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama eléctrico equivalente del transformador 6
2. Diagrama dieléctrico de un transformador de dos devanados 7
3. Estructura química de la celulosa 10
4. Estructura química de la glucosa 10
5. Temperatura de operación de los tipos de aislamiento líquido 12
6. Ciclo de pruebas de un transformador en operación 21
7. Procedimiento con la prueba de color 28
8. Diagrama de flujo para la evaluación del diagrama de flujo 30
9. Evaluación visual de la muestra 33
10. Diagrama de flujo para el conteo de partículas 34
11. Diagrama de flujo para determinación de contenido de PCB 36
12. Diagrama de flujo para el número de neutralización 39
13. Diagrama de flujo para la condición de lodos 41
14. Diagrama de flujo para el inhibidor de oxidación 43
15. Categorización del aislamiento líquido basado en la corrosión 45
16. Diagrama de flujo para el azufre corrosivo 47
17. Diagrama de flujo para contenido de humedad 51
18. Diagrama de Flujo para el análisis de furanos 54
19. Grado de polimerización según distintas fórmulas 56
20. Diagrama de flujo para la rigidez dieléctrica 59
21. Diagrama eléctrico equivalente de un transformador monofásico de dos devanados 65
22. Comparación del factor de potencia y el factor de disipación 69

23. Diagrama de flujo para la evaluación del factor de potencia.....73
24. Diagrama de flujo para la evaluar la resistencia de aislamiento 79
25. Diagrama de flujo para la evaluar la resistencia de aislamiento del núcleo 80
26. Curva de respuesta a la frecuencia 84
27. Diagrama de flujo para la evaluación de la prueba de FRA.....86
28. Diagrama de flujo para evaluar la reactancia de dispersión 94
29. Diagrama de flujo para evaluar la resistencia de devanados.....98
30. Diagrama de flujo para evaluar la relación de transformación 101
31. Diagrama de flujo de la evaluación de las descargas parciales.....106
32. Respuesta dieléctrica a la frecuencia 110
33. Diagrama de flujo para evaluar la respuesta dieléctrica a la frecuencia 111
34. Composición química del oxígeno (O_2).....124
35. Composición química del nitrógeno (N_2).....125
36. Composición química del hidrógeno (H_2).....126
37. Composición química del metano (CH_4) 127
38. Composición química del etano (C_2H_6).....127
39. Composición química del etileno (C_2H_4) 128
40. Composición química del acetileno (C_2H_2) 129
41. Composición química del monóxido de carbono (CO).....129
42. Composición química del dióxido de carbono (CO_2).....130
43. Diagrama de flujo análisis de gases disueltos 132
44. Triángulo 1 de Duval para aceite mineral 146
45. Triángulo 4 de Duval para aceite mineral 147
46. Triángulo 5 de Duval para aceite mineral 148
47. Pentágono 1 de Duval 149
48. Pentágono 2 de Duval 150
49. Diagrama de flujo identificación de la posible falla 153

50. CPC 100 y CP TD1 (varias pruebas) 161
51. Dirana (respuesta dieléctrica a la frecuencia) 162
52. Medición de resistencia de aislamiento AEMC 163
53. Medidor de humedad y temperatura en aceite VAISALA 164
54. Aquamax KF Coulometric (medidor de humedad) 165
55. Kelman Transport X (análisis de gases disueltos) 165
56. DPA 75 C (rígidez dieléctrica) 166
57. Analizador de cloros L2000 167
58. Base de datos subestaciones sistema central ETCEE 170
59. Placa de datos transformador trifásico Guatemala sur 183
60. Tendencia de la generación de etano 186
61. Tendencia de la generación de etileno 186
62. Evaluación por el triángulo 1 de Duval 187
63. Evaluación por el triángulo 4 de Duval 188
64. Evaluación por el triángulo 5 de Duval 188
65. Evaluación por el pentágono 1 de Duval 189
66. Evaluación por el pentágono 2 de Duval 190
67. Rigidez dieléctrica del transformador trifásico de Guatemala sur 192
68. Contenido de humedad del transformador trifásico de Guatemala sur 193
69. Contenido de Inhibidor de Oxidación del Transformador Trifásico de Guatemala Sur 194
70. Número de neutralización transformador trifásico Guatemala sur 195
71. Tensión interfacial transformador trifásico Guatemala sur 196
72. Factor de potencia transformador trifásico Guatemala sur 197
73. Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia del 12/12/2019 214
74. Respuesta dieléctrica a la frecuencia del 23/08/2016 215
75. Placa de datos transformador fase T banco de transformación No. 2 de Guatemala norte 217
76. Rigidez dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm 221

77. Rigidez dieléctrica ASTM D877 221
78. Contenido de humedad fase T banco 2 Guatemala norte 223
79. Contenido de Inhibidor fase T banco 2 Guatemala norte..... 224
80. Número de neutralización fase T banco 2 Guatemala norte..... 225
81. Tensión interfacial fase T banco 2 Guatemala norte 226
82. Factor de potencia transformador fase T banco 2 Guatemala norte..... 227
83. Furanos transformador fase T banco 2 Guatemala norte 231
84. Respuesta dieléctrica 23/09/2019..... 239

TABLAS

I. Composición de Papel realizado por proceso *kraft* 9
II. Clasificación de color 26
III. Valores de tensión interfacial recomendados 31
IV. Número de neutralización para transformadores en servicio 38
V. Número de neutralización para transformadores nuevos..... 38
VI. Contenido de humedad en ppm 50
VII. Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D1816 a 1mm 58
VIII. Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D1816 a 2mm 58
IX. Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D877 60
X. Resumen de pruebas físicas..... 61
XI. Resumen de pruebas químicas 62
XII. Valores de factor de disipación y capacitancia 71
XIII. Valores de factor de disipación en aceite mineral..... 74
XIV. Valores de Índice de polarización según la norma IEEE C57, 152-2013 76
XV. Valores de resistencia de aislamiento del núcleo 78
XVI. Evaluación del resultado de la respuesta dieléctrica a la frecuencia .. 108
XVII. Área de influencia de las pruebas eléctricas..... 116

XVIII. Valores para evaluación rápida de pruebas eléctricas 117
XIX. Pruebas situacionales 118
XX. Pruebas rutinarias 119
XXI. Tabla No. 1 Evaluación de gases disueltos..... 133
XXII. Tabla No. 2 Evaluación de gases disueltos..... 133
XXIII. Tabla No. 3 Evaluación de gases disueltos..... 134
XXIV. Tabla No. 4 Evaluación de gases disueltos..... 135
XXV. Interpretación de la relación CO_2/CO 141
XXVI. Fallas comunes en transformadores y su nomenclatura 145
XXVII. Diagnóstico en base a las relaciones de Rogers..... 151
XXVIII. Relaciones de Doernenburg y su diagnóstico 152
XXIX. Transformadores sistema central parte 1 159
XXX. Transformadores sistema central parte 2 160
XXXI. Pruebas realizadas durante el año 2020 168
XXXII. Pruebas realizadas en el laboratorio 169
XXXIII. Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala sur..... 171
XXXIV. Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala norte 172
XXXV. Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala este..... 172
XXXVI. Pruebas eléctricas en la subestación Escuintla 1..... 173
XXXVII. Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Guatemala sur 174
XXXVIII. Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en la Guatemala este 174
XXXIX. Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Guatemala norte... 175
XL. Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Escuintla 1 175
XLI. Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala sur..... 176
XLII. Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala norte..... 176
XLIII. Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala este 177
XLIV. Pruebas químicas al líquido aislante en Escuintla 1..... 177
XLV. Pruebas locales a transformadores de Guatemala sur..... 178
XLVI. Pruebas locales a transformadores de Guatemala norte 178

XLVII. Pruebas locales a transformadores de Guatemala este 179
XLVIII. Pruebas locales a transformadores de Escuintla 1 179
XLIX. Resumen de pruebas realizadas del 2016 al 2020 180
L. Resultados de contenido de gases en el aceite mineral 184
LI. Gases del transformador trifásico de Guatemala sur 184
LII. Últimas dos muestras del transformador trifásico y su variación 185
LIII. Generación anual de gases del transformador trifásico 185
LIV. Última muestra transformador trifásico 187
LV. Interpretación resultados de figuras de Duval 191
LVI. Evaluación visual aceite mineral transformador trifásico Guatemala sur 198
LVII. Color transformador trifásico Guatemala sur 199
LVIII. Resultados de azufre corrosivo transformador trifásico Guatemala sur 200
LIX. Resultados de gravedad especifica transformador trifásico Guatemala sur 201
LX. Contenido de furanos transformador trifásico Guatemala sur 202
LXI. FP Inyección en el primario 203
LXII. FP inyección en el secundario 204
LXIII. FP Inyección en el terciario 205
LXIV. Corriente de excitación Fase R 206
LXV. Corriente de excitación fase S 207
LXVI. Corriente de excitación fase T 208
LXVII. Reactancia de dispersión transformador trifásico 209
LXVIII. Reactancia de dispersión por fase transformador trifásico 210
LXIX. Relación de transformación fase r del transformador trifásico 211
LXX. Relación de transformación fase s del transformador trifásico 212
LXXI. Relación de transformación fase t del transformador trifásico 213
LXXII. Resultados respuesta dieléctrica a la frecuencia 214

LXXIII. Resultados de contenido de gases en el aceite mineral 218
LXXIV. Contenido de gases entre muestras consecutivas 219
LXXV. Generación anual de gases estimada 219
LXXVI. Historial rigidez dieléctrica 222
LXXVII. Historial de contenido de humedad y saturación relativa 223
LXXVIII. Evaluación visual y color aceite mineral transformador fase T banco 2 Guatemala norte 228
LXXIX. Resultados de azufre corrosivo fase T banco 2 Guatemala Norte 229
LXXX. Contenido de furanos transformador fase T banco 2 Guatemala norte 230
LXXXI. FP inyección en el primario 232
LXXXII. FP Inyección en el secundario 233
LXXXIII. FP inyección en el terciario 233
LXXXIV. Corriente de excitación 234
LXXXV. Reactancia de dispersión primario secundario 235
LXXXVI. Reactancia de dispersión primario terciario 236
LXXXVII. Reactancia de dispersión secundario terciario 236
LXXXVIII. Relación de transformación primario secundario 237
LXXXIX. Relación de transformación secundario terciario 237
XC. Relación de transformación primario terciario 238
XCI. Resultados respuesta dieléctrica a la frecuencia fase t banco 2 Guatemala norte 239
XCII. Pruebas fisicoquímicas al aceite aislante y estatus 241
XCIII. Pruebas eléctricas y estatus 242
XCIV. Monto total para la realización de pruebas a un transformador de potencia 245
XCV. Monto presupuestario anual para pruebas en los transformadores de potencia de ETCEE 246
XCVI. Flujo anual de gastos 247

XCVII. Flujo de dinero en 5 años.....248

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
C_2H_2	Acetileno
AC	Azufre corrosivo
C	Capacitancia
CHL	Capacitancia entre los devanados de alta tensión y de baja tensión.
CH	Capacitancia del devanado de alta tensión con respecto a tierra.
CL	Capacitancia del devanado de baja tensión con respecto a tierra.
CH	Contenido de humedad.
CF	Contenido de furanos.
Ci	Contenido de inhibidor.
I_E	Corriente de Excitación.
dB	Decibeles.
D2	Descargas de alta energía.
D1	Descargas de baja energía o descargas parciales del tipo chispa.
Xn	Desfase en el núcleo.
PD	Descargas parciales.
CO_2	Dióxido de carbono.
/	Dividido
C_2H_6	Etano
C_2H_4	Etileno

DF	Factor de disipación.
FP	Factor de Potencia.
FP_{LA}	Factor de potencia del líquido aislante.
T2	Falla térmica con temperatura entre los 300 °C y los 700 °C.
T1	Falla térmica con temperatura menor a 300 °C.
T3-H	Falla térmica en el aceite mineral únicamente.
fS	Femtosiemens.
Cos()	Función trigonométrica coseno.
Tan()	Función trigonométrica tangente.
F	Furanos
2-FAL	Furfural
S	Gasificación pérdida con temperaturas menores a 200 °C.
°C	Grados Celsius
g	Gramo
GE	Gravedad especifica
Hz	Hertz
H_2	Hidrógeno
KOH	Hidróxido de potássio.
=	Igual
Z_{CC}	Impedancia de Cortocircuito.
Xp	Inductancia en el devanado primario.
Xs	Inductancia en el devanado secundario.
Iv	Inspección visual.
kHz	Kilohertz
kg	Kilogramo
kV	Kilovoltio
PSI	Libra sobre pulgada cuadrada.

>	Mayor
≥	Mayor o igual
MHz	Megahertz
MΩ	Megaohmio
MVA	Megavoltamperio
<	Menor
≤	Menor o igual
CH_4	Metano
m	Metro
DT	Mezcla entre fallas térmicas y eléctricas.
mg	Miligramo
mN	Milinewton
CO	Monóxido de carbono
N_2	Nitrógeno
ND	No se puede determinar / Sin determinar.
NN	Número de neutralización.
Np	Número de vueltas en el devanado primario
Ns	Número de vueltas en el devanado secundario
N1	Número de vueltas en la bobina primaria
N2	Número de vueltas en la bobina secundaria
Ω	Ohmio
O_2	Oxígeno
ppm	Partes por millón
Rn	Pérdidas en el núcleo del transformador
%	Porcentaje
C	Posible carbonización del papel
PC	Prueba de color
Q.	Quetzales

RT	Relación de transformación
R	Resistencia
Rp	Resistencia del devanado primario
R_A	Resistencia de aislamiento
Rs	Resistencia deseada
R_W	Resistencia de devanados
Rm	Resistencia medida
RC	Resistivo Capacitivo
DFR	Respuesta dieléctrica a la frecuencia
RD	Rigidez dieléctrica
O	Sobrecalentamiento sin carbonización de papel a
Tk	Temperatura del material
Ts	Temperatura deseada
Tm	Temperatura de la medición temperaturas menores a 250 °C
T_{INT}	Tensión Interfacial
V	Voltio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
ASTM	*American Society for Testing and Materials.*
PCB	Bifenilos Policlorados.
ONAF	Circulación de aceite de forma natural y enfriamiento por aire de forma forzada.
ONAN	Circulación de aceite de forma natural y enfriamiento por aire de forma natural.
IEC	Comisión *Electrotécnic a Internacional*.
DBDS	Dibencil Disulfuro.
DGA	*Dissolved Gas Analysis*.
DBPC	Diterbutil Paracresol (Inhibidor).
DBP	Diterbutil Phenol (Inhibidor).
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

FRA	*Frequency Response Analysis*.
GST	*Grounded Specimen Test.*
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
LFH	*Less Flammable Hydrocarbon.*
Radical	Es un elemento químico caracterizado por poseer átomos desapareados, formada a partir de la ruptura de una molécula.
RIV	Radio Interference Voltaje.
SFRA	*Sweep Frequency Response Analysis.*
TOA	*Transformer Oil Analysis.*
UST	*Ungrounded Specimen Test.*

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se presentan de manera general los conceptos necesarios para la evaluación del estado de un transformador de potencia. Al inicio se presentan conceptos generales de los transformadores de potencia y aspectos básicos de su construcción, junto con la importancia de evaluar el estado de los transformadores. Adicionalmente, se mencionan aspectos correspondientes al mercado eléctrico guatemalteco que vienen relacionados con la desenergización de los transformadores.

Las pruebas que son mencionadas se distribuyen en tres grupos, los cuales son: pruebas fisicoquímicas, pruebas eléctricas y el análisis de gases disueltos en el líquido aislante. Las pruebas fisicoquímicas que representan las características del líquido aislante. Las pruebas eléctricas que presentan las características eléctricas del transformador de potencia. El análisis de gases disueltos que presenta la información de la generación de los gases disueltos en el líquido aislante. Todas las pruebas mencionadas presentan conceptos generales y formas de evaluar los resultados de las pruebas.

Posteriormente, se presenta un procedimiento recomendado para la aplicación de cada una de las pruebas. Esta recomendación se presenta como una guía para la aplicación de las distintas pruebas, sin embargo, está no es una guía obligatoria y la misma debe ser utilizada únicamente como una referencia. El procedimiento que se presenta, se realiza basándose en la aplicación rutinaria y posibles resultados anómalos encontrados. La evaluación para cada transformador debe realizarse de manera individual y será dependiente también de la historia del transformador.

Por último, se realizó una evaluación estadística de las pruebas que se han realizado en los transformadores de potencia que corresponden al Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación a lo largo de los años 2016 al 2020. Fue utilizado un transformador del Sistema Central de ETCEE para poder utilizar datos reales para la evaluación de un transformador que actualmente se encuentra en operación. Fueron presentadas conclusiones y recomendaciones basadas en el estado del transformador de potencia evaluado.

OBJETIVOS

General

Establecer una guía para la Evaluación de Transformadores de Potencia Basado en Pruebas Eléctricas, Pruebas Fisicoquímicas y Análisis de Gases Disueltos; basado en los Transformadores del Sistema Central de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación

Específicos

1. Explicar las bases de aplicación sobre las cuales se realiza cada una de las pruebas en los transformadores de potencia y la interpretación de resultados para cada una.

2. Determinar los criterios de evaluación de las diferentes pruebas eléctricas, pruebas fisicoquímicas y análisis de gases disueltos en transformadores de potencia; en base a normas internacionales.

3. Elaborar diagramas de flujo que permitan comprender el procedimiento para evaluar las pruebas que requieran un análisis mayor.

4. Determinar la interrelación entre las distintas pruebas, especificando las áreas de cobertura de cada una, así como las pruebas que pueden ser complementarias para brindar un mejor diagnóstico.

5. Elaborar un análisis estadístico de las pruebas que se han realizado a los transformadores del sistema central durante 5 años e identificar la cantidad de pruebas que se han realizado en cada uno, la frecuencia con la que se realizan y la comparación entre los distintos transformadores.

6. Utilizar las pruebas realizadas en los transformadores de potencia del Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación para ejemplificar la interpretación de resultados de las pruebas realizadas en transformadores de potencia.

7. Establecer los costos necesarios para poder llevar a cabo las pruebas necesarias en un transformador de potencia, basado en las recomendaciones brindadas.

INTRODUCCIÓN

Habiéndose establecido la corriente alterna como la forma en como la electricidad sería transmitida, rápidamente se empezó a propagar haciéndose cada vez más extenso el territorio al cual se buscaba llevar la electricidad. Aumentándose el territorio, la distancia entre la fuente de generación de energía y el punto de carga también aumentaba. Por lo que en distancias muy largas las pérdidas de energía se volvían significativas e incluso el sistema de transmisión se volvía incapaz de transmitir.

El transformador fue el elemento necesario para poder transmitir la energía eléctrica a grandes distancias. Esto debido a que el transformador era capaz de transmitir la misma potencia reduciendo la corriente y elevando el voltaje. El transformador es un elemento eléctrico, el cual funciona a base de inducción electromagnética. Cuenta con un núcleo de material ferromagnético, el cual es capaz de conducir el flujo magnético; generalmente cuenta con dos devanados, encargados de la entrada y salida de corriente del transformador; cabe resaltar que los transformadores pueden variar en cuanto a su construcción.

El transformador es un elemento muy eficiente, la eficiencia de un transformador puede llegar a ser mayor del 95 %. Sin embargo, el transformador siempre se encuentra sujeto a pérdidas en los elementos que lo constituyen. Cabe resaltar, que estas pérdidas se ven reflejadas en forma de calor.

El transformador de potencia es el elemento principal del sistema de transporte de energía eléctrica dado que las propiedades de este, permiten hacer la transmisión más eficiente y el cual hace capaz la transmisión de grandes potencias a través de las líneas de transmisión. En el Sistema Nacional Interconectado se encuentran conectados una gran cantidad de transformadores de potencia, tanto en la salida de los generadores, como en subestaciones de transporte y de distribución.

El mantenimiento de los transformadores de potencia es vital para mantener la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado, por lo que el conocimiento de las pruebas que se realizan a los transformadores también es de gran importancia. Existen distintos tipos de pruebas que se realizan a los transformadores de potencia con la finalidad de determinar el estado en que se encuentran, algunas pruebas requieren que el transformador este completamente desenergizado.

En Guatemala, el sistema nacional interconectado es administrado por el AMM, entidad que dentro de sus funciones brinda la autorización para la desconexión de alguna línea de transmisión o banco de transformación. En algunas ocasiones, dependiendo de la ubicación, puede requerirse el traslado de carga condicionando la salida de un banco de transformación del Sistema. Durante una desconexión programada, solicitada para investigar el estado de un transformador de potencia, se tiene un intervalo de tiempo limitado para realizar las pruebas que sean necesarias.

Los resultados de las pruebas realizadas a los transformadores de potencia nos orientan a realizar una mayor investigación hasta llegar a determinar una posible necesidad de realizar una inspección física del interior del transformador. Las pruebas pueden revelar información importante de la

condición del transformador. Las pruebas realizadas a un transformador de potencia se podrían dividir en tres grupos importantes: análisis de gases disueltos, pruebas eléctricas/dieléctricas y pruebas fisicoquímicas.

El análisis de gases disueltos busca determinar alguna posible anomalía en base a los gases generados, para esto existen varios criterios como: el gas clave, triángulo/pentágono de Duval o bien las relaciones entre ciertos gases. Las pruebas eléctricas/dieléctricas buscan establecer que las propiedades eléctricas de los elementos presentes en el transformador posean las cualidades eléctricas/dieléctricas para la operación y buscan evitar comprometer la vida útil del transformador. Las pruebas fisicoquímicas buscan establecer la condición del sistema de aislamiento que se encuentra en el transformador, velando por que se encuentre libre de impurezas y dentro de los parámetros normados.

En Guatemala, el mantenimiento general a los transformadores de potencia, algunas ocasiones no está enfocado a realizar un protocolo de pruebas conjuntas que determinen el estado general de los transformadores, en algunos casos se realizar únicamente algún análisis de gases disueltos al aceite pero no se realizan pruebas eléctricas que permitan medir su condición eléctrica/dieléctrica por ejemplo; en Guatemala no se tiene un laboratorio que realice todas las pruebas fisicoquímicas y eléctricas, aunque si se disponen de equipos portátiles de análisis de gases disueltos, pero por el costo de estos equipos, las empresas prefieren en ocasiones no realizar un análisis completo que permita estimar la condición real de los transformadores.

Incluso a nivel universitario, en el pensum de estudios de la carrera de Ingeniería Eléctrica no se cuenta con una orientación a fondo del mantenimiento predictivo que se realiza a los transformadores de potencia, siendo uno de los

elementos más importantes en el sistema eléctrico. Por lo que comprender las características de los mismos a nivel de potencia provee una mejor comprensión para los transformadores más pequeños y de menor potencia.

Otro aspecto importante de la elaboración de las pruebas es que regularmente las pruebas realizadas deben interrelacionarse, no deben tomarse como aspectos separados donde en algunos momentos se utiliza el análisis de gases disueltos como detector de fallas ocurridas, sin embargo, las pruebas eléctricas pueden suponer la prevención y predicción de posibles fallas futuras. El resultado de pruebas eléctricas/dieléctricas unido al análisis de gases disueltos puede proveer información valiosa para localizar el probable punto con inconvenientes, mientras que un análisis de gases disueltos únicamente puede determinar generalidades, por ejemplo, sobrecalentamiento del aceite, las pruebas eléctricas en este caso pueden determinar un punto de alta resistividad en la posición n del cambiador de *taps*.

De esta forma, surge la problemática de como evaluar un transformador de potencia. En la actualidad, existen normas las cuales brindan criterios de evaluación para los transformadores de potencia, sin embargo, estas normas solo mencionan valores recomendados de operación. Por lo que las acciones correspondientes a tomar posteriormente dependen del análisis, la comprensión y la experiencia de la persona responsable o a cargo de los transformadores de potencia. Además, no es únicamente la evaluación de los transformadores sino la implementación a un protocolo de pruebas.

Con el avance del tiempo, surgen actualizaciones con relación a los criterios de evaluación o bien a las formas de medición de parámetros. Por esta razón, los protocolos de pruebas a los transformadores de potencia deben de actualizarse. Tomando en consideración el monto económico de los

transformadores y el monto económico que representa la desconexión de un banco de transformación.

En el Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica se tienen protocolos de pruebas que se realizan como parte del mantenimiento predictivo a los transformadores de potencia. Estos protocolos de prueba se pueden mejorar por medio de la aplicación nuevos conceptos que se encuentren respaldados por normativas internacionales y por medio de un mayor análisis que puede realizarse a los resultados de las pruebas efectuadas.

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las pérdidas son consideradas como el producto de la resistencia por el cuadrado de la corriente. Esto aplica tanto para equipos eléctricos como para el elemento de transporte, por lo que la solución debía corresponder con la reducción de las pérdidas de alguna forma. Para este caso, las únicas alternativas representaban la reducción de la resistencia de las líneas de transmisión o reducir la corriente que circula por las mismas. Ante esta necesidad nace el transformador.

El transformador fue el elemento necesario para poder transmitir la energía eléctrica a grandes distancias. Esto debido a que el transformador era capaz de transmitir la misma potencia reduciendo la corriente y elevando el voltaje. La elevación del voltaje, tendría sus propias limitantes, pero sería la solución al problema de la transmisión de energía a largas distancias. El transformador es un elemento eléctrico, el cual funciona a base de inducción electromagnética, cuenta con un núcleo de material ferromagnético, el cual es capaz de conducir el flujo magnético; generalmente cuenta con dos devanados, encargados de la entrada y salida de corriente del transformador. Cabe resaltar que los transformadores pueden variar en cuanto a su construcción.

Para comprender el funcionamiento de un transformador, se hace de vital importancia entender la formación de un campo magnético debido al paso de una corriente en un conductor; siendo la corriente que circula corriente alterna, el campo magnético formado varía con el tiempo al igual que la corriente. Ahora, aplicándolo en un devanado, se puede observar un campo magnético

concentrado en un sentido. Por lo que el devanado de entrada, se convierte en una fuente de campo magnético variable.

Para enlazar de manera eficiente el devanado de entrada con el de salida, se utiliza un núcleo de material ferromagnético. El núcleo es el encargado de trasladar de manera eficiente el flujo magnético formado por el devanado de entrada. El campo magnético llega al devanado de salida, el cual de acuerdo a la Ley de Faraday induce una tensión. Al existir una diferencia de tensión en los extremos del devanado de salida al ser conectada una carga a los mismos, se genera una corriente.

El transformador es un elemento muy eficiente, la eficiencia de un transformador puede llegar a ser mayor del 95 %. Sin embargo, el transformador siempre se encuentra sujeto a pérdidas en los elementos que lo constituyen. Cabe resaltar, que estas pérdidas se ven reflejadas en forma de calor.

1.1. Función de los transformadores de potencia en el sistema de potencia

La función de un transformador es determinada en base a la localización en el sistema y los niveles de tensión que este maneja. Por lo que se pueden clasificar de dos maneras: elevador o reductor; los transformadores elevadores de voltaje por lo regular se encuentran a la salida de centrales generadoras de energía eléctrica o bien en subestaciones de transporte, en las cuales el voltaje debe ser elevado para poder ser transportado, reduciendo así las pérdidas. Mientras que los transformadores reductores, se encuentran en los subramales para poder distribuir la energía.

En Guatemala, los voltajes utilizados son los siguientes: 400 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV, 34, 5 kV, 13, 8 kV. Los voltajes de 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV son considerados voltajes de transmisión. Los voltajes de 34, 5 kV y 13, 8 kV son considerados voltajes de distribución, regularmente el voltaje de 13, 8 kV es utilizado en la ciudad, mientras que el voltaje de 34, 5 kV es usado regularmente en las áreas rurales o lugares donde se debe de cubrir una mayor distancia.[1]

1.2. Clasificación de Transformadores de Potencia por la Construcción del Tanque

Los transformadores pueden ser clasificados por la construcción del tanque (cuba), la construcción del núcleo o el sistema de aislamiento que posean. Otra forma de clasificarlos podría ser por la cantidad de fases que posean, ya sea si el transformador es trifásico o monofásico. Para la construcción de los transformadores se utilizan varios tipos de tanques para prevenir la exposición del líquido aislante a la atmósfera. Los tipos de tanques son los siguientes: con tanque de expansión con respiración libre, con tanque de expansión, con tanque de expansión y bolsa, tanque sellado, y de sellado de gas y aceite.

Los transformadores con tanque de expansión de respiración libre son transformadores los cuales están abiertos a la atmosfera, el espacio de aire arriba del líquido aislante se encuentra a presión atmosférica. El nombre de este tanque se debe a la función de ingreso y egreso del aire conforme a la presión y la temperatura, creando una especie de efecto similar a la respiración. Regularmente, los transformadores de este tipo están equipados con alguna clase de respirador con algún elemento deshidratante, como lo puede ser el silicagel, para prevenir el ingreso de humedad al tanque.

Los transformadores que cuentan con tanque de expansión, son transformadores que tienen equipado un pequeño tanque en la parte superior y

[1] Ministerio de Energía y Minas. *Plan de Expansión del Sistema de transporte 2020-2050*. p. 15.

en su interior cuenta con una bolsa, generalmente de neopreno. El tanque del transformador está lleno de líquido aislante y el transformador respira a través de la bolsa que se encuentra dentro del tanque de expansión, la respiración se da siempre por un compuesto deshidratador. El propósito de la bolsa que se encuentra dentro del tanque de expansión es limitar el contacto del líquido aislante del transformador a la atmosfera, evitando una posible oxidación y la formación de lodos.

A los transformadores que se les denomina sellados se debe a que los mismos se encuentran presurizados; estos transformadores poseen una capa por encima del aceite a base de nitrógeno, por otra parte, existen transformadores sellados por gas y aceite, estos tienen un tanque auxiliar para completar de sellar el tanque principal. El tanque auxiliar contiene líquido aislante.

1.3. Clasificación de Transformadores por la Construcción del Núcleo

Los transformadores también pueden clasificarse por la forma en cómo se agrupan los devanados en el núcleo. Los fabricantes de transformadores de potencia pueden tener una gran variedad de diseños para el arreglo de los transformadores. Estas construcciones pueden ser complejas y depender del tipo de conexiones para el transformador, sin embargo, los transformadores se pueden clasificar por la construcción del núcleo en dos maneras, las cuales son: el tipo columna y el tipo acorazado.

Los transformadores tipo columna son transformadores los cuales ambos bobinados se colocan sobre el núcleo, este tipo de transformador tiene como ventaja una mayor facilidad de sustituir los devanados. La ventaja con relación a la sustitución de devanados se debe a que es más fácil el ensamble y

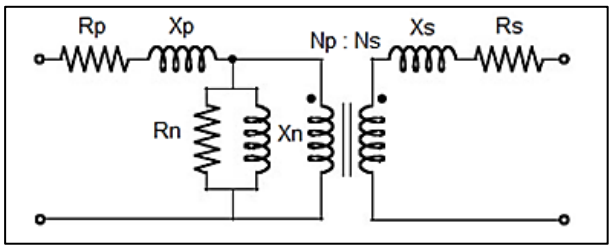
desmontaje de los devanados, con relación al tipo acorazado, permitiendo en algunos casos la reparación en sitio con mayor facilidad. Esta clase de transformadores es la más común y generalmente puede constar de un núcleo de 3 o 5 columnas.

Los transformadores tipo acorazado son transformadores en los que los devanados se enrollan alrededor de la columna central del núcleo. Estos transformadores presentan la ventaja de que existe menor flujo de dispersión debido a la construcción de los mismos. El que los devanados se encuentren arrollados en la misma columna provee robustez frente a esfuerzo electromecánicos que se pudieran experimentar en el transformador, ya sea por sobrecorrientes durante la operación o esfuerzos durante el traslado.

1.4. Diagrama eléctrico equivalente del transformador

A lo largo de los años, los sistemas complejos requieren ser descritos por medio de uno o más modelos equivalentes. Los modelos equivalentes buscan describir con mayor facilidad un sistema complejo. El transformador es una máquina electromecánica compleja, sin embargo, posee de un diagrama eléctrico equivalente y un diagrama dieléctrico equivalente. El diagrama eléctrico busca describir las pérdidas del transformador, mientras que el diagrama dieléctrico busca describir las propiedades del sistema de aislamiento del transformador.

Figura 1. **Diagrama eléctrico equivalente del transformador**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El diagrama eléctrico equivalente del transformado utiliza arreglos de resistencias e inductancias para establecer el comportamiento que tiene un transformador, principalmente en los devanados y el núcleo. En la Figura 1, se puede observar el diagrama eléctrico equivalente para un transformador. Este diagrama equivalente, presenta únicamente 3 partes del transformador, las cuales son: devanado primario, devanado secundario y el núcleo del transformador. Cada resistencia y cada inductancia tienen su razón en el circuito.

Para interpretar el diagrama, primeramente, nos referiremos a las resistencias del diagrama equivalente de la Figura 1. Las resistencias Rp y Rs corresponden a las resistencias propias del devanado primario y el devanado secundario, respectivamente. La resistencia Rn corresponde a las pérdidas que puedan tenerse en el núcleo ya sea por calentamiento, por la orientación de los campos magnéticos o por las corrientes parasitas que se pueden presentar en el núcleo. La representación de las resistencias presenta las pérdidas de una cantidad de potencia al no ser un elemento ideal sin pérdidas.

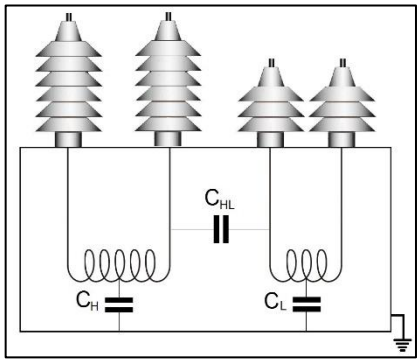
Las inductancias del diagrama equivalente del transformador vienen relacionadas principalmente con los campos magnéticos que se producen en el

transformador. Las inductancias Xp y Xs, representan las pérdidas de campo magnético que se pueden presentar por flujos dispersos en el devanado primario y el devanado secundario del transformador. La inductancia Xn presenta el desfase que se presenta entre el voltaje y el campo magnético, de acuerdo con la ley de Faraday. Finalmente, en la parte intermedia se encuentra un transformador ideal representando la transformación que existe de corrientes y voltajes.

1.5. Diagrama dieléctrico del transformador

El diagrama dieléctrico del transformador es una representación de la percepción que se tiene del sistema de aislamiento del transformador. Este diagrama es útil al momento de evaluar la condición del sistema de aislamiento, permitiendo observar las características principales del mismo. Entre las características que se obtienen del diagrama dieléctrico son la capacitancia, el factor de potencia y la resistencia del aislamiento. En la Figura 2 se puede observar el diagrama dieléctrico del transformador, en una representación simple del mismo.

Figura 2. **Diagrama dieléctrico de un transformador de dos devanados**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El diagrama dieléctrico de la figura 2, presenta tres capacitancias que a su vez representan un circuito RC complejo, formado por la resistencia del aislamiento y los juegos de capacitancias formadas entre las superficies equipotenciales. El uso de la capacitancia como representación de un circuito RC se debe a que este circuito RC es predominantemente capacitivo. El factor de potencia, se encuentra muy cercano a presentar como una capacitancia.

1.6. Sistema de aislamiento

Los devanados primarios y secundarios de un transformador son los componentes claves para realizar la transformación de voltaje y corriente, sin embargo, se utilizan materiales para aislar ambos devanados. Para los transformadores el sistema de aislamiento es uno de los componentes más críticos, para su adecuado funcionamiento. El sistema de aislamiento es necesario para la operación segura de los transformadores, no solamente sirve para la protección de un devanado a otro o de los devanados al tanque, el sistema de aislamiento es utilizado para la protección del transformador contra sobrevoltajes.

El sistema de aislamiento comúnmente utilizado en los transformadores es papel y cartón impregnado en aceite. El aislamiento sólido, papel o cartón, en su manufactura pueden contener espacios vacíos donde se puede albergar aire. Los vacíos pueden reducir las propiedades aislantes o termodinámicas de aislamiento. Cuando se utiliza aceite de transformador para impregnar el aislamiento sólido, el conjunto provoca una mejora en las propiedades del aislamiento y las propiedades termodinámicas.

1.6.1. Aislamiento sólido

El papel y el cartón conforman el aislamiento sólido del transformador, estos están formados por celulosa por su origen de las plantas. El aislamiento por medio de elementos que contienen celulosa y aceite mineral es el sistema de aislamiento más común. Los elementos de celulosa brindan excelentes propiedades dieléctricas y bajas pérdidas, y este al ser impregnado en aceite se ha convertido en un pilar importante de la fabricación de transformadores de potencia. Una ventaja que ofrece el papel y el cartón es la facilidad que existe para amoldar estos de diferentes formas de acuerdo a las necesidades específicas.

La principal preocupación con el uso de papel seco en el sistema de aislamiento es que este es muy higroscópico, es decir que absorbe agua fácilmente. Para prevenir esta deficiencia, este debe ser secado y posteriormente impregnado en líquido aislante para reducir la humedad que ingresa, evitando así la reducción de su resistencia dieléctrica. La impregnación del aislamiento sólido permite llenar los vacíos naturales que se encuentran en el papel o el cartón y mejora la resistencia dieléctrica del material. La impregnación del aislamiento sólido busca evitar el efecto que genera un vacío en un capacitor.

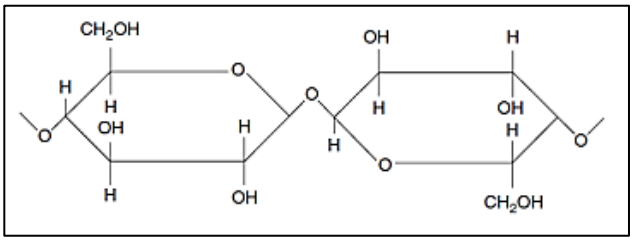
Tabla I. **Composición de Papel realizado por proceso *kraft***

Componente	Porcentaje
Celulosa	75 - 85 %
Hemicelulosa	10 - 20 %
Lignina	2 - 6 %
Inorgánicos	< 0,5 %

Fuente: elaboración propia.

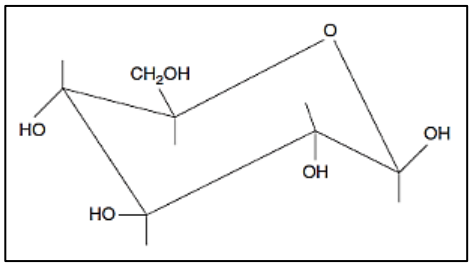
La celulosa natural proviene de las plantas, cualquier clase de papel o cartón que se utiliza en los transformadores de potencia pasa por un proceso *kraft*. El proceso *kraft* consiste en la conversión de madera a pulpa de madera, brindando prácticamente fibras de celulosa pura, siendo este el principal componente del papel. La composición típica del papel resultado de un proceso *kraft*, consiste como se muestra en la Tabla I. Adicionalmente, en la figura 3 se encuentra la estructura química de la celulosa, la cual es una cadena de glucosas. La estructura química de la glucosa se puede observar en la figura 3.

Figura 3. **Estructura química de la celulosa**



Fuente: TAPAN KUMAR Saha, y PURKAIT, Prithwiraj. *Transformer Ageing. Monitoring and Estimation Techniques.* p. 4.

Figura 4. **Estructura química de la glucosa**



Fuente: TAPAN KUMAR Saha, y PURKAIT, Prithwiraj. *Transformer Ageing*. *Monitoring and Estimation Techniques.* p 3.

1.6.2. Aislamiento líquido

El aislamiento líquido es una parte vital del sistema de aislamiento de los transformadores y especialmente en los transformadores de potencia. En los transformadores de potencia este requiere un mayor mantenimiento, puesto que su deterioro puede llevar a un mayor deterioro del transformador o a una posible falla dependiendo de la gravedad. El aislamiento líquido de los transformadores busca cumplir con tres funciones importantes, las cuales son: aislamiento eléctrico, disipación de calor y para realizar diagnósticos.

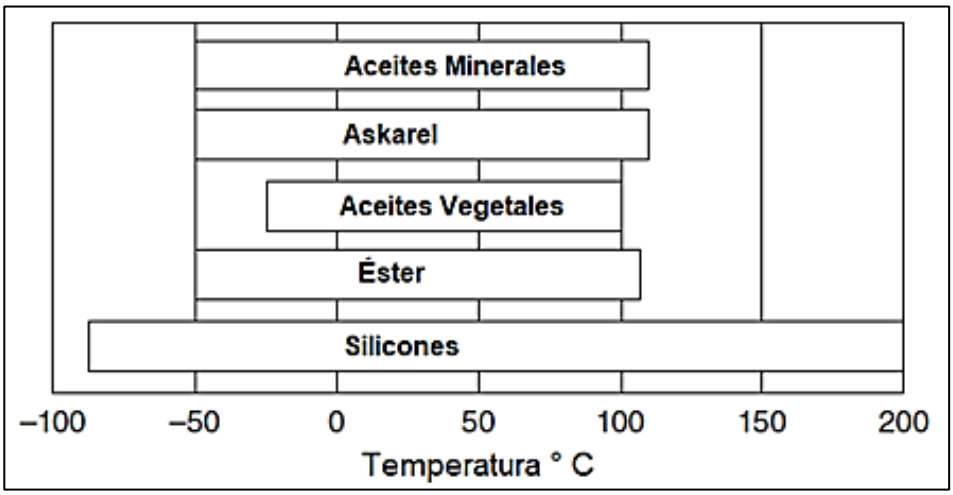
La principal función del aislamiento líquido de los transformadores es la de brindar un aislamiento eléctrico. El líquido aislante principalmente busca establecer un medio aislante entre los devanados y el tanque del transformador. El líquido aislante también busca impregnar el aislamiento sólido, buscando reducir los espacios vacíos y mejorando las propiedades del sistema de aislamiento. Por último, también busca prevenir la oxidación de las superficies metálicas por medio del recubrimiento del líquido. El aislamiento líquido regularmente se encuentra en gran parte del tanque y busca recubrir todos los elementos internos del transformador.

El aislamiento líquido permite la disipación de calor del tanque hacia la atmosfera. En condiciones de operación, el núcleo y los devanados producen calor debido a las pérdidas que se dan en estos elementos. Por medio de la convección del aislamiento líquido, existe una rotación natural del aceite entre las distintas zonas de temperatura dentro del transformador. Cabe resaltar que la disipación térmica puede ser natural o asistida por la rotación forzada del líquido aislante, también puede ser por medio de ventiladores dirigidos a los radiadores de los transformadores de potencia. Para disipar de manera

correcta el calor, ciertas características se deben de mantener entre las cuales están la viscosidad, el punto de fluidez y el punto de inflamabilidad.

La tercera función del aislamiento líquido consta de actuar como un indicador de salud para el sistema de aislamiento del equipo. Las condiciones eléctricas y químicas pueden brindar gran información sobre la condición del sistema de aislamiento. La condición del sistema de aislamiento puede ser examinada periódicamente tomando muestras del aislamiento líquido. Cuando ocurre una falla en el transformador, la energía se disipa a través del aceite, que puede llevar a una degradación química del aceite. Muestrear el aceite buscando productos de la degradación puede proveer información valiosa para el análisis de la falla reciente o prevenir fallas futuras.

Figura 5. **Temperatura de operación de los tipos de aislamiento líquido**



Fuente: TAPAN KUMAR Saha, y PURKAIT, Prithwiraj. *Transformer Ageing*. *Monitoring and Estimation Techniques.* p 10.

1.6.2.1. Tipos de Aislamiento Líquido

Los aceites minerales basados en petróleo son por mucho el aislamiento líquido más común y barato en el mercado. La consideración de otro tipo de aislamiento líquido únicamente debe ser considerada económicamente en los casos que exista alguna ventaja tecnológica de utilizar otro aislamiento líquido. Entre los tipos de aislamiento líquido que se encuentran son: aceite mineral basado en petróleo, askarel, aceites vegetales, éster orgánico, líquidos a base de silicones, etc. En la Figura 5 se pueden observar las temperaturas de operación de los distintos tipos de aislamiento líquido.

1.6.2.1.1. Aceite mineral

Los aceites minerales utilizados en aparatos eléctricos son derivados del petróleo crudo, se realiza con destilación y un proceso de refinación. La composición del petróleo crudo puede variar dependiendo de la fuente geográfica de donde sea extraído. Básicamente, los aceites minerales son una mezcla de hidrocarbonos con diferentes estructuras químicas. Algunos aceites, pueden contener además de los hidrocarbonos compuestos parafínicos y nafténicos, también se pueden tener compuestos aromáticos y poliaromáticos.

Los compuestos poliaromáticos pueden ser beneficiosos porque actúan como inhibidores de la oxidación, pero en otros casos pueden favorecerla y conducir cargas eléctricas. Algunos átomos que también pueden encontrarse son nitrógeno, azufre, hidrógeno y oxígeno.

1.6.2.1.2. Askarel

El askarel es un tipo de aislamiento líquido sintético el cual está formado por bifenilos policlorados (PCB). La ventaja de utilizar askarel es que, este inflamable, por lo que permite adicionarse en transformadores que no pueden poseer elementos inflamables. La desventaja es que el askarel es un elemento tóxico y cancerígeno, actualmente en Guatemala existen leyes que establecen el manejo y el almacenaje. Incluso las leyes que contemplan el manejo de PCB, establecen las condiciones para desechar estos compuestos del país en un intervalo de tiempo limitado. El papel impregnado en askarel posee una resistencia dieléctrica menor que el papel impregnado en aceite mineral, y, además, los productos de descomposición del askarel son mucho más dañinos que los del aceite mineral.

1.6.2.1.3. Aceite vegetal

El aceite vegetal es la alternativa “verde” para el aislamiento líquido en transformadores de potencia, está formado en base a triglicerios. La principal ventaja del aceite vegetal es que este es totalmente biodegradable, sin embargo, esta clase de aceite son relativamente nuevos y no se posee tal información comparado con el aceite mineral. La mayoría de las propiedades del aceite vegetal tienen gran similitud con relación al aceite mineral, por lo que es una alternativa que evita mayor contaminación. Uno de los principales inconvenientes del aceite vegetal comparado con el aceite mineral es que el precio puede incluso duplicarse, razón por la cual se sigue utilizando más el aceite mineral.

1.6.2.1.4. Éster sintético

El éster sintético es amigable con el medio ambiente por su naturaleza biodegradable y ya que este es un compuesto no flamable. En algunos casos, el éster sintético se puede utilizar en combinación con el aceite mineral, ya sea en una mezcla o utilizando el éster para impregnar el papel. El problema por el que no se utiliza el éster se debe a que este es mucho más caro que el aceite mineral, aproximadamente entre 4 a 8 veces más costos.

1.6.2.1.5. Silicones líquidos

Los silicones líquidos fueron desarrollados recientemente como aislante líquido que se utiliza en condiciones especiales. Para empezar, los silicones líquidos pueden ser utilizados en un rango de temperaturas más bajas donde otros aislantes líquidos no pueden utilizarse. Las principales ventajas de los silicones líquidos es que es de baja toxicidad, una alta resistencia volumétrica mejor que la de los aceites minerales y la permitividad es mucho más baja con respecto al aceite mineral. Lastimosamente, por su precio el uso de los silicones líquidos no es muy utilizado en transformadores de potencia exceptuando por ambientes que requieran su uso.

1.6.3. Envejecimiento del aislamiento

El sistema de aislamiento de un transformador envejece a razón de sus condiciones operativas. Los esfuerzos térmicos, eléctricos, mecánicos y químicos son los que se presentan durante la operación de los transformadores, estos son los que generan un cambio en el sistema de aislamiento que con el tiempo lo degrada. La temperatura del sistema de aislamiento juega un papel importante en la degradación del aislamiento; la temperatura es dependiente de

la carga que maneje el transformador y las condiciones ambientes en las que opere el transformador.

Existen factores externos que también pueden afectar la estructura mecánica de los transformadores, como por ejemplo las descargas electroatmosféricas o cortos circuitos. Inicialmente, los transformadores se encuentran mecánicamente ajustados y tienen suficiente resistencia mecánica. Sin embargo, cuando el papel se encoge empiezan a existir ciertos desajustes impactando la resistencia al estrés mecánico, estos efectos pueden afectar al transformador en una condición de falla. En las condiciones de falla los devanados pueden deformarse axial o radialmente, ya sea transitoria o permanentemente.

Cuando el transformador se encuentra sometido a altas temperaturas por los niveles de carga que maneja, el oxígeno disuelto en el aceite acelera la degradación del sistema de aislamiento, especialmente en presencia de agua. Debido a la presencia de oxígeno, los elementos del transformador pueden sufrir oxidación y la oxidación de los elementos del transformador lleva a la formación de subproductos. La oxidación puede presentar el incremento de alcoholes, ácidos orgánicos, aldehídos, peróxidos, lodos, hidrocarbonos y agua.

Otro factor importante en la degradación del sistema de aislamiento es el contenido de agua en el transformador de potencia. Inicialmente, el aislamiento solido es secado en la fábrica e impregnado con aceite desgasificado y secado; Sin embargo, a lo largo de la vida del transformador la cantidad de humedad se incrementa tanto en el aislamiento sólido como en el aislamiento líquido; esta humedad se puede generar a partir de la degradación de la celulosa y también por el ingreso a través de la atmósfera; regularmente, se puede decir que la degradación térmica en el papel es directamente proporcional al contenido de

agua en el asilamiento sólido; los valores regulares de humedad en un transformador nuevo son de menos de 0, 5 % de humedad.

1.6.3.1. Degradación de la celulosa

La degradación de la celulosa se da pasados varios años de operación y esa degradación está relacionada con la oxidación, el efecto de hidrolisis o el rompimiento de las cadenas de polímeros bajo la influencia del calor. Regularmente, el deterioro de la celulosa se debe principalmente debido al calor que causa el rompimiento de cadenas de polímero. El rompimiento de estas cadenas representa un decremento de la resistencia mecánica que tiene el papel, por lo que el papel pierde su resistencia a los esfuerzos. El rompimiento de las cadenas de polímeros representa un decremento en la densidad de estas cadenas de polímeros, de esta manera se ven reducidas sus propiedades mecánicas.

La degradación térmica en la celulosa presenta rompimiento de las moléculas de glucosa que a su vez forman hidrógeno, agua, metano, monóxido y dióxido de carbono. Estas degradaciones térmicas influyen principalmente de manera química ya que las temperaturas de operación de los transformadores de potencia, que oscilan entre los 40 °C a 80 °C regularmente, presentan las condiciones para romper los enlaces químicos. El incremento de la temperatura entre los valores mencionados presenta una reducción de la vida útil del transformador ya que la celulosa se ve térmicamente sobrecargada. La reacción de los elementos entre el papel y aceite puede generar otros elementos como lodos o ácidos.

La celulosa es altamente susceptible a la oxidación, sin embargo, el oxígeno libre no es generado dentro del transformador y su presencia se debe

únicamente al ingreso del exterior. La oxidación acelera la degradación de la celulosa, los enlaces de glucosa se debilitan lo que resulta en la despolimerización, además, la oxidación promueve la acumulación de otros elementos resultado del envejecimiento como por ejemplo los ácidos; cabe resaltar que la oxidación produce muchas reacciones con elementos que contienen carbono, estos a su vez pueden reaccionar con otros compuestos como pueden ser el cobre y el hierro.

El agua tiene una gran influencia en el deterioro del aislamiento sólido a base de la celulosa. La presencia de agua dentro del tanque del transformador generalmente incrementa el grado de degradación. La celulosa es higroscópica, es decir que atrae el agua que se encuentra alrededor. El agua se acumula entre las cadenas de celulosa y cabe resaltar que la descomposición térmica de la celulosa también forma agua; el grado degradación de un transformador con un contenido de agua del 4 % puede ser 20 veces más grande que el grado de degradación de un transformador con un contenido de agua del 0, 5 %. Entonces, a medida que el transformador envejece el grado de deterioro del aislamiento se incrementa.

1.6.3.2. Degradación del líquido aislante

Varios factores pueden influenciar la degradación del líquido aislante del transformador. Entre los factores que pueden degradar el líquido aislante se encuentran: operación con temperaturas elevadas, oxidación, contaminación, descargas parciales y otros productos relacionados. La elevación de temperatura de forma excesiva es uno de los efectos que puede influenciar de mayor manera la degradación del líquido aislante; la elevación de la temperatura por encima de lo aceptable puede conllevar una aceleración de la degradación del aceite; el aceite se descompone generando varios

subproductos por la elevación de la temperatura. Cabe resaltar que la descomposición del asilamiento líquido y el aislamiento sólido va de la mano y envejecen juntos.

La oxidación por su parte rompe enlaces de los elementos del líquido aislante, estos a su vez son seguidos por reacciones químicas entre los elementos libres. Los productos principales de la oxidación son: el agua, dióxido de carbono, monóxido de carbono, ácidos y lodos; además, la presencia de metales disueltos como el hierro o el cobre actúan como catalizadores para acelerar la degradación del líquido aislante. La oxidación viene caracterizada por una gran cantidad de oxígeno libre que provee las condiciones ideales para la oxidación. Los radicales libres fácilmente, por la temperatura a la que se encuentran, pueden romper los enlaces de hidrocarbonos y producir peróxidos. Estos peróxidos a su vez producen mayor cantidad de radicales libres, por lo que se vuelve un efecto avalancha.

La contaminación en el líquido aislante es todo elemento externo que no debería de encontrarse. Estos elementos pueden estar disueltos en el líquido aislante o también suspendidos en el mismo, por lo regular afectan las propiedades dieléctricas de este. La presencia de agua en el líquido aislante es quizá la forma de contaminación más común, la rigidez dieléctrica se puede ver afectada reduciendo las propiedades del líquido aislante.

Cuando el transformador está sometido a un alto estrés eléctrico o bien a un alto estrés térmico, se pueden generar gases en el aceite. El gas regularmente está formado a base de hidrógeno e hidrocarbonos producidos por la descomposición del aceite. El gas y el líquido poseen distintas permitividades eléctricas, por lo que el estrés eléctrico en el gas sería mayor. El estrés eléctrico en el gas formado promueve las descargas parciales, haciendo

que esas descargas parciales generen gases principalmente hidrógeno. Las descargas parciales pueden promover el deterioro del aceite.

Los ácidos que se forman dentro del transformador provienen de la degradación de la celulosa y por la oxidación del aceite, regularmente estos se disuelven en el aceite. La elevada cantidad de ácido en el transformador puede perjudicar la operación del transformador puesto que los ácidos pueden formar a su vez lodos en el aceite y a medida que el lodo se incrementa se compromete más al transformador.

El lodo solido es un producto de composición química compleja, este queda depositado en el interior del tanque del transformador. El lodo en el interior del tanque puede afectar la disipación de calor que se tenga ya sea por evitar la fácil transferencia de calor de las partes con mayor temperatura a las de menor temperatura o bien bloqueando las entradas a los radiadores, dificultando la circulación del aceite.

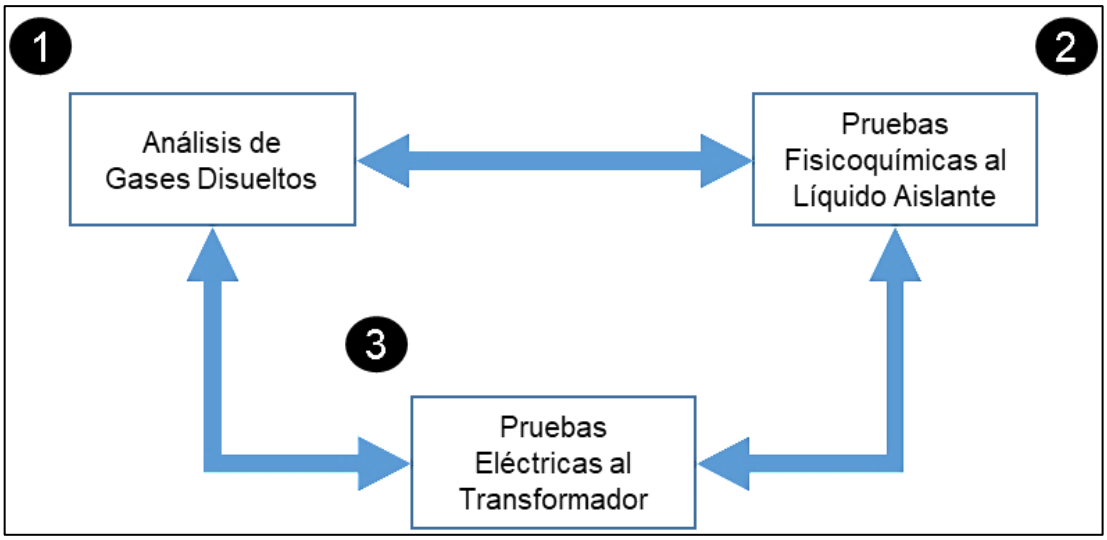
1.7. Pruebas a transformadores de potencia

Al implementar un plan de mantenimiento para un transformador de potencia, debe tenerse en consideración una gran cantidad de aspectos. El primero y más importante, corresponde a la importancia que tiene el transformador dentro del sistema eléctrico al que pertenece. La importancia de un transformador en un sistema eléctrico corresponde a la potencia que posee y al tipo de carga que alimenta. No es lo mismo, un único transformador que alimenta una línea de producción continua que un transformador que es parte de un sistema de transmisión. El transformador de la línea de producción conlleva la detención del proceso, mientras que un transformador de un sistema

robusto de transmisión puede retirarse de servicio y compensar con otros la carga que alimenta.

El costo de reemplazar un transformador de potencia es elevado y regularmente se requiere un tiempo de fabricación para el transformador. Por lo que es necesario, establecer un plan de pruebas para conocer la condición del transformador o transformadores en cuestión. El plan de pruebas debe de estar orientado a prever anomalías o problemas y detectar deterioro de los partes del transformador en su etapa más temprana. Un aspecto importante de las pruebas que se realizan al transformador es que deben de verse como un conjunto y analizarse en conjunto para obtener un análisis integral.

Figura 6. **Ciclo de pruebas de un transformador en operación**



Fuente: elaboración propia.

El plan de pruebas debe de ser un plan rutinario que permita tener un constante monitoreo el transformador de potencia. Las distintas pruebas que se

van realizando con el tiempo, al ser analizadas pueden conllevar la necesidad de realizar otras pruebas para verificar alguna condición específica. Esta verificación puede darse en cualquiera de los distintos tipos de pruebas y requerir de pruebas adicionales de cualquier otro tipo, claro está, que estén relacionadas con la anomalía o cambio detectado en el transformador. Esto se presenta en la Figura 6, la cual presenta ese ciclo que conlleva la elaboración de distintas pruebas y también el orden cuando este se encuentra en operación. En caso de ser nuevo, primero las fisicoquímicas; luego las eléctricas y por último el análisis de gases.

El análisis de gases disueltos se coloca como la primera prueba que debe de realizarse, ya que, está prueba puede determinar la existencia de una falla presente en el transformador. Posteriormente, realizar pruebas fisicoquímicas y eléctricas del líquido aislante para conocer las propiedades que se tienen del aislamiento líquido (y el aislamiento sólido en menor medida). Este orden también tiene que ver con que estas pruebas pueden realizarse con el transformador energizado, únicamente tomando muestras de aceite. Por último, al haber recolectado información del análisis de gases disueltos y las pruebas fisicoquímicas/eléctricas, realizar las pruebas eléctricas al aislamiento. En las pruebas eléctricas al aislamiento se debe de dar continuidad a los hallazgos de las otras pruebas.

En ocasiones, dependiendo de los resultados puede ser necesaria la corroboración y por estas razones se requiere volver a realizar una o algunas pruebas específicas. Por ejemplo, si nos encontramos en las pruebas eléctricas y observamos una variación en la resistencia óhmica; podemos requerir de una muestra para análisis de gases disueltos y corroborar si esta anomalía está presentando alguna generación de gases. Así también, si se obtiene algún resultado importante en las pruebas fisicoquímicas podemos verificarlo por

medio del análisis de gases disueltos. Por ejemplo, si se obtiene un nivel alto de furanos es posible realizar otro muestreo para análisis de gases disueltos que determine si existe algún crecimiento en el monóxido o dióxido de carbono.

1.8. Guía presentada

La guía que aquí se presenta, representa una guía para personas que se encuentren iniciando en el tema de la evaluación de pruebas en transformadores de potencia. Esta guía no representa un procedimiento definitivo, pero presentan recomendaciones que pueden ser útiles para la persona que las utilice. La mejor recomendación que puede darse es que cada anomalía, problema, falla e inconveniente con un transformador de potencia sea analizado y sea determinado el origen de este. Siempre es recomendado el consultar con el fabricante del transformador o una persona de amplio conocimiento en transformadores para la toma de decisiones.

Esta guía está pensada principalmente en transformadores que ya se encuentran en operación, sin embargo, es aplicable también para transformadores nuevos. La consideración que debe de tenerse con los transformadores nuevos es que primero determinamos el estado del transformador en base a las pruebas fisicoquímicas y posteriormente se realizan las pruebas eléctricas. El análisis de gases disueltos es realizado posterior a la energización, teniéndose un monitoreo constante durante las primeras horas o días en que el transformador se encuentra en operación. Posteriormente, un transformador nuevo ya es considerado como en servicio y se aplican las recomendaciones de esta guía.

2. PRUEBAS FISICOQUÍMICAS Y ELÉCTRICAS AL AISLAMIENTO LÍQUIDO

El líquido aislante utilizado en los transformadores de potencia pretende ser un medio de disipación de calor, sin embargo, este también es parte del sistema de aislamiento de los transformadores de potencia. El líquido aislante en comparación con el aislante sólido permite una mayor flexibilidad para evaluar su estado. Además, el líquido aislante puede revelar información importante del aislamiento sólido; el líquido aislante envejece en conjunto con el aislamiento sólido y es el medio en el cual cualquier desprendimiento del aislamiento sólido se incorporará al aislamiento líquido como un elemento disuelto o flotante.

Las pruebas que se pueden realizar al aislamiento líquido se pueden subdividir en tres grupos, los cuales son: pruebas físicas, pruebas químicas y pruebas eléctricas. Las pruebas físicas evalúan básicamente las características englobadas del líquido aislante, evaluadas de forma macroscópica. Las pruebas químicas se refieren ya a pruebas que se elaboran con métodos más sofisticados y que buscan determinar la condición del líquido aislante a nivel molecular. A menudo, estas pruebas también se pueden clasificar como pruebas fisicoquímicas ya que estas son las primeras en presentar cambios cuando el aislamiento se deteriora. Las pruebas eléctricas representan las pruebas que buscan determinar el correcto funcionamiento eléctrico del líquido aislante.

Tomando en consideración que el aceite mineral es el aislamiento líquido más utilizado, la mayoría de las pruebas se referirán al aceite mineral. Sin

embargo, para las pruebas más importante también se incluirán valores para otros tipos de aislamiento líquido. El aceite mineral es también uno de los más utilizados a nivel mundial en zonas que no lleguen a temperaturas de congelación y el aceite mineral también es el menos costoso. Además, el aceite mineral lleva más de 40 años en el mercado lo que ha hecho que sea ampliamente estudiado.

2.1. Pruebas físicas

Algunas de las pruebas físicas que se pueden realizar al aislamiento líquido de los transformadores son pruebas las cuales pueden ser únicamente necesarias al momento de la recepción del líquido aislante, ya que estas son características que no se ven fuertemente afectadas a lo largo de la vida útil, sin embargo, si es importante conocer las propiedades para tener un mejor conocimiento de las características que debe de poseer el líquido aislante. Algunas pruebas si deben de ser parte de un protocolo de pruebas que se hacen al líquido aislante ya que estas condiciones si pueden variar o bien presentar información valiosa del sistema de aislamiento.

Tabla II. **Clasificación de color**

Número de color	Color	Condición del aceite mineral
0, 0 a 0, 5	Claro	Nuevo
0, 5 a 1, 0	Amarillo pálido	Bueno
1, 0 a 2, 5	Amarillo	Envejecido
2, 5 a 4, 0	Amarillo brillante	Marginal
4, 0 a 5, 5	Ámbar	Malo
5, 5 a 7, 0	Café	Severo
7, 0 a 8, 5	Café oscuro	Extremo

Fuente: elaboración propia.

2.1.1. Punto de anilina

El punto de anilina determina la solvencia del líquido aislante a otros materiales que se encuentran en el líquido aislante. Para el aceite mineral un alto punto de anilina indica un bajo grado de aromaticidad y baja solvencia para algún material específico. El punto de anilina es realizado para estimar la cantidad de hidrocarburos aromáticos de la muestra total. Esta prueba en algunos casos es realizada también en conjunto con otras pruebas para poder realizar un análisis de hidrocarburos en el aceite mineral. Para el aceite mineral, se recomienda que el punto de anilina se encuentre como mínimo en los 63 °C, cuando el aceite es nuevo.

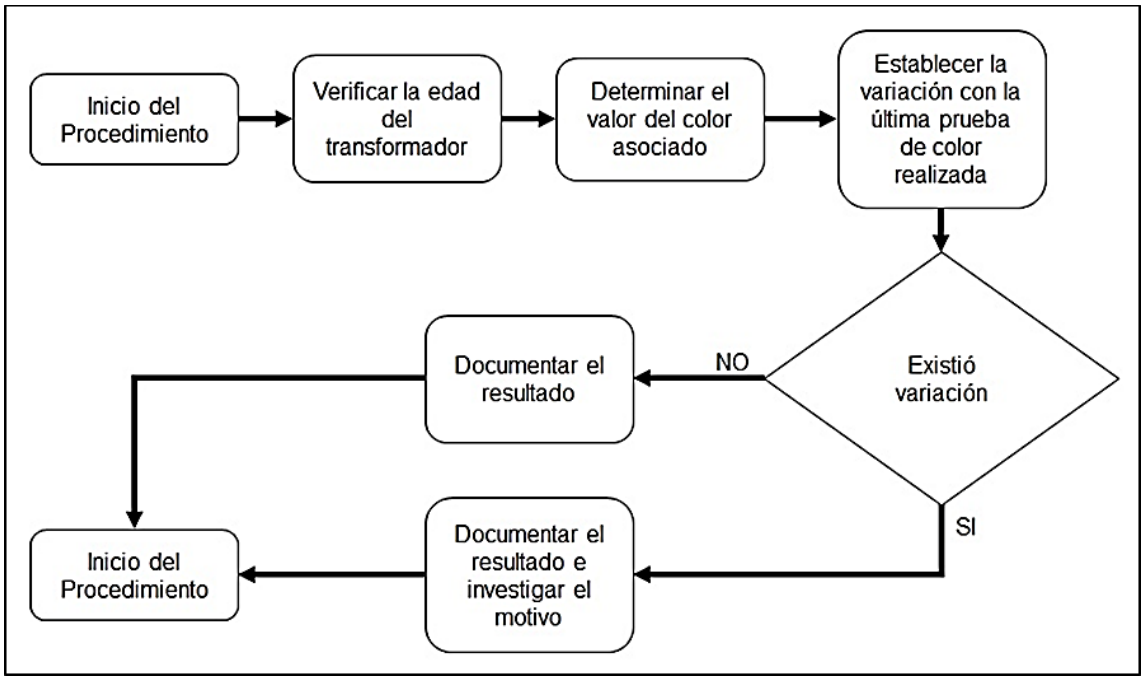
2.1.2. Color

El color en el líquido aislante es quizá el mejor ejemplo de prueba física, está es una prueba que a simple vista y haciendo una comparativa puede revelar información importante sobre el transformador, usualmente, el líquido aislante debe de ser de un color claro y brillante; cualquier cambio en el color del líquido aislante puede representar oxidación, deterioro, contaminación o indicar cambios en las propiedades del líquido aislante; toda comparación debe de realizare con la comparación de dos pruebas en el mismo líquido aislante en diferentes momentos. Al color se le asigna un valor de acuerdo a sus características y esto se realiza para cuantificar el valor, no dependiendo de una fotografía. Cuando el color varía se debe de determinar la causa a la que se debe la variación.

Como se puede observar en la Tabla II, se establecen los colores y la clasificación de los mismos, tanto por condición en que se puede encontrar el aceite y el número que se le asigna, cabe resaltar que los cambios que se

pueden presentar a lo largo del color, regularmente se deben observar en períodos largos de tiempo. El cambio de color, en algunos casos, puede presentar una condición avanzada de deterioro o contaminación y regularmente la condición que genero el cambio de color puede ser detectada por medio de algunas otras pruebas que se puedan realizar al líquido aislante.

Figura 7. **Procedimiento con la prueba de color**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La prueba de color podría, en algunos casos, proporcionar una idea del mantenimiento que se ha dado a un transformador. El análisis del color del aceite es de gran importancia para los transformadores antiguos, considerando que estos son los que se encuentran más cerca de cumplir su vida útil o bien ya la cumplieron. El color puede mejorarse por medio de mantenimientos al líquido

aislante, especialmente cuando el líquido aislante es regenerado y filtrado. En la Figura 7, se encuentra el procedimiento con los valores de la prueba de color.

2.1.3. Punto de inflamación y punto de fuego

El punto de inflamación es la temperatura a la cual debe encontrarse el líquido aislante para generar suficiente vapor para formar una mezcla inflamable en el aire. El punto de fuego es la temperatura a la cual se posee el suficiente vapor para sostener fuego por al menos 5 segundos. Cuando el punto de inflamación es bajo se tiene un compuesto el cual contienen gran cantidad de compuestos volátiles. En ocasiones, el punto de fuego no es establecido ya que el de principal interés es el punto de inflamación; para el aceite mineral, se recomienda un punto de inflamación de 145 °C como mínimo, cuando el aceite es nuevo.

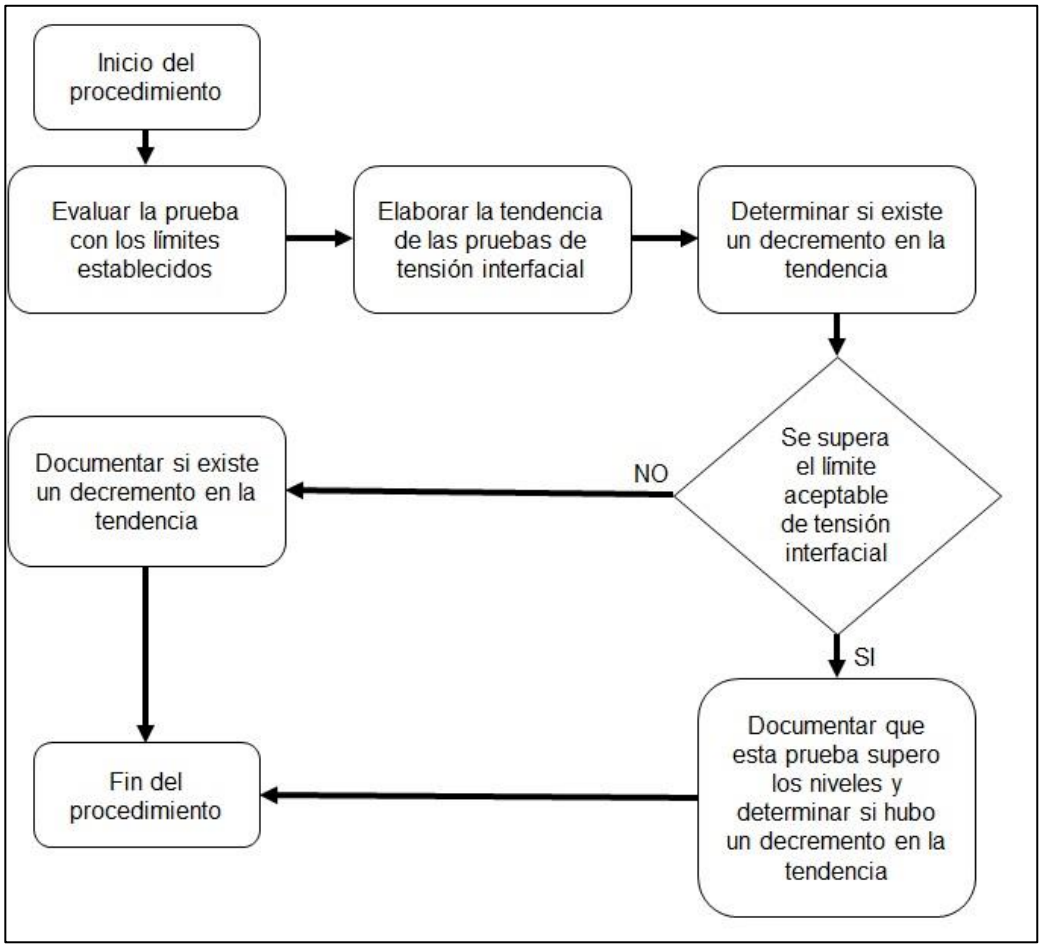
2.1.4. Tensión interfacial

Este método debe ser usado para indicar la tensión interfacial entre un líquido aislante y el agua. Esta es una medición de la fuerza de atracción molecular entre moléculas diferentes en la interfaz, esta prueba proporciona un medio para detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro en líquido aislante. Existe una relación única entre la tensión interfacial y el número de acidez, el cual se verá más adelante.

Hasta cierto punto, la tensión interfacial es una forma de medir de la vida útil restante del líquido aislante, esto antes de regenerarlo. Niveles decrecientes de la tensión interfacial, no son indicadores de un problema actual en el equipo, sino una amenaza potencial para las condiciones operativas futuras del equipo. A este valor debe prestársele especial atención, pues al

reducirse se puede presentar un efecto avalancha que en la actualidad puede no afectar, pero a futuro crear un impacto importante. En la Tabla III, se presentan los valores mínimos recomendados para la tensión interfacial para distintos tipos de líquidos aislantes.

Figura 8. **Diagrama de flujo para la evaluación del diagrama de flujo**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El resultado de la prueba primeramente deberá de ser evaluado en solitario, en caso de superarse los valores se deberá de colocar una

observación. Cuando los valores exceden los límites, no hay problema y solo debe de documentarse. La tendencia de este valor puede representar gran importancia, por lo que bajo cualquier caso deberá de analizarse si el valor ha decrecido. De notarse un decremento considerable en la tendencia será necesario tenerlo presente al finalizar el análisis de todas las pruebas que se realizaron. El procedimiento de evaluación de la tensión interfacial se encuentra en la Figura 8.

Tabla III. **Valores de tensión interfacial recomendados**

Tensión Interfacial (mN/m)	Voltaje (kV)	Aceite mineral	LFH	Ester Natural
Nuevo	Todos	38	38	-
En servicio	Todos	-	24	60 % del valor original
	≤ 69	25	-	-
	> 69 ≤ 230	30	-	-
	> 230	32	-	-

Fuente: elaboración propia.

2.1.5. Punto de fluidez

El punto fluidez es la temperatura a la cual el líquido aislante deja de fluir. Esta prueba no presenta mayor información sobre el estado o la contaminación del líquido aislante. Sin embargo, este valor es de gran importancia para zonas que pueden alcanzar temperaturas que puedan comprometer el líquido aislante, en base a la temperatura de fluidez y la temperatura ambiente se puede tomar la decisión de que líquido aislante utilizar. La condición es mayormente crítica cuando un transformador no está operando ya que no cuenta con una circulación de corriente que genere calor en su interior por lo que el líquido aislante tendería a encontrarse a la temperatura ambiente; la temperatura del punto de fluidez recomendada para aceite mineral es de -40 °C.

2.1.6. Densidad relativa o gravedad específica

Esta es una propiedad del líquido aislante el cual refleja la densidad en comparación a la del agua, a 15 °C. La densidad relativa o gravedad específica puede ser de utilidad, junto a otras pruebas, para establecer la condición del líquido aislante. Para aceite mineral, es recomendable que la densidad relativa no supere el valor de 0, 91. Algunos de los ensayos que pueden verificarse en conjunto con la densidad relativa son: contenido de humedad (saturación en el aceite), tensión interfacial y rigidez dieléctrica. ; cabe resaltar que la saturación del aceite con agua, puede llegar a elevar la densidad relativa.

2.1.7. Viscosidad

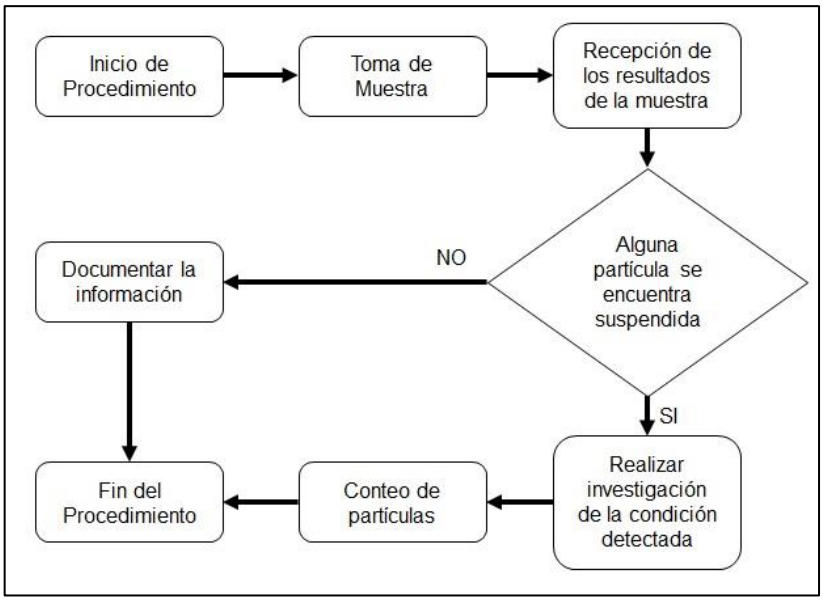
La viscosidad es una de las propiedades del líquido aislante más involucradas en la disipación de calor en el transformador. Un valor alto de viscosidad indica una mayor dificultad para el desplazamiento del aceite. La viscosidad es muy importante para determinar las condiciones del aceite cuando este es o será procesado y determinar el tiempo de impregnación en el papel. La viscosidad se mide en milímetros cuadrados por segundo. Para el aceite mineral se recomiendan los siguientes valores máximos: 3, para 100 °C; 11, para 40 °C y 76, para 0 °C.

2.1.8. Evaluación visual para una muestra de aceite

La evaluación visual de la muestra de líquido aislante es importante, está puede brindar información que se obtuvo durante la extracción de la muestra. La muestra de líquido aislante puede contener sustancias suspendidas o bien gotas de agua no disueltas. Esta revisión puede realizarse en campo o bien solicitar a un laboratorio que la realice, por lo que se hace de gran importancia

la correcta toma de muestras. Por medio de la simple examinación visual del color o de partículas suspendidas se puede, en algunos casos, obtener información que puede brindar algún indicio de los problemas que tenga el transformador, brindar algún punto de interés para analizar en pruebas que se realicen o conocer el estado del líquido aislante por medio del color del aislamiento líquido.

Figura 9. **Evaluación visual de la muestra**



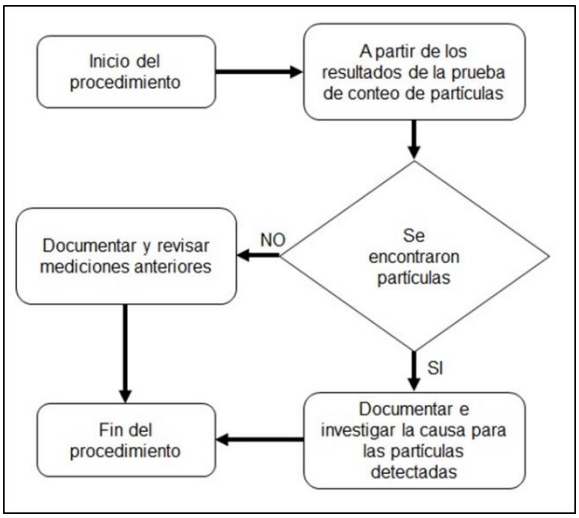
Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El personal que toma las muestras debe realizar la toma de muestras de la mejor manera y también colocarla en el recipiente adecuado para la conservación de la misma. En la Figura 9, se observa el procedimiento que corresponde a la evaluación o inspección visual de la muestra. De encontrarse alguna partícula suspendida, es importante realizar la investigación posterior para determinar que partículas son las que están suspendidas.

2.1.9. Conteo de partículas

Esta prueba determina el número y el tamaño de las partículas presentes en el líquido aislante. Las partículas pueden impactar en la rigidez dieléctrica o el factor de potencia del aceite aislante. La fuente de las partículas puede ser del material interno del equipo tales como carbón, fibras de celulosa, metales y degradación del líquido aislante. Otras fuentes externas son posibles cuando contaminantes son introducidos al procesar el líquido aislante o cuando el equipo es abierto al ambiente. El conteo de partículas puede proveer información del grado de contaminación y puede ser utilizada para determinar la efectividad del filtrado del líquido aislante.

Figura 10. **Diagrama de flujo para el conteo de partículas**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El conteo de partículas puede realizarse de manera esporádica o bien rutinaria, es mejor realizar la prueba de forma rutinaria. Al encontrarse partículas en el líquido aislante, se procede a determinar el contenido de cada

tipo de partícula. Posteriormente, teniendo en cuenta las partículas que se encuentran suspendidas se podrá determinar el origen de las mismas y determinar si son necesarias acciones producto de las partículas detectadas. En la Figura 10, se encuentra el procedimiento a seguir con el conteo de partículas. La investigación posterior, puede conllevar una gran cantidad de pruebas dependiendo de las partículas que sean encontradas.

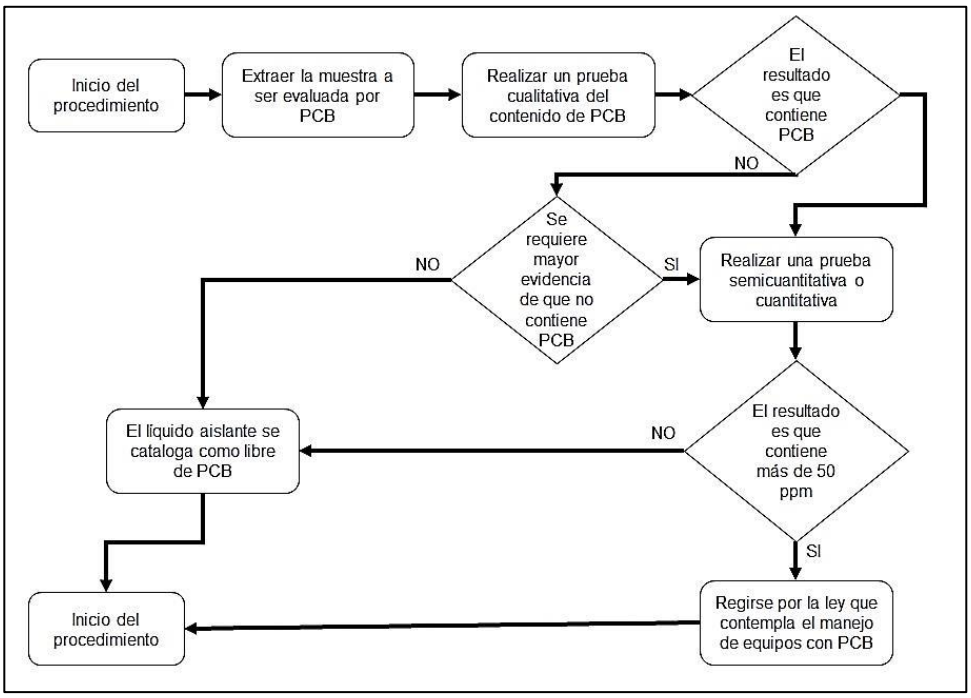
2.2. Pruebas químicas

Las pruebas químicas que se realizan en el líquido aislante de los transformadores de potencia buscan determinar el estado microscópico del líquido aislante. El análisis de las pruebas químicas se enfoca principalmente en determinar por medio de una muestra de líquido aislante determinar la cantidad de partículas ajenas al líquido aislante. Estas partículas regularmente son subproductos formados de reacciones químicas internas del transformador o también pueden ser elementos en el líquido aislante que busquen prevenir reacciones químicas que pueden ser dañinas para la vida útil del transformador.

2.2.1. Contenido de PCB

Los bifenilos policlorados (PCB) son compuestos que se encuentran bajo regulación en muchos países, estos son compuestos que son difíciles de descomponer o transformar en otros componentes. Los PCB además están considerados como compuestos cancerígenos, es decir, que pueden producir cáncer en el ser humano. En Guatemala, actualmente se tienen leyes para que los elementos que contengan PCB sean identificados, administrados y posteriormente retirados del país. Los PCB fueron utilizados en la antigüedad como compuestos aislantes debido a sus buenas características como aislante y elemento no inflamable.

Figura 11. **Diagrama de flujo para determinación de contenido de PCB**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Un elemento que contenga líquido aislante se considera contaminado con PCB, cuando este tiene un contenido mayor a 50 ppm (partes por millón o miligramos por kilogramo) de PCB. De acuerdo al marco legal actual en Guatemala, es importante tener el conocimiento si un transformador de potencia cuenta con PCB, ya que si supera el límite esté deberá ser removido. Un elemento con un contenido menor a 50 ppm se considera libre de PCB. Estas pruebas deben de realizarse una única vez, con el objetivo de determinar el contenido de PCB. Existen pruebas cualitativas, semicuantitativas y cuantitativas. Basta con una prueba para determinar si el equipo contiene o no contiene PCB.

En la figura 11, colocamos el procedimiento de como categorizar las muestras de equipos sospechosos que contienen PCB. Dependiendo de la cantidad y de las características del líquido aislante, puede no ser necesaria la realización de una prueba cuantitativa o semicuantitativa. En ocasiones, los equipos en su placa de características hacen mención de que se encuentran libres de PCB, sin embargo, este dato debe de ser confirmado. De determinarse que un equipo contiene PCB se debe de seguir las leyes establecidas en el país de origen o de acuerdo a normas internacionales.

2.2.2. Número de neutralización

El número de neutralización o número de acidez representa el número de miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar la acidez en un gramo de líquido aislante. El número de acidez incrementa con la degradación del aceite, degradación por medio de la oxidación. La oxidación se da cuando las moléculas de oxígeno se encuentran en mayor cantidad a la recomendable y presentan deterioro del aceite. Un número de neutralización alto indica que el líquido aislante se encuentra deteriorado o contaminado por materiales como: barniz, pintura u otros. Las pequeñas cadenas de ácidos, comparadas con las largas cadenas de ácidos, son mayormente perjudiciales para el líquido aislante.

La acidez no se presenta únicamente en el líquido aislante, ya que el sólido aislante tiende a absorber la acidez que se encuentra en el líquido aislante; por esta razón, no es recomendable para mitigar los resultados de un elevado número de neutralización el reemplazar el líquido aislante. Con el tiempo el líquido aislante nuevo, absorberá la acidez del sólido aislante. Lo recomendable seria realizar un proceso de regeneración del aceite por medio

de Tierra Fuller o Alumina Activada. Posteriormente, la adición de inhibidor de oxidación cuando el líquido aislante fuera regenerado exitosamente.

Tabla IV. **Número de neutralización para transformadores en servicio**

	Número de Neutralización mg KOH/g			
Voltaje (kV)	**Aceite Mineral**	**LFH**	**Silicón**	**Éster Natural**
≤ 69	0,2	0, 2	0, 2	0, 3
> 69 y < 230	0,15			
≥ 230	0,1			

Fuente: elaboración propia.

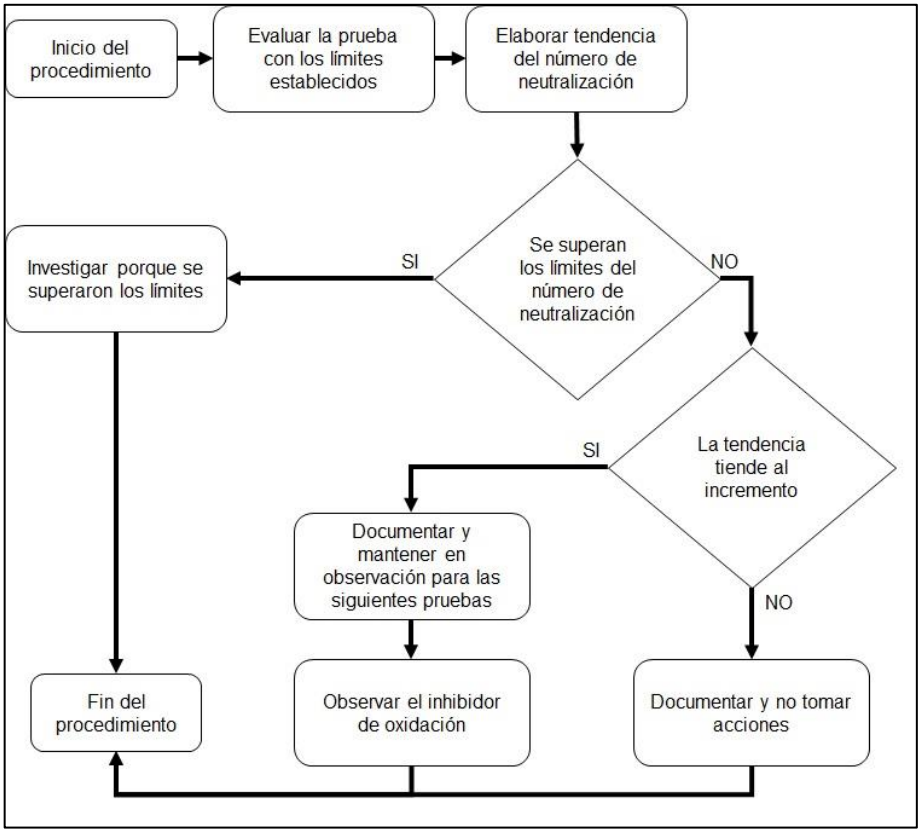
En la Tabla IV, se encuentran los valores recomendables para el número de acidez en transformadores en servicio, de acuerdo al líquido aislante que posean. Cabe resaltar que el deterioro correspondiente en el aislante sólido, impacta el esfuerzo que es capaz de soportar el sólido aislante. Por esta razón, el número de neutralización debe de mantenerse controlado. En la Tabla V, podemos observar los valores recomendados para transformadores nuevos de acuerdo al líquido aislante que posean.

Tabla V. **Número de neutralización para transformadores nuevos**

	Número de Neutralización mg KOH/g			
Voltaje (kV)	**Aceite Mineral**	**LFH**	**Silicón**	**Éster Natural**
Aislante Líquido Nuevo	0,015	0,03	0,01	0,06

Fuente: elaboración propia.

Figura 12. **Diagrama de flujo para el número de neutralización**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La principal complicación que puede darse debido a la elevada acidez, es que la oxidación puede llevar a formar partículas cada vez más grandes que finalmente se convierten en lodos. Uno de los problemas con estos lodos es que son atraídos al aislante sólido y pueden llegar a funcionar como aislantes térmicos que no permitan disipar el calor. El lodo también puede llegar a bloquear las tuberías de los radiadores, complicando la convección del líquido aislante. Los efectos del lodo pueden llegar a afectar el sistema de enfriamiento por aire forzado de los transformadores, creando una aparente sobrecarga del transformador debida a la falta de disipación de calor.

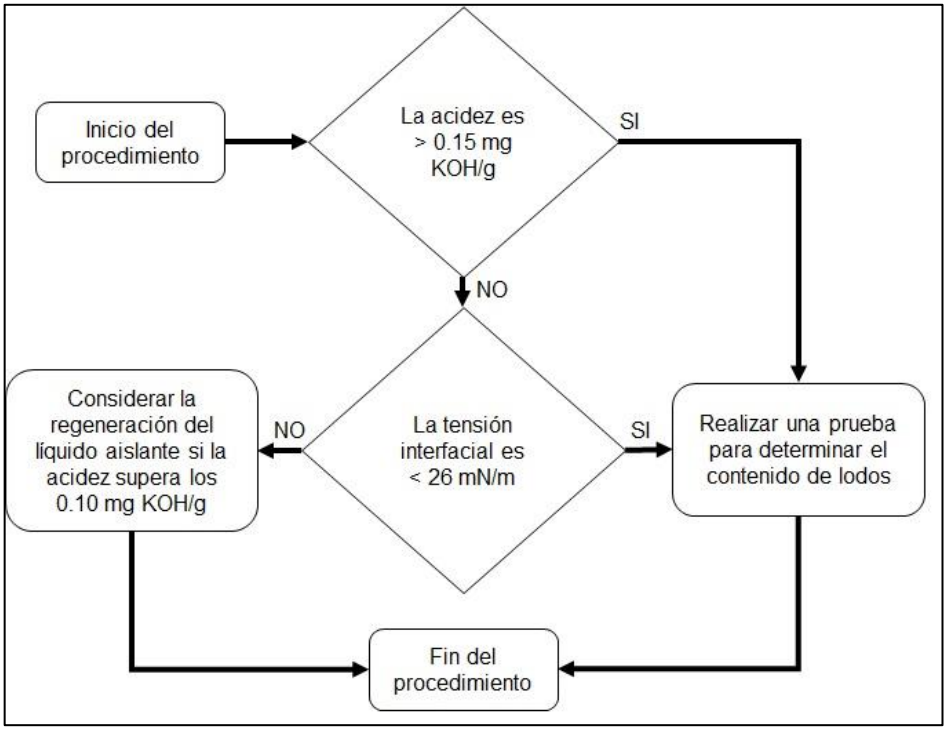
El número de neutralización o de acidez representa la oxidación a la que puede estar sometido el líquido aislante. Este es un valor el cual debe de verificarse en conjunto con el inhibidor de oxidación ya que este es el compuesto que ayuda a mitigar la oxidación. En la figura 12, se muestra el proceso como debe de evaluarse el número de neutralización teniendo en consideración el valor obtenido en la última prueba, la tendencia y el inhibidor de oxidación. La importancia de no permitir que la oxidación se incremente permite evitar la generación de lodos internos en el transformador.

2.2.3. Condición de lodos

La prueba de la condición de lodos cubre la determinación del lodo insoluble presente en el líquido aislante envejecido. Para todo líquido aislante es recomendable incluir esta prueba solo cuando ciertas condiciones se cumplan. Para el aceite mineral, si el número de neutralización es mayor a 0,15 mg KOH/g del líquido y la tensión interfacial es menor que 26 mN/m es recomendable realizar esta prueba buscando determinar la presencia de lodos. Cabe mencionar que, si hay agua en el transformador, está es atraída al lodo.

El lodo es una sustancia polimérica, parcialmente conductiva, que tiende a absorber o acumular agua y es un aislante de calor. La presencia de lodo soluble es una indicación de deterioro en el líquido aislante, presencia de contaminantes en grandes cantidades o ambos. El lodo también sirve como advertencia de que puede haber formación o presencia de sedimentos. La presencia de lodo regularmente se presenta cuando se superan los valores recomendables del número de neutralización, sin embargo, no es correcto mencionar que el lodo se encuentra presente al superarse los valores recomendados del número de neutralización.

Figura 13. **Diagrama de flujo para la condición de lodos**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La importancia de la ejecución de esta prueba es para determinar la clase de procedimiento a realizar para dar mantenimiento al transformador. Cuando el transformador aún no posee lodos o está ligeramente lodoso, el líquido aislante puede ser circulado por un sistema de regeneración, extendiendo de esta manera la vida del líquido aislante y del transformador. Cuando el líquido aislante contiene gran cantidad de lodos o sedimentos, se requiere un procedimiento de mantenimiento más invasivo. Regularmente, para los mantenimientos invasivos será necesaria la desenergización del transformador, para lavar a fondo el sistema de aislamiento junto con el tanque y el sistema de enfriamiento.

La prueba de condición de lodos debe efectuarse cuando se sospeche que el transformador se encuentre en condiciones de posible generación de lodos. La generación de lodos no es un estado deseable en los transformadores y tampoco se espera que sea el estado de ningún transformador. En la Figura 13, se observan las condiciones bajo las cuales debe de realizarse la prueba para determinar el contenido de lodos. Está no es una prueba que debe de considerarse rutinaria. La sospecha de lodos en un transformador puede por otra parte únicamente deberse a un deterioro normal o la necesidad de mantenimiento del líquido aislante.

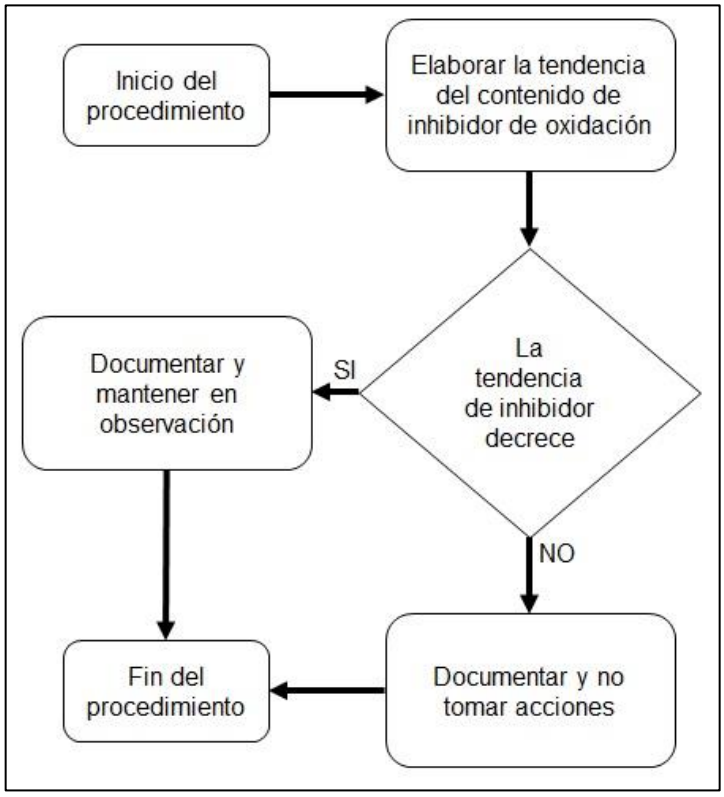
2.2.4. Inhibidor de oxidación

El inhibidor de oxidación es un compuesto utilizado para prevenir la reacción del oxígeno con el líquido aislante. Para la mayoría de líquidos aislantes, el inhibidor de oxidación se puede encontrar ya añadido en el líquido aislante, pero también se puede encontrar el líquido aislante sin el inhibidor de oxidación añadido. Cabe resaltar que el costo del líquido aislante con inhibidor de oxidación es mayor. Regularmente los transformadores, en base a su construcción, tienen algún mecanismo para reducir la cantidad de oxígeno presente. Sin embargo, las fugas de aceite o pequeños desperfectos presentes en la cuba pueden permitir el ingreso de aire.

En el aceite mineral, existen dos tipos de inhibidor de oxidación los cuales son: DBP y DBPC. Cabe resaltar que estos dos inhibidores no deben de mezclarse o bien añadirse uno cuando existe presencia del otro. Dependiendo el tipo de aceite mineral, ya sea si es de tipo I o de tipo II, se recomienda que en la recepción que el aceite tenga un contenido de inhibidor del 0,08 % para el tipo I y 0,3 % para el tipo II, estos valores son para aceite nuevo. Para el aceite en uso se recomienda que no se tenga menos del 0,08 % de contenido de

inhibidor, es importante dar seguimiento al contenido del inhibidor puesto que este se puede “consumir” y reducir su contenido.

Figura 14. **Diagrama de flujo para el inhibidor de oxidación**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El inhibidor de oxidación es aquel el cual busca prevenir la oxidación, por esta razón es necesario que el inhibidor de oxidación sea analizado en conjunto con el número de neutralización. Existen casos en los que los transformadores no contienen inhibidor de oxidación y el control del número de acidez debe de ser muchísimo más estricto. La Figura 14, presenta el proceso a seguirse para evaluar el inhibidor de oxidación en caso de que el transformador lo tenga. La

recomendación para un transformador de potencia es que este contenga inhibidor de oxidación para mantener en mejor estado el líquido aislante.

2.2.5. Azufre corrosivo

Los líquidos aislantes son fabricados con estrictos procesos de manufactura que buscan reducir la cantidad de azufre, sin embargo, siempre se mantiene una cantidad de azufre ya que forma parte del líquido aislante y es beneficioso para sus características. Por lo que la presencia de azufre o elementos que lo contengan existe en pequeña medida. Cabe resaltar que dependiendo la forma en cómo se encuentre el azufre, ya sea solo como elemento o como parte de un compuesto, así también depende la volatilidad que posea para reaccionar con facilidad. Regularmente los compuestos más volátiles son aquellos que se componen de azufre en los extremos, sin embargo, si las temperaturas en el transformador son elevadas los compuestos pueden romper sus enlaces y liberar el azufre.

El azufre también puede ser encontrado en elementos del transformador como los conductores o el aislamiento sólido. El problema con el azufre es que este reacciona con los elementos que componen el conductor de las bobinas de los transformadores, ya sea si están hechos de cobre o aluminio. La reacción del azufre sino se controla puede repercutir en la falla completa del transformador de potencia. Cuando ocurre una reacción entre el azufre corrosivo y el cobre, se puede observar un color negro, gris, verde, azul o violeta. Para el aluminio regularmente se observa un color amarillo. Otro problema con el azufre corrosivo es que si los subproductos se extienden se puede llegar a afectar la rigidez dieléctrica del aislamiento sólido, ya que se contamina con derivados de la reacción en el cobre.

Figura 15. **Categorización del aislamiento líquido basado en la corrosión**

Fuente: LEWAND, Lance. Doble. *Engineering Company. Destruction of dibenzyl disulfide in transformer Oil*. p 7.

La forma de evaluación es por medio de la determinación de si el aislamiento líquido es capaz de corroer el cobre. De acuerdo a la Figura 15, se puede observar la categoría en la que se caracteriza el aceite mineral en base al cobre que fue calentado en el aceite. Esta prueba busca colocar el aceite mineral en condiciones de elevada temperatura (150 °C) junto a un trozo de cobre durante un tiempo de 4 días con el fin de obtener las condiciones de corrosión que se dan durante este tiempo. Los resultados se basan en la observación del cobre que fue calentado en el aceite mineral. De esta forma se denomina si el aceite mineral es o no corrosivo y en qué grado se encuentra.

Esta prueba es recomendable para obtener un panorama general del aceite mineral y de los efectos posibles que se pueden tener a largo plazo. Cuando los resultados del aceite resultan ser corrosivos se recomienda realizar

pruebas adicionales para determinar el contenido de compuestos DBDS (dibencil disulfuro) los cuales son los principales responsables de las reacciones con el conductor. El contenido de los compuestos DBDS puede determinar el curso de acción a tomar para tratar de contrarrestar los efectos corrosivos. Cabe resaltar que cualquier compuesto con cierto contenido de azufre puede promover la corrosión, ya que pueden degradarse en otros compuestos con la energía térmica presente en el transformador.

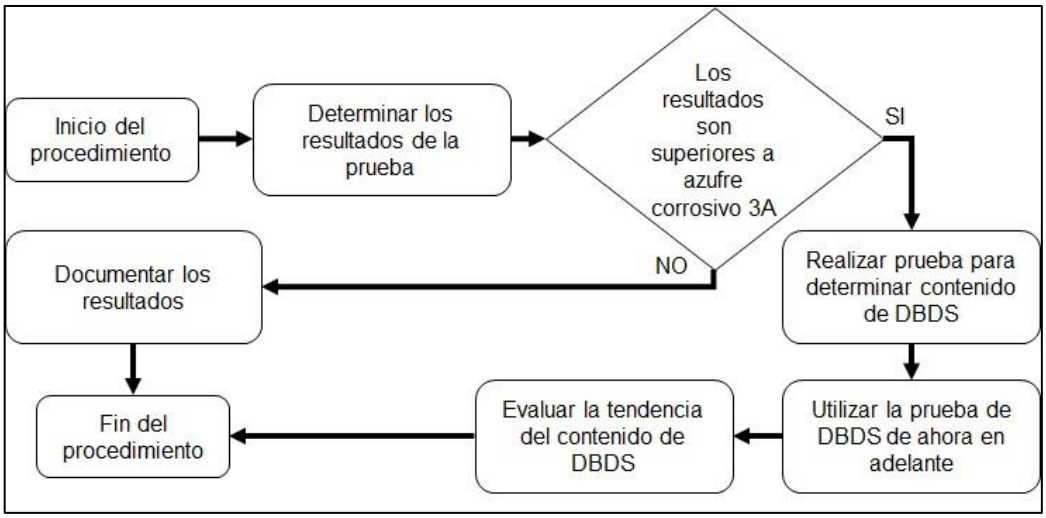
Lastimosamente, los efectos causados por el azufre corrosivo no pueden ser corregidos. Por esta razón, la única alternativa es la de prever las condiciones de corrosión y tratarlos evitando que se de esta reacción. Una de las soluciones que se han encontrado es la de utilizar alguna especie de material o compuesto (pasivadores o desactivadores) que evite la reacción del azufre con el material del conductor. Los pasivadores o desactivadores de metales son compuestos los cuales reaccionan con la cubierta de los materiales, para este caso cobre o aluminio; evitan la reacción del conductor y el líquido aislante, funcionando como una especie de material de sacrificio. El objetivo de los pasivadores es el retardar o denegar la reacción entre el conductor y el líquido aislante.

El pasivador forma una especie de película en la superficie del conductor, esta película evita las reacciones del conductor con el líquido aislante. La película del pasivador sería la primera en reaccionar o interactuar con el líquido aislante. Los pasivadores pueden ser consumidos con el tiempo debido a las altas y constantes temperaturas que se manejan en el transformador o bien irse deteriorando con el tiempo. El contenido de pasivador debe de monitorearse para determinar si este es consumido y determinar la necesidad de volver a realizar un proceso de aplicación del pasivador. Existen distintos tipos de pasivador que pueden ser utilizados y cada uno tiene asignado la cantidad de

pasivador que debe aplicarse a los transformadores en base a sus dimensiones.

Otra solución es realizar un tratamiento químico al aceite conocido como despolarización selectiva de azufre corrosivo. Este proceso reduce del aceite los compuestos sulfurados corrosivos. Este proceso lleva a los compuestos DBDS a menos de 10 ppm. La ventaja de realizar esta clase de procedimientos es que se tiene un recirculado del aceite que puede aprovecharse para restablecer las condiciones del aceite, eliminando otros compuestos contaminantes.

Figura 16. **Diagrama de flujo para el azufre corrosivo**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

A partir de que se sospeche que un transformador se encuentra con posibilidad de corroerse debe de mantenerse en observación. Lo ideal es realizar un proceso de pasivado o bien un proceso de despolarización de azufre corrosivo, esto para evitar la corrosión que pueden generar los compuestos a

base de azufre. Esta sería la medida primaria ante la sospecha de corrosión, sin embargo, también se puede monitorear el contenido de compuestos DBDS los cuales son los principales compuestos que causan la corrosión. La reducción de estos en un transformador sin pasivador implicaría que el azufre se encuentra reaccionando, por lo que la tendencia es importante. En la figura 16 se encuentra el proceso para el control del azufre corrosivo.

Cuando se sospecha de un transformador como potencialmente corrosivo, se requerirá a partir de este momento elaborar una tendencia para el contenido de DBDS. De contenerse pasivador en el transformador, este también tendrá que ser monitoreado para establecer un plan para mitigar los efectos de la corrosión. El plan ideal deberá corresponder al monitoreo de los compuestos DBDS. El problema con la corrosión es que una vez reaccionado el cobre con los compuestos con azufre, no se tiene actualmente un proceso o tratamiento que pueda reestablecer las condiciones del cobre. Por lo que se debe de tratar la corrosión desde un aspecto preventivo por medio de la predicción del contenido de compuestos que pueden corroer.

2.2.6. Contenido de humedad

Los transformadores cuando son fabricados pasan a través de procesos que buscan reducir el contenido de agua en el aislamiento sólido. Cuando son llenados con el líquido aislante, también se realiza un proceso para introducir el líquido aislante de manera de ingresar la menor cantidad de humedad al transformador. Para llegar a valores óptimos, del contenido de humedad, existen procesos de secado del líquido aislante ya sea en línea (con el transformador energizado) o fuera de línea (con el transformador desenergizado). El objetivo es el de reducir el contenido de agua en el

transformador a niveles que no representen inconvenientes en la operación del transformador.

El problema con el agua es que se encuentra presente en casi todos los elementos que conforman el transformador, o bien, poseen los elementos que componen el agua. Los transformadores de potencia manejan temperaturas elevadas que pueden crear las condiciones ideales para la formación de agua. El agua o bien la humedad presente en el transformador se encuentra distribuida en todo el transformador, por lo que se encuentra tanto en el líquido aislante como en el sólido aislante. La mayor parte de la humedad presente en el transformador se encuentra en el aislamiento sólido. La rigidez dieléctrica del papel se reduce conforme se tenga más agua.

El contenido de humedad se traslada del aislamiento sólido al aislamiento líquido en periodos de altas cargas y del aislamiento líquido al aislamiento sólido en periodos de baja carga. No existe un equilibrio dinámico en el transformador, por lo que existen distintas regiones con distintas temperaturas. De esta manera el contenido de agua en el aislamiento sólido se moviliza de las regiones de mayor temperatura, regularmente los devanados, a las zonas de menor temperatura. De esta manera la humedad se comporta de una manera particular, ya que forma una histéresis a la formada por el flujo magnético en el núcleo del transformador.

2.2.7. Pruebas en el Aislamiento Líquido

Para determinar el contenido de humedad en el aislamiento líquido, se extrae una muestra de aceite y se procede a colocar la muestra en un equipo que deterpmina la cantidad de humedad en partes por millón (ppm, miligramos de agua dividido kilogramos de aceite). Para la extracción de la muestra es de

vital importancia, determinar la temperatura a la cual fue extraída. Con el contenido de humedad en ppm, se puede hacer una estimación de la saturación del aceite con agua y el porcentaje de humedad total del transformador. Estas estimaciones son útiles para conocer el estado aproximado, relacionado a la humedad, en el transformador que se está analizando.

Los niveles de humedad del líquido aislante son variantes, y dependientes de la temperatura, para evitar malos entendidos con el valor de temperatura de la muestra se recomienda establecer el porcentaje de saturación del líquido aislante. El líquido aislante dadas sus propiedades es capaz de absorber o de almacenar cierta cantidad de humedad, previo a que se llegue al valor de saturación. Cuando el líquido llega a la saturación, se pueden encontrar pequeñas gotas de agua libre en el líquido aislante. El porcentaje de saturación, revela el porcentaje de humedad que el líquido aislante absorbe y este puede ser calculado como se muestra en la Ecuación 1.

Tabla VI. **Contenido de humedad en ppm**

Estado del Líquido Aislante	Contenido de Agua (ppm)				
	Voltaje	Aceite Mineral	LFH	Silicón	Ester Natural
Nuevo	≤ 69	20	25	50	300
	69 < y < 230	10			150
	≥ 230	10			100
En Servicio	≤ 69	35	35	100	400
	69 < y < 230	25			200
	≥ 230	20			150

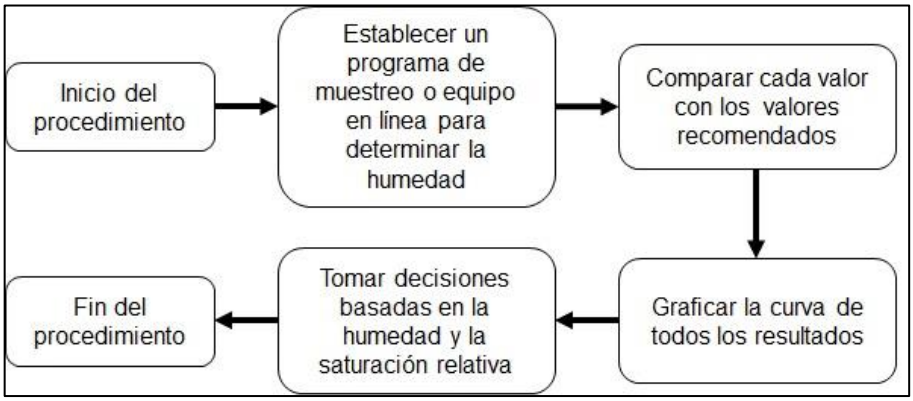
Fuente: elaboración propia.

Ecuación 1 Cálculo de la saturación del líquido aislante

$$\%\ de\ Saturación = \frac{ppm\ de\ agua\ del\ líquido\ aislante}{ppm\ de\ agua\ del\ líquido\ aislante\ saturado} * 100\ \%$$

A pesar de todos los cambios y variaciones que se puede tener en el porcentaje de saturación y en las partes por millón de humedad, existen valores máximos esperados en los transformadores. De acuerdo a la Tabla VI, se observan los valores máximos esperados en transformadores de potencia. Los valores se reflejan en partes por millón, por voltaje máximo y por el estado del líquido aislante, todo esto para distintos tipos de líquido aislante. El contenido de humedad en el transformador de potencia puede afectar otras propiedades del transformador, tal como la rigidez dieléctrica. Como se puede observar, a mayor voltaje es recomendable un menor contenido de humedad.

Figura 17. **Diagrama de flujo para contenido de humedad**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

El contenido de humedad por medio de muestras de líquido aislante requiere más de un único punto de muestreo. La humedad no es constante en un punto y tampoco lo es a lo largo del tiempo. Para considerar válido el análisis se requiere observar la humedad durante un período de tiempo y

establecer una curva de comportamiento; a pesar de esto, el análisis también puede llevarse a cabo, pero no es tan completo como una prueba de respuesta dieléctrica a la frecuencia. El contenido de humedad expresado por el contenido de agua en una muestra de aceite puede servir como una referencia y tiene su propia forma de evaluación. Lo más recomendable sería utilizar un sistema de monitoreo de humedad en línea. En la figura 17, se puede observar el procedimiento para evaluar el contenido de humedad.

2.2.8. Furanos

Los furanos están íntimamente relacionados al estado y la condición del aislamiento sólido de los transformadores, a medida que se presentan los furanos se puede determinar un estimado de la vida útil del transformador. La generación de furanos es un proceso normal de la actividad de un transformador, formándose gradualmente con el envejecimiento. Sin embargo, un exceso en la generación de furanos puede determinar un deterioro del aislamiento sólido. Regularmente, la vida útil de un transformador está ligada a su aislamiento sólido, puesto que es el elemento que prácticamente no puede sustituirse.

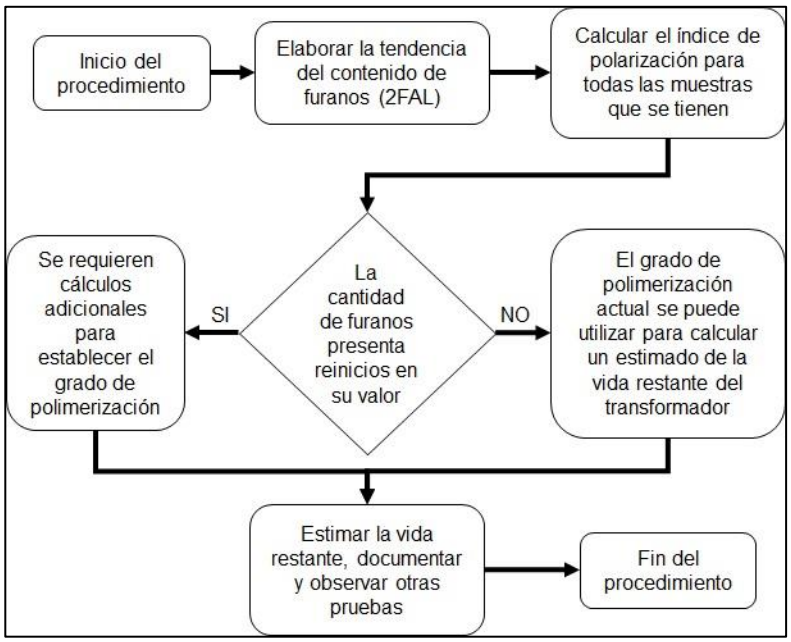
El papel es el mayor material sólido dieléctrico presente en el transformador. El papel es utilizado para envolver los conductores de las bobinas del transformador, siendo impregnado en líquido aislante para mejorar sus propiedades; como barrera o bien como espaciador. El compuesto principal del cual está formado el papel es de celulosa, lo cual compone aproximadamente un 90 % de él. El papel se puede ver afectado por múltiples circunstancias y es importante saber que, si el líquido aislante se encuentra en mal estado puede afectar el aislamiento sólido dañándolo según el inconveniente que presente.

Los tres factores más importantes que degradan la celulosa son: la degradación térmica, la oxidación y la hidrólisis. Cuando el transformador está sujeto a temperaturas mayores a 200 °C, los enlaces entre las moléculas de glucosa comienzan a romperse perdiendo fuerza mecánica. Los subproductos de la degradación térmica son: moléculas libres, humedad, generación de monóxido de carbono, generación de dióxido de carbono y la generación de ácidos orgánicos. La oxidación genera ácidos, que son dañinos para la celulosa; y humedad, que facilita el rompimiento de enlaces del papel. La degradación hidrolítica se da en la presencia de humedad y ácidos orgánicos.

Las moléculas libres de glucosa se degradan en compuestos conocidos como furanos. Existen distintos tipos de furanos, sin embargo, los principales para el análisis son los conocidos como 2-FAL. Estos son los furanos que se mantienen estables en el transformador, además de que los compuestos inestables posteriormente se degradan en 2-FAL. Los furanos 2-FAL son estables a lo largo de los años en el transformador, mientras que los demás se degradan en cuestión de meses. La cantidad de furanos 2-FAL puede brindar una indicación de la condición de papel en términos del grado de polimerización. A medida que la producción de furanos se incrementa se puede observar el envejecimiento del papel.

La principal ventaja con relación a los furanos es que es un subproducto de la degradación del papel, la cual es soluble en líquido aislante pero no es producida por el líquido aislante. Por esta razón, los furanos son de gran utilidad para detectar anomalías relacionadas al papel aislante. Los niveles de furanos se espera que sean estables en su producción, pero el incremento de los mismos puede evidenciar una falla existente o bien un problema prolongado. Los furanos presentan únicamente inconvenientes relacionados al papel, por lo que no pueden utilizarse para realizar diagnósticos relacionados al aceite.

Figura 18. **Diagrama de Flujo para el análisis de furanos**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Uno de los cuidados que se debe de tener con los furanos es que estos pueden desaparecer posterior a realizarse algún tratamiento al aceite. Por lo que es de vital importancia tener la traza de los furanos a lo largo del tiempo, para poder establecer el cálculo correspondiente de la vida útil. Actualmente, no existe un procedimiento establecido para determinar el remanente de vida útil, sin embargo, los cálculos relacionados a los furanos y el grado de polimerización han sido utilizados para realizar una estimación importante de la vida restante. La vida restante se estima en base a la condición del aislamiento sólido, es decir al papel. En la Figura 18, se observa el proceso para el análisis de furanos.

2.2.9. Grado de polimerización

El papel está formado a base de fibras naturales, razón por la que posee gran capacidad mecánica. El grado de polimerización se puede definir como un valor que estima el contenido de cadenas de celulosa en el papel. Para un transformador nuevo puede poseer un grado de polimerización entre 1 000 y 1500, en cambio; para un transformador envejecido, a punto de terminar su vida útil, encontrarse entre 200 y 400. Para el cálculo del grado de polimerización pueden ser utilizadas la Ecuación 2, la Ecuación 3, la Ecuación 4 y la Ecuación 5. Todas estas ecuaciones están tomadas en consideración en la norma IEEE C57. 140-2017. Las ecuaciones requieren el contenido total de furanos 2-FAL (F) en partes por millón (ppm).

- "Grado de polimerización de Chendong

$$Grado\ de\ Polimerización = \frac{1.\ 51 - Log_{10}(F)}{0{,}0035} \quad \text{[Ec. 2]}$$

- Grado de Polimerización de DePablo

$$Grado\ de\ Polimerización = \frac{7\ 100}{8{,}88 + F} \quad \text{[Ec. 3]}$$

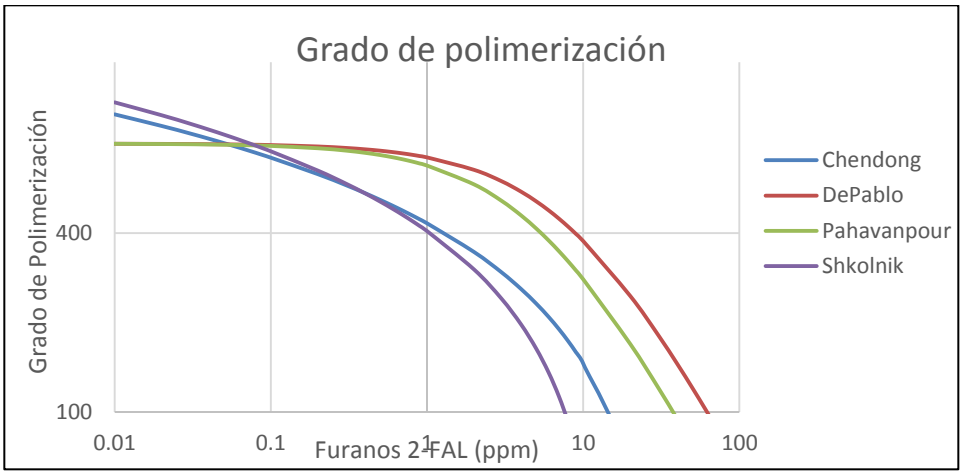
- Grado de Polimerización de Pahavanpour

$$Grado\ de\ Polimerización = \frac{800}{(0{,}186 * F) + 1} \quad \text{[Ec. 4]}$$

- Grado de Polimerización de Shkolnik

$$Grado\ de\ Polimerización = \frac{1,\ 17 - Log_{10}(F)}{0,00288}$$ [Ec. 5]”[2]

Figura 19. **Grado de polimerización según distintas fórmulas**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura 19, se tienen las distintas formas de calcular el grado de polimerización.

Cabe resaltar que las fórmulas de Shkolnik y DePablo están mayormente orientadas para transformadores con papel normal, mientras que las fórmulas de Chendong y Pahavanpour toman en consideración los papeles termoestabilizados (generan menor cantidad de furanos). Otro aspecto importante al tener en cuenta las fórmulas de Pahavanpour y DePablo es que el máximo valor posible para el grado de polimerización es de 800, a diferencia de los otros modelos que presentan un valor muchísimo mayor.

El grado de polimerización del papel varia longitudinal y radialmente, existiendo puntos más fuertes y débiles dependiendo de los esfuerzos a los que se ha sometido. [3]

[2] The Instittute Electrical and Electronics Engineers, Inc., IEEE. *Guide for Evaluation and Reconditioning of liquid immersed power transformers*. p. 30.

[3] Ibid. p. 33.

Cabe resaltar que la estimación de la vida restante se basa en estudios realizados al papel aislante y la experiencia que se ha obtenido con múltiples fallas durante más de media década. La estimación corresponde a que un valor de 1 200 en el grado de polimerización corresponde a un transformador y un valor de 200 corresponde a un transformador que debe de retirarse de servicio. El valor de 200 en el grado de polimerización puede variar dependiendo del usuario o dueño del transformador y el riesgo que corresponde asumir la falla definitiva del transformador.

2.3. Pruebas eléctricas

Las pruebas eléctricas buscan establecer las condiciones eléctricas del líquido aislante, por medio de una prueba donde el líquido aislante sea estresado. Regularmente, es aplicado un voltaje considerable que revele las características propias del líquido aislante. La importancia de las pruebas eléctricas es que estas pueden llevar a una mayor investigación de las pruebas químicas, buscando el origen del cambio en las propiedades eléctricas. Cabe resaltar, que los cambios en las propiedades eléctricas se pueden deber a cambios en las propiedades fisicoquímicas.

2.3.1. Rigidez dieléctrica

La prueba de rigidez dieléctrica mide el voltaje promedio al cual se produce una ruptura en el aislante líquido. La prueba consiste en la extracción de una muestra de aceite la cual cubra por completo los electrodos. Los electrodos se colocan a distancias determinadas por la norma bajo la cual se aplique, cabe resaltar que cada norma consta de electrodos especiales para la norma. Esta prueba es de vital importancia por que cubre la capacidad dieléctrica del líquido aislante a los esfuerzos eléctricos.

Tabla VII. **Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D1816 a 1mm**

ASTM D1816 - 1mm				
Estado del Líquido Aislante	Voltaje (kV)	Aceite mineral	LFH	Ester Natural
Nuevo	≤ 34, 5	25	20	25
	>34, 5		25	
	≤69		-	
	69 < y < 230	30		30
	230 < y < 340	32		32
	≥ 340	35		35
En servicio	≤69	23	23	23
	69 < y < 230	28		28
	≥ 230	30		30

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D1816 a 2mm**

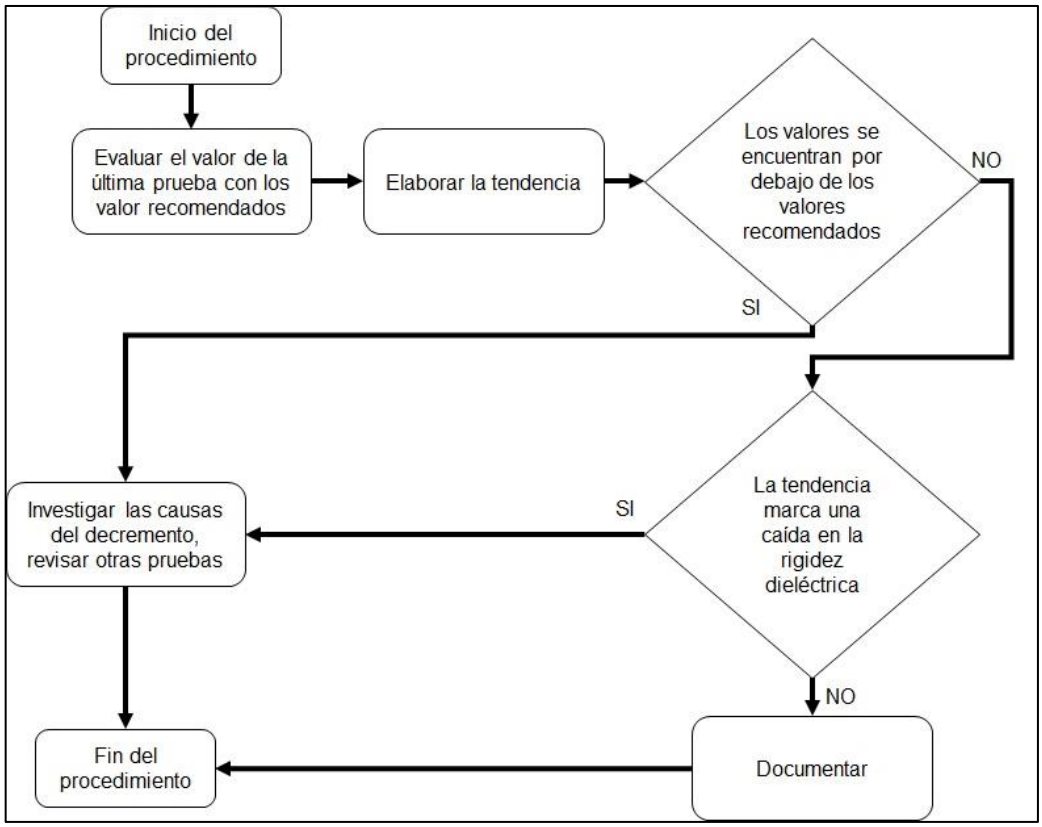
ASTM D1816 - 2mm				
Estado del líquido aislante	Voltaje (kV)	Aceite mineral	LFH	Ester natural
Nuevo	≤ 34, 5	45	40	45
	>34, 5		50	
	≤69		-	
	69 < y < 230	52		52
	230 ≤ y < 340	55		55
	≥ 340	60		60
En servicio	≤69	40	34	40
	69 < y < 230	47		47
	≥ 230	50		50

Fuente: elaboración propia.

Existen aspectos que pueden hacer variar el voltaje de ruptura, ya que el líquido aislante se puede ver contaminado por distintas sustancias. La humedad, o bien, la saturación del aceite pueden hacer variar el voltaje de

ruptura. Otros compuestos suspendidos en el líquido aislante pueden alterar el valor de voltaje de ruptura. Sin embargo, el mismo deterioro del aceite puede hacer caer sus propiedades por envejecimiento normal. En la Tabla VII, la Tabla VIII y la Tabla IX; se encuentran los valores recomendados para los distintos líquidos aislantes, de acuerdo a la normal a aplicar.

Figura 20. **Diagrama de flujo para la rigidez dieléctrica**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Tabla IX. **Valores de voltaje de ruptura según la ASTM D877**

ASTM D877		
Estado del líquido aislante	LFH	Silicón
Nuevo	30	30
En servicio	24	25

Fuente: elaboración propia.

La primera forma de evaluar la rigidez dieléctrica es observando si se superan los límites establecidos. Posteriormente, debe de evaluarse la tendencia para determinar si está se encuentra decayendo e investigar las causas que lo conllevaron. La implicación con otras pruebas puede ayudar a determinar las causas del decremento en la rigidez dieléctrica. En la Figura 20, se puede observar el procedimiento que se puede aplicar para evaluar la rigidez dieléctrica en un transformador de potencia.

2.4. Resumen de pruebas físicas

Como se puede observar en la Tabla X, se deja un resumen de las pruebas físicas que tienen valores establecidos recomendados. Para las tablas que contienen muchos datos se deja la referencia de donde se encuentra la tabla principal. Muchas de las pruebas o propiedades que se enumeran no forman parte de un protocolo de pruebas de equipos en servicio, sino más bien valores esperados cuando el líquido aislante es nuevo. Estos son valores recomendados y que el líquido aislante supere estos valores no quiere decir que el líquido aislante deba ser sustituido, pero si se recomienda que sea monitoreado.

Tabla X. **Resumen de pruebas físicas**

Pruebas físicas							
Punto de anilina	Aceite mineral nuevo > 63 °C						
Color	Nuevo 0 a 0,5	Bueno 0, 5 a 1	Envejecido 1 a 2,5	Marginal 2,5 a 4,0	Malo 4,0 a 5,5	Severo 5,5 a 7	Malo 7 a 8, 5
Punto de inflamación	Aceite Mineral Nuevo > 145 °C						
Tensión interfacial	De acuerdo a la Tabla III, pág. No. 67						
Densidad relativa	Aceite Mineral < 0,91						
Viscosidad	Para el aceite mineral 3 mm^2/s a 100 °C 11 mm^2/s a 40 °C y 76 mm^2/s a 0 °C						

Fuente: elaboración propia.

2.5. Resumen de pruebas químicas

Como se puede observar en la Tabla XI, se deja un resumen de las pruebas químicas que tienen valores establecidos recomendados. Para las tablas que contienen muchos datos se deja la referencia de donde se encuentra la tabla principal. Estos son valores recomendados y que el líquido aislante supere estos valores no quiere decir que el líquido aislante deba ser sustituido, pero si se recomienda que sea monitoreado. Los hallazgos encontrados en las

pruebas químicas deben de tomar en consideración el mantenimiento correspondiente para el aislamiento líquido.

Tabla XI. **Resumen de pruebas químicas**

Pruebas Químicas	
Contenido de PCB	En el aceite mineral < 50 ppm
Número de Neutralización	De acuerdo a la Tabla IV, Pág. No. 74
Condición de Lodos	En transformadores con aceite regenerado se recomienda menos del 0,3 % del peso
Contenido de Inhibidor	Se recomienda no tener menos del 0,08 %
Azufre Corrosivo	De acuerdo a la Figura 15, Pág No. 81
Contenido de Humedad	De acuerdo a la Tabla VI, Pág No. 86

Fuente: elaboración propia.

3. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tomando en consideración la importancia de los transformadores en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, además del elevado costo que supondría reemplazar una unidad, a lo largo de los años se realizan estudios para poder determinar el estado de los transformadores de potencia. Además del elevado costo de cada uno, estos son elaborados bajo pedido y puede llevarse un largo tiempo la elaboración y el transporte del mismo. Por esta razón se debe de buscar mantener de la mejor manera los transformadores presentes en el campo.

Por lo regular, los transformadores de potencia pueden tener dos tipos de pruebas que se ejecutan las cuales son: pruebas en fábrica y pruebas en campo. Las pruebas en fábrica buscan certificar que el transformador se manufacturo de buena manera y brindar la certeza de que el transformador puede ponerse en operación. Las pruebas en fábrica, pruebas en campo previo a la energización, o bien las primeras pruebas posteriores a una desenergización pueden utilizarse como pruebas de referencia para las pruebas que se realicen en un futuro en el transformador. Las pruebas en campo son pruebas que se realizan en el sitio donde el equipo se encuentra, estas regularmente se realizan periódicamente y buscan evaluar el estado del transformador.

Para evaluar el estado de los transformadores de potencia, se debe recurrir a pruebas que pudieran establecer la condición de manera confiable y sin dañar el transformador. Por lo regular, las pruebas que se realizan a los

transformadores de potencia buscan determinar que una determinada parte, una determinada característica o una determinada propiedad del transformador se encuentre apta para su correcta operación. Sin embargo, cuando ocurre una falla que pudo afectar el transformador también se realiza está medición para poder saber si la falla tuvo incidencia en el interior del transformador. En algunos casos el transformador podría no observar ninguna de sus propiedades afectadas, o bien que la falla imposibilite la vuelta en operación del transformador ya que sería riesgoso para su operación.

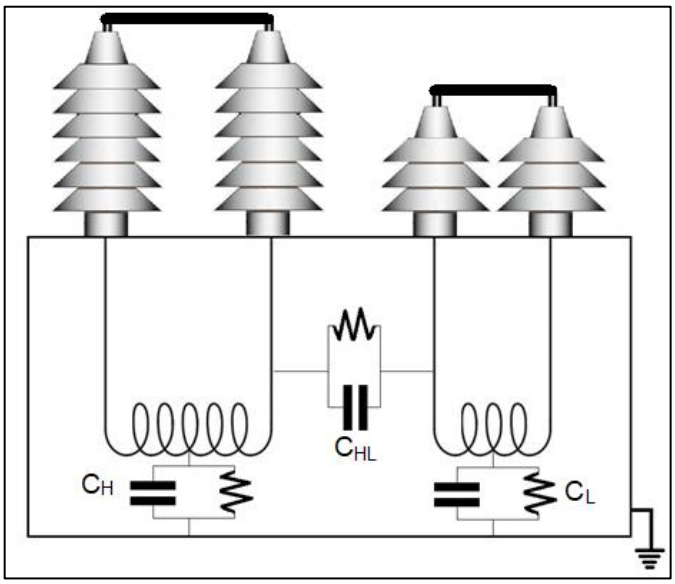
Las pruebas eléctricas son útiles también para llevar un historial del transformador en todos sus aspectos, los límites de aceptación por lo regular son límites aceptables. Sin embargo, los historiales y las tendencias de las pruebas nos pueden dar una mejor comprensión de los elementos que son evaluados. En base a las tendencias se puede observar si el sistema de aislamiento pudo contaminarse durante un período de tiempo, si existe algún incremento en la resistencia de los devanados de potencia o incluso determinar si se realizó un mantenimiento al transformador. Regularmente los elementos tienden a deteriorarse, sin embargo, un cambio brusco en la tendencia puede presentar algún problema o anomalía que a futuro podría representar un riesgo mucho mayor.

Para comprender mejor el tema de las pruebas, a continuación, se estará ampliando la información para cada una de las pruebas que se pueden realizar en los transformadores de potencia. Para las pruebas que existan criterios definidos de evaluación se presentarán los mismos o bien se brindará una guía para facilitar la comprensión del análisis de las mismas. Al final del capítulo se encontrará un resumen el cual busca establecer los criterios de evaluación.

3.1. Factor de potencia, factor de disipación y capacitancia

Para comprender la aplicación de la prueba de factor de potencia, factor de disipación y capacitancia se debe conocer un poco de la estructura interna o tener una representación equivalente. Por lo que, para obtener esta representación equivalente, debemos de tomar en cuenta los elementos que componen el transformador. En el interior del transformador tenemos elementos conductivos, los cuales se encargan de trasladar la corriente a través de rumbos deseados, y los aislantes, los cuales se encargan de restringir el paso de la corriente en rumbos no deseados. Dado que para la aplicación de esta prueba las terminales o bornas del transformador son cortocircuitados, buscándose cortocircuitar el devanado, todo el devanado tiene un mismo nivel de tensión o voltaje.

Figura 21. **Diagrama eléctrico equivalente de un transformador monofásico de dos devanados**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Los devanados están formados por un elemento conductor, mientras que los elementos intermedios entre los devanados representan un medio aislante. Por lo que, al ser inyectados voltajes distintos en ambos devanados y haber un medio o dieléctrico entre ambos, podemos hacer la equivalencia con un capacitor. Un capacitor está formado por dos láminas o placas separadas por un material dieléctrico. De esta forma se puede determinar un capacitor, sin embargo, en un transformador de dos devanados se tienen tres capacitancias ya que se debe de contar la cuba del transformador.

Para completar el equivalente del transformador, debemos de mencionar que no existen elementos ideales, por lo que siempre se encuentran pérdidas en el transformador. Estas pérdidas se pueden representar como una resistencia en paralelo con los capacitores antes mencionados. De esta forma podemos completar el diagrama dieléctrico equivalente del transformador, tal como se observa en la Figura 21 donde se representa el diagrama dieléctrico equivalente de un transformador monofásico de dos devanados. Para el caso de un transformador monofásico de tres devanados, se tendrían mayor cantidad de capacitores y resistencias, dado que la combinación es entre cada par de devanados y de cada devanado a la cuba.

3.1.1. Modos de prueba

Los equipos que se utilizan para medir el factor de disipación cuentas con modos de prueba para facilitar las conexiones al operador de los equipos. Existen dos modos básicos de prueba, sin embargo, se han añadido mejoras a estos modos de prueba algunas mejoras para obtener mejores mediciones. Los modos básicos de prueba corresponden a elementos aterrizados (GST) y elementos no aterrizados (UST), estos modos de prueba permiten la medición separada de los elementos del sistema de aislamiento.

3.1.1.1. Prueba de espécimen aterrizado (GST)

La configuración GST permite la obtención de datos del elemento que se energiza con respecto a los elementos que se encuentran aterrizados. La corriente total que fluye hacia la tierra es medida por el circuito del equipo de prueba. Por ejemplo, si en un transformador como el de la Figura 21 colocamos la terminal de alto voltaje en el devanado primario con la configuración GST y colocando las terminales de bajo voltaje en el devanado secundario y tierra, ambos estando aterrizados, la lectura que se obtiene es la de CH + CHL.

3.1.1.2. Prueba de espécimen No aterrizado (UST)

La configuración UST permite la obtención de datos del elemento o elementos que no se encuentran aterrizados. La corriente medida es la que fluye de la fuente de alta tensión hacia la terminal de baja tensión que no se encuentra aterrizada, cabe resaltar que para esto no debe de aterrizarse el elemento que se quiere medir. Por ejemplo, si en el transformador de la Figura 21 colocamos la terminal de alto voltaje en el devanado primario con la configuración UST y colocamos la terminal de bajo voltaje en el devanado secundario, se estaría obteniendo únicamente la medición correspondiente al valor para CHL.

3.1.1.3. Prueba de espécimen aterrizado con elemento de guarda (GSTg)

En los elementos de medición existen modos de prueba que permiten obviar la medición de algún elemento, como se observó en la medición GST con respecto a la Figura 21 estamos midiendo dos elementos, pero la medición GSTg permite obviar la medición de CHL. Para realizar esto, el devanado

secundario debe ser el que se guarda, De esta manera, se completa la medición de las tres opciones que se tiene para un transformador de dos devanados.

3.1.2. Factor de potencia y factor de disipación

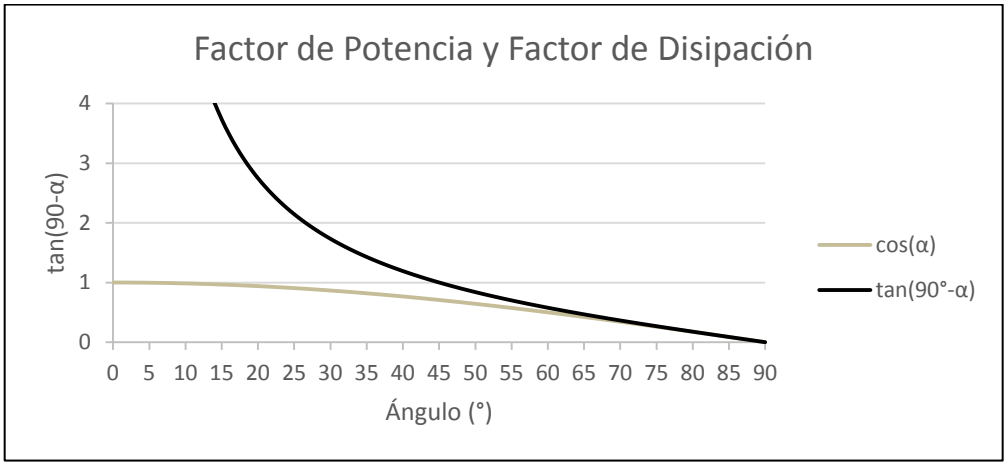
Esta prueba regularmente se le llama factor de potencia o factor de disipación, pero hay que entender algo muy importante, factor de potencia y factor de disipación son aspectos diferentes. El factor de potencia establece la relación entre la potencia resistiva y la potencia total consumida, mientras que el factor de disipación establece la relación entre la potencia resistiva y la potencia reactiva.

En un transformador, debido a la estructura que tiene mezclando partes conductoras con partes aislantes, la combinación de estos elementos es la que nos da un valor de factor de potencia y factor de disipación. Sin embargo, ya que los conductores presentan pérdidas pequeñas y que los aislantes representan una fuerte resistencia al flujo de corriente, el transformador se asemeja fácilmente a una carga capacitiva. Se considera una carga capacitiva ya que el aspecto de los aislantes es el que domina, pero no es una carga puramente capacitiva.

Como se puede observar en la Figura 22, podemos observar la relación que existe entre el factor de potencia y el factor de disipación con relación al desfase que hay entre la corriente y el voltaje. La relación que queremos observar se encuentra entre los 70 grados y los 90 grados. Como se puede observar en la región antes mencionada podemos notar que prácticamente los valores son iguales. Los transformadores regularmente se encuentran muy cercanos a valores menores de 1 %, lo que sería 0,01. Razón por la cual esta

prueba puede recibir cualquier de los dos nombres, ya sea factor de potencia o bien factor de disipación. A esta prueba también se le conoce en algunas ocasiones como tangente-delta.

Figura 22. **Comparación del factor de potencia y el factor de disipación**



Fuente: elaboración propia.

El factor de disipación se ha tomado como uno de los criterios fundamentales para evaluar la condición general de un transformador, la prueba de la capacitancia en corriente alterna es realizada junto al factor de disipación considerando que está se encuentra inmersa en el factor de disipación. Estas dos condiciones (factor de disipación y capacitancia) deben evaluarse en conjunto para asegurar que la condición del asilamiento se apropiadamente diagnosticada.

El factor de disipación en los transformadores de potencia puede ayudar a determinar el nivel de contaminación en el sistema de aislamiento o si existe la posibilidad de daño mecánico en el transformador debido a estrés mecánico en los devanados. El factor de disipación es uno de los métodos característicos

para determinar la humedad, la humedad distorsiona el factor de disipación. La distorsión del factor de disipación se puede comprender desde la ejemplificación de un capacitor con un vacío o agujero en el medio dieléctrico. El factor de disipación se puede ver afectado por la contaminación y las bornas del transformador. La capacitancia se puede ver afectada por los movimientos en los devanados basándose en el cambio de la geometría de la capacitancia formada.

3.1.3. Capacitancia

Los factores que pueden afectar la medición de la capacitancia son los siguientes: la constante dieléctrica, el área del cátodo o el ánodo y la distancia entre las placas del capacitor que puede representar el sistema de aislamiento. Para el caso de la constante dieléctrica esta se puede descartar salvo que exista un cambio significativo en la composición del aislamiento. La capacitancia depende de la configuración física entre las placas (devanados o devanado-cuba) y el material aislante. Los cambios en los valores de la capacitancia pueden estar sujetos al deterioro, a la contaminación o al daño físico que pueda tener el aislamiento. La causa principal de los cambios en la capacitancia es la distancia entre las placas en un elemento capacitivo.

Para la medición de la capacitancia, se hace necesario el realizar una prueba inicial que sirva como referencia para las siguientes pruebas. La primera prueba sirve como referencia para las demás y se toma como el punto de partida para el diagnóstico de la capacitancia. Cabe resaltar que las condiciones deben ser consistentes para poder dar validez del análisis realizado. Las bornas del transformador y las condiciones de contaminación de las mismas pueden afectar la medición.

3.1.4. Factores ambientales

Para la medición del factor de potencia se hace necesario la toma de los datos ambientales, tales como la temperatura y la humedad en el ambiente. Por lo regular los valores obtenidos se corrigen por medio de un factor para llevarlos al equivalente en 20 °C. La humedad solo es tomada como parámetro para dar validez a la medición ya que el ambiente no debe presentar exceso de humedad. La humedad también puede utilizarse para futuras mediciones.

3.1.5. Análisis de resultados del factor de disipación y la capacitancia

Cabe resaltar que la evaluación con valores obtenidos con anterioridad es una de las mejores formas de evaluar, ya que en la mejor de las condiciones los valores obtenidos deberían ser los mismos o aproximadamente los mismos indicando que no existieron cambios. Sin embargo, con el paso de los años y el avance en el análisis se han logrado establecer valores que correspondan a la evaluación de las condiciones del aislamiento. En la Tabla XII se encuentra un resumen de valores con los cuales se pueden analizar los resultados obtenidos.

Tabla XII. **Valores de factor de disipación y capacitancia**

Medición	Valores óptimos	Valores cuestionables	Valores riesgosos
Factor de disipación (20 °C)	< 0,5 %	0,5 % < > 1,0 %	> 1,0 %
Capacitancia	< 5 %	5 % < > 10 %	> 10 %

Fuente: elaboración propia.

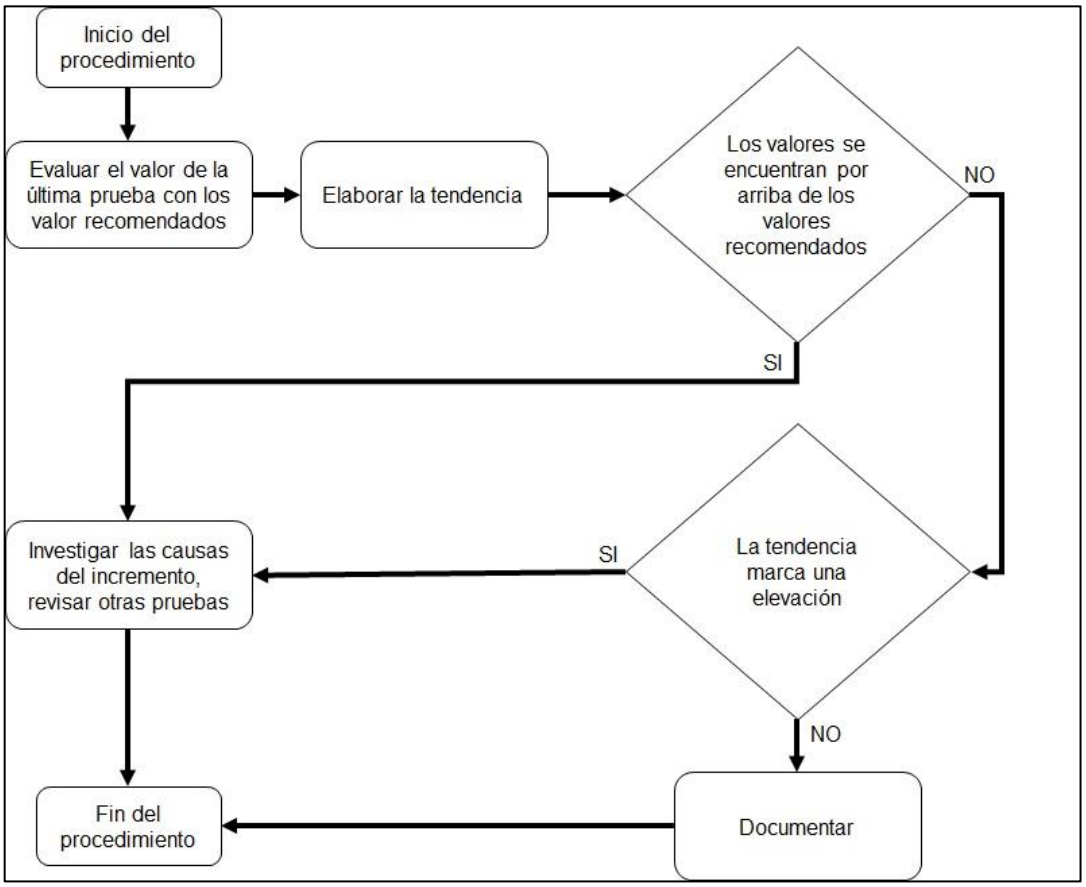
Para el factor de disipación a 20 °C podemos tomar como un valor ideal el obtener un valor menor a 0,5 %, entre 0,5 % y 1 % se debe de observar la edad del transformador en cuestión y poder justificar la razón por la cual el transformador sobrepasa el límite ideal. En los casos en los que los transformadores tengan una edad considerable, se puede asumir que el sistema de aislamiento se ha deteriorado por el tiempo de operación que tiene. Para valores mayores a 1 %, se hace necesario determinar la causa del valor medido e incluso considerar que el transformador no vuelva en operación.

Las malas condiciones del sistema de aislamiento pueden provocar una falla no deseada, que a su vez puede causar daños irreparables tanto en la estructura como en el sistema de aislamiento del transformador. Para los valores cuestionables se recomienda el determinar la causa de que los valores no sean óptimos. Para verificación se pueden utilizar otras pruebas como la respuesta dieléctrica a la frecuencia o bien una prueba para determinar la cantidad de humedad en el transformador. Para corroborar las condiciones del factor de potencia se puede monitorear las condiciones del sistema de aislamiento para determinar si existe algún elemento que se haya deteriorado o contaminado.

Para la capacitancia los resultados no deberían de sobrepasar el 5 % de variación con relación a la prueba de referencia, siendo este límite aceptable. Entre 5 % y 10 % se debe de realizar una investigación y definir las condiciones que provocaron la variación. Para valores mayores al 10 % no se recomienda el poner en servicio al transformador de potencia en cuestión. Para llevar a cabo alguna verificación con relación a los valores de capacitancia se deben de tomar en cuenta pruebas como: SFRA, relación de transformación o impedancia de cortocircuito.

La primera forma es la evaluación en base a los límites permitidos y posteriormente la tendencia puede revelar mayor información del estado del líquido aislante o la degradación que presenta en el tiempo. En la Figura 23, podemos observar el diagrama de flujo para la evaluación del factor de potencia en el líquido aislante. La comparación con otras pruebas es vital para comprender las causas del deterioro del líquido aislante. El procedimiento puede aplicarse de la misma forma a la capacitancia.

Figura 23. **Diagrama de flujo para la evaluación del factor de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

3.1.6. Factor de disipación del líquido aislante

Tomando en consideración, que el sistema de aislamiento de un transformador de potencia se encuentra formado por papel y algún elemento dieléctrico, el principal medio dieléctrico es el aceite mineral, se puede realizar una prueba de factor de disipación al líquido aislante. Esto por lo regular se recomienda para determinar la cantidad de contaminación o deterioro del líquido aislante únicamente, también puede realizarse la prueba de factor de disipación para tener la confianza de que el líquido aislante tenga las características adecuadas para su uso en un transformador de potencia.

Tabla XIII. **Valores de factor de disipación en aceite mineral**

Líquido aislante	Voltaje (kV)	Límites ideales	Límites aceptables	Límites no aceptables
Aceite mineral	< 230	< 0,5 %	0,5 % < > 1,0 %	> 1,0 %
Aceite mineral	≥ 230	< 0,4 %	0,4 % < > 1,0 %	> 1,0 %

Fuente: elaboración propia.

Cabe resaltar que los resultados de la tabla XIII son muy parecidos a los resultados de la Tabla XII, considerando que el aceite mineral es parte del sistema de aislamiento de un transformador de potencia. Nótese también que a medida que se incrementa el voltaje se hace necesario que los límites sean más rigurosos. Las pruebas de factor de disipación se suelen realizar tomando una muestra de aceite, la cual es evaluada por medio de la inyección de un voltaje en una estructura dimensionada para tal prueba. Para el éster natural regularmente se desea tener un valor menor al 1 % lo cual se considera que se encuentra en condiciones aceptables.

3.2. Resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento es realizada para determinar la resistencia del asilamiento de devanados individuales con respecto a tierra o contra otro devanado. Entre las recomendaciones para realizar la práctica se encuentran: aterrizar la cuba, aterrizar el núcleo y cortocircuitar las terminales de cada devanado. Los devanados no deben quedarse flotando para la medición de resistencia de aislamiento, además los terminales que se encuentren sólidamente aterrizados a tierra deben desconectarse de la tierra. De no ser posible retirar la conexión a tierra, no se puede medir la resistencia de aislamiento en ese devanado.

Los resultados de la resistencia de aislamiento generalmente requieren interpretación adicional, ya que el valor de la resistencia depende de la construcción, el tipo de aislante líquido, la contaminación y la humedad presente en el aislante. La mejor comparación que puede realizarse es con las pruebas realizadas en fábrica, en lugar de buscar valores específicos de resistencia. Esta medición se puede ver afectada por la temperatura del aislante líquido y los devanados, ya que por lo regular a mayor temperatura se tiene una menor resistencia de aislamiento. Un valor muy bajo en la resistencia de aislamiento indica un devanado aterrizado, un corto entre devanados o rastros pesados de carbón.

3.2.1. Índice de polarización

El índice de polarización es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a los 10 minutos y la que se tiene a 1 minuto. La corriente total originada cuando se aplica un voltaje constante está compuesta por estos tres componentes:

- La corriente de carga: debido al elemento capacitivo presente en el transformador de potencia, al inicio se tiene una elevada carga como la observada en la carga de los capacitores.

- Corriente de absorción: esta se da debido a la carga molecular que cambia en el aislamiento, esta corriente decae a cero de forma lenta. Esta carga se debe a la orientación de la carga.

- Corriente de fuga: esta es la verdadera corriente de conducción, posterior a que se pierde la componente de carga y absorción. Puede que se tenga una componente debido a la fuga a través de la superficie, especialmente cuando está sucia.

Tabla XIV. **Valores de Índice de polarización según la norma IEEE C57, 152-2013**

Valores de Índice de Polarización	Diagnóstico
< 1	Peligroso
1 a 1, 1	Pobre
1,1 a 1, 25	Cuestionable
1, 25 a 2	Aceptable
> 2	Bueno

Fuente: elaboración propia.

Los valores recomendados para el índice de polarización se encuentran en la tabla XIV. Regularmente, se utiliza el índice de polarización como referencia principal, sin embargo, también se puede hacer una evaluación sencilla tomando que como mínimo se deberá de tener una resistencia de 1MΩ por cada 1000 V. Algunos factores que se deben tomar en cuenta son que la corriente de fuga se incrementa a mayor razón con la humedad presente, en

comparación con la corriente de absorción, las lecturas de megaohms no incrementan con el tiempo; tan rápido como el aislamiento en condiciones deterioradas en comparación con el aislamiento en buenas condiciones. Esto resulta en una menor lectura del índice de polarización.

3.2.2. Resistencia de aislamiento del núcleo y prueba de conexiones a tierra involuntarias

Para el caso en que se produzca una conexión a tierra involuntaria cuando el transformador se encuentra en operación, una corriente circulante puede formarse en el núcleo. La magnitud de la corriente circulante es inversamente proporcional a la resistencia del camino por el que circule la corriente. Tomando en consideración que la resistencia podría ser muy baja, la corriente podría ser muy alta, de mantenerse esta situación el núcleo podría dañarse severamente. El calor producido por esta situación puede generar grandes cantidades de etileno y en condiciones severas, cantidades de acetileno.

Las consecuencias de una conexión a tierra involuntaria pueden resultar en la destrucción parcial o total del aislamiento de los devanados, pudiendo ocasionar la falla del transformador. Para la operación adecuada del sistema de aislamiento del núcleo, primero se debe determinar la existencia de alguna conexión a tierra involuntaria. Posteriormente al descartarse la existencia de alguna tierra involuntaria, la resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida. La resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida para determinar si es la adecuada.

La resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida con regularidad, las tendencias son importantes para indicar el grado de deterioro del sistema de aislamiento del núcleo. Esta prueba deber realizarse antes de colocar la unidad

en servicio y después de modificaciones en el transformador que puedan modificar la integridad del aislamiento del núcleo. Esta prueba también puede llevarse a cabo posteriormente a un incremento en el etileno o acetileno por medio de una cromatografía de gases. Para esta prueba el voltaje no debe de exceder los 1 000 voltios.

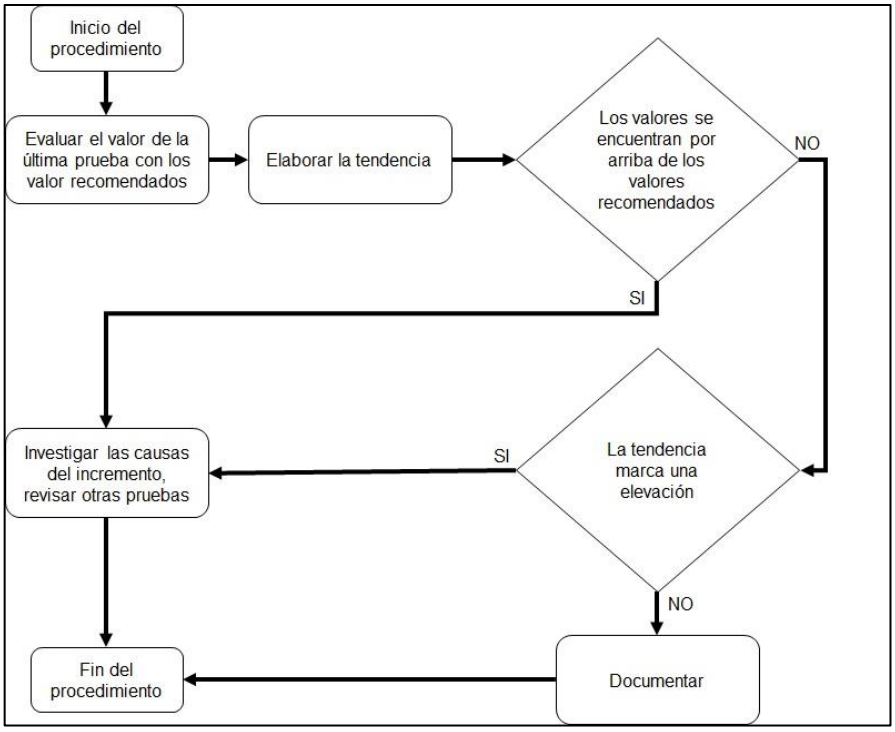
Tabla XV. **Valores de resistencia de aislamiento del núcleo**

Condiciones del Transformador	Resistencia de Aislamiento (MΩ)	Condición del aislamiento
Nuevo	> 500	El fabricante debe ser consultado por valores menores a 500 MΩ para determinar el curso de acción.
En servicio	>100	Normal
	10 a 100	Indica deterioro en el sistema de aislamiento
	<10	Necesita mayor investigación

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la Tabla XV podemos observar los límites para determinar la condición de la resistencia de aislamiento en el núcleo de un transformador de potencia. A medida que la resistencia de aislamiento se deteriora esta empieza a disminuir su valor, tomando en consideración que el voltaje máximo se mantiene constante, la corriente aumenta. Estos límites representan valores de referencia, sin embargo, no es recomendable su utilización para el diagnóstico. Los valores presentados pueden utilizarse como los valores esperados al realizarse una prueba de resistencia de aislamiento.

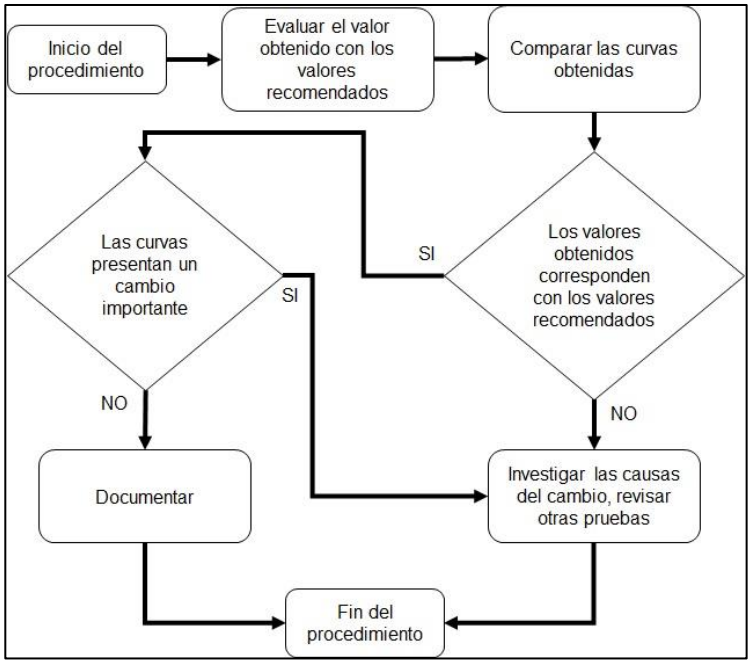
Figura 24. **Diagrama de flujo para la evaluar la resistencia de aislamiento**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La evaluación de la resistencia del aislamiento conlleva el cálculo del índice de polarización que es la forma principal de evaluar la resistencia del aislamiento. El índice de polarización debe de evaluarse y tomar acciones en caso de que los resultados hayan variado de una forma considerable. Posteriormente, la evaluación debe de ser de las curvas que se tienen de pruebas de la resistencia del aislamiento. Por lo que la comparación de curvas es útil para determinar la variación que existe. En la figura 24 se observa la forma en cómo debe de evaluarse la resistencia de aislamiento. Cuando se sospeche de cambios, es recomendable revisar otras pruebas. En la figura 25, se observa la forma de evaluar la resistencia de aislamiento del núcleo.

Figura 25. **Diagrama de flujo para la evaluar la resistencia de aislamiento del núcleo**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

3.3. FRA (análisis de la respuesta a la frecuencia)

El análisis de la respuesta a la frecuencia es una técnica de diagnóstico para detectar el cambio geométrico de las características internas del transformador. La medición produce una función de transferencia de elementos resistivos, capacitivos e inductivos que representan la geometría mecánica del transformador. Los cambios o daños mecánicos presentes en el transformador pueden ser el resultado de varios tipos de esfuerzos mecánicos o eléctricos, estos pueden ser: daños en el transporte, fuerzas sísmicas, pérdida de presión o ajuste de los devanados, fuerzas de cortocircuito, entre otros. La medición se

realiza en un amplio rango de frecuencia, y resulta de comparar con la huella o diagnóstico inicial del transformador.

3.3.1. Tipo de Mediciones

La prueba del análisis de la respuesta a la frecuencia puede realizarse de distintas maneras. Estas mediciones corresponden a otras pruebas homologas y que se enfocan para enfatizar aspectos del transformador. Estas mediciones son: medición de circuito abierto, medición de cortocircuito, medición de capacitancia entre devanados y medición de inductancia entre devanados.

3.3.1.1. Medición de circuito abierto

La medición de circuito abierto se realiza de la terminal de un devanado a la terminal de otro, con todas las terminales flotando. Esta medición está fuertemente influenciada por las propiedades del núcleo a la frecuencia de operación nominal. La medición puede complementarse con la prueba de corriente de excitación, esto se realiza para determinar modos de falla que afecten el circuito magnético del transformador.

3.3.1.2. Medición de cortocircuito

La medición de cortocircuito se realiza de la terminal del devanado de alto voltaje hacia el devanado de bajo voltaje mientras este se encuentra cortocircuitado. Cualquier conexión neutral no debe ser incluida en el proceso de cortocircuito. La prueba de cortocircuito aísla la impedancia del devanado de las propiedades a la frecuencia de operación. Esta prueba puede entregar resultados similares, que pueden ser comparables, con los diagnósticos de la reactancia de dispersión y la medición de resistencia de los devanados.

3.3.1.3. Medición de capacitancia entre devanados

La medición de capacitancia entre devanados se realiza entre dos devanados eléctricamente aislados. La capacitancia entre devanados se hace de un devanado y midiendo la señal a través del otro devanado. Esta medición presenta una alta impedancia a bajas frecuencias y regularmente la impedancia se ve reducida a medida que la frecuencia aumenta.

3.3.1.4. Medición de Inductancia entre Devanados

La medición de inductancia entre devanados se realiza entre dos devanados, donde cada uno de los dos se encuentra aterrizado. Los demás devanados se deben encontrar flotando. La medición de inductancia entre devanados se asemeja a la relación de transformación cuando se encuentra en la frecuencia de operación del transformador.

3.3.2. Posiciones de los Cambiadores de *Taps*

Para las mediciones, es de vital importancia que las posiciones del cambiador de *taps* sean anotadas y que se relacionen a la prueba. Para los cambiadores de *taps* que pueden operar mientras los trasformadores se encuentran energizados se recomienda utilizar la posición más alta del cambiador de *taps*. Para los cambiadores de *taps* que operan con el transformador desenergizado se recomienda utilizar la posición neutral del cambiador de *taps*. Cuando se utiliza la posición neutral se recomienda llegar a esta bajando en las posiciones del cambiador de *taps*.

3.3.3. Consideraciones importantes para el transporte de transformadores de potencia

Para realizar la prueba se hace necesario tener las mismas consideraciones, ya que el objetivo de esta prueba es detectar cambios en la geometría de los devanados. Para el objetivo de transporte de un transformador es recomendable realizar la medición cuando el transformador ya está en condiciones de transporte. Al realizarse la medición en condiciones de transporte se puede realizar la medición en cualquier punto de la ruta, para identificar si ha existido algún cambio.

Siempre será necesario realizar más de una prueba, tomando en cuenta que el transporte puede tener más de una configuración de acuerdo a los distintos medios de transporte utilizados y una prueba para realizarse ya con el transformador armado en sitio, comparando así respecto a fábrica. Para esto se deben tomar consideraciones importantes con relación a los siguientes aspectos:

- Presencia y nivel de aceite.
- Posición de los cambiadores de taps.
- Bornas y su colocación.
- Configuraciones de aterrizaje a tierra.

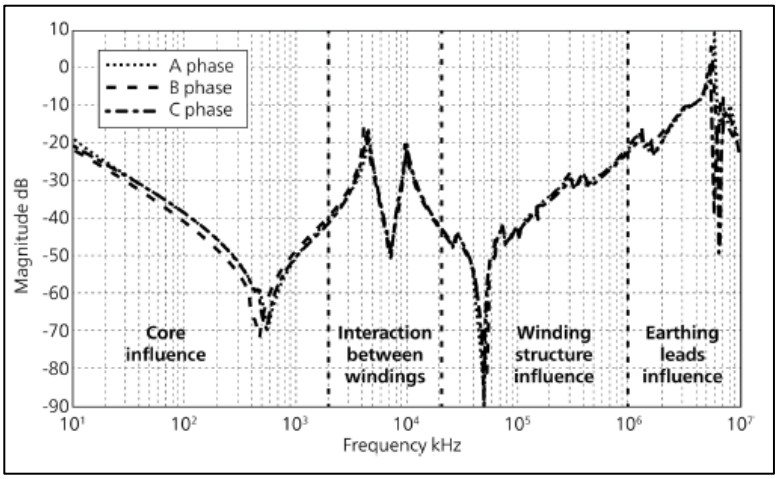
Estos aspectos deben de ser controlados, así como replicados para la correcta realización de las pruebas, tomando en consideración que cualquier cambio puede influir de gran manera. La variación en las condiciones entre dos pruebas, puede representar una falsa alarma de un posible daño mecánico. Por ejemplo, realizar una medición antes de transportar un transformador que

se encuentra lleno de aceite y el mismo transformador sin aceite representaría cierta variación.

3.3.4. Graficas de la respuesta a la frecuencia

La curva de respuesta de la prueba de FRA consiste en una compleja curva que aumenta y decrece en magnitud de decibeles (dB) con respecto a la frecuencia. Esta curva normalmente se encuentra graficada en escala logarítmica La inductancia y la capacitancia se determinan debido a la estructura y la geometría de los devanados. Como se observa en la Figura 26, existen diferentes zonas donde la influencia de la curva se ve caracterizada mayoritariamente por un elemento del transformador. Sin embargo, esta curva puede cambiar para cada transformador dependiendo de la construcción y los materiales de los cuales está elaborado el transformador.

Figura 26. **Curva de respuesta a la frecuencia**



Fuente: The Instittute Electrical and Electronics Engineers, Inc. *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 59.

La primera región se encuentra aproximadamente debajo de los 2 kHz, está región está principalmente influenciada por el núcleo del transformador. En esta región se puede encontrar defectos originados en el núcleo. Esta región está caracterizada por iniciar en los 20 decibeles, posteriormente sufre una caída hasta un mínimo que ocurre cuando existe resonancia entre la inductancia magnética y la capacitancia total del transformador. La segunda región consta del rango de frecuencia entre los 2 kHz y los 20 kHz, en esta región se presentan principalmente los efectos debidos a la interacción de los devanados. Sin embargo, entran en consideración otros aspectos como lo son las conexiones de los transformadores y si se encuentran aterrizados o flotantes.

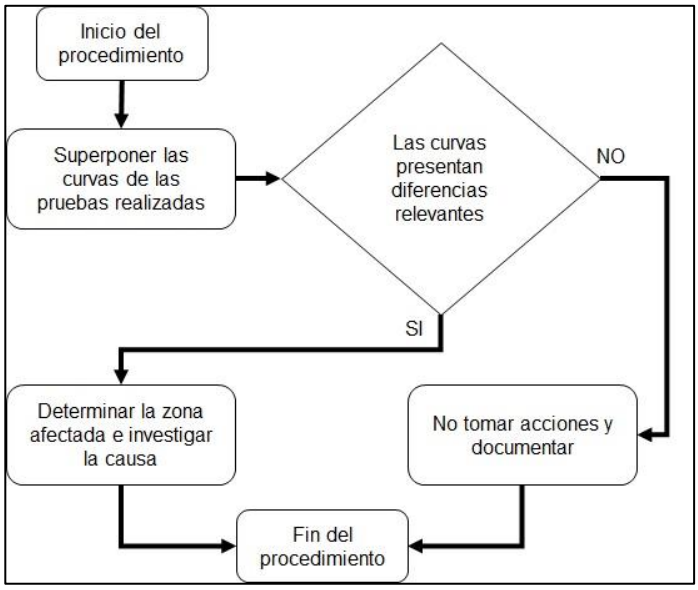
La tercera región consta del rango de frecuencia entre los 20 kHz y 1 MHz, en esta región la estructura geométrica del devanado es la que influye mayormente en la gráfica. Por lo regular esta zona se encuentra menos influenciada por zonas de resonancia, pero si presenta un incremento relacionado a la capacitancia que se presenta por el devanado en esta frecuencia. La cuarta región se encuentra comprendida a partir de 1 MHz, la respuesta de la frecuencia en esta zona se ve influenciada por dos aspectos. El primero, corresponde a los cambiadores de taps y el segundo debido a las conexiones a tierra que posee el transformador.

3.3.5. Evaluación de la respuesta a la frecuencia

Para la evaluación de la respuesta a la frecuencia es recomendable tomar una prueba de referencia dependiendo de la causa de la evaluación. Para los casos en que quiera evaluarse la condición general del transformador, la prueba de referencia que debería de tomarse es la que se realizó cuando el transformador fue instalado en sitio. Sin embargo, si el objetivo de la prueba es

verificar que se transportó y no existieron alteraciones, se debe recurrir a la prueba realizada antes del transporte. Para detectar daño mecánico debido a una falla en el transformador, se recomienda tomar la última prueba realizada en sitio y compararlas buscando variación.

Figura 27. **Diagrama de flujo para la evaluación de la prueba de FRA**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La comparación en condiciones adecuadas, no debe presentar una diferencia importante en la comparación de dos mediciones. Algunas variaciones pueden presentarse debido al deterioro del transformador con el paso de los años. De no contarse con las pruebas necesarias, se puede hacer una comparación entre unidades “hermanas” o bien entre fases. Para el caso de las unidades hermanas se espera resultados similares más no exactos y en el caso de entre fases existe una ligera diferencia entre las fases de los extremos y la fase central de un transformador trifásico. Para transformadores monofásicos el resultado debe ser similar, sin embargo, en un transformador

trifásico se espera que una fase tenga un comportamiento diferente a las otras dos fases.

Para el análisis de las pruebas de SFRA se requiere la superposición de las pruebas de referencia que se tengan, regularmente estas son realizadas previamente a la energización del transformador. La importancia de la superposición de las curvas es la de determinar qué diferencias existen entre una misma prueba, bajo las mismas condiciones, en un momento diferente. Las variaciones o cambios importantes deberán de documentarse e investigarse con algunas otras pruebas adicionales que puedan ayudar a identificar la zona o zonas afectadas. En la Figura 27, se encuentra el procedimiento para la aplicación de pruebas de FRA o SFRA en transformadores de potencia.

3.3.6. Modos de falla comunes

A continuación, se establecen modos de fallas comunes que podrían darse en el transformador. Estos modos de falla por lo regular influyen en la forma de la curva y esta deformación se puede asociar con algún modo de falla en específico. Sin embargo, cada falla es única y puede presentar comportamientos distintos por lo que lo siguiente es únicamente una referencia que puede utilizarse. Para mayor apoyo con el análisis del tipo de falla o el origen de la variación es recomendable consultar con un especialista.

3.3.6.1. Deformación radial de un devanado

La deformación radial de los devanados se da debido a una falla compresiva que produce cambios en la geometría radial de los devanados. Este tipo de deformación se da debido a las fuerzas electromagnéticas debidas

a una alta corriente causada por una falla. Los devanados son sujetos a una compresión radial a lo largo de todo el devanado. Las fuerzas por lo regular se concentran en los devanados interiores.

Para la primera región, comprendida entre los 20 Hz y los 10 kHz, se puede observar una variación en la prueba de cortocircuito; mientras que quizá no se observa variación alguna en la prueba de circuito abierto. En la prueba de circuito abierto no se presenta variación tomando en consideración que esta región representa las características del núcleo. Para la prueba de cortocircuito se puede observar un incremento en la impedancia, en esta región se puede presentar una ligera atenuación. En estos casos se debe a la variación tanto en la componente capacitiva como en la inductiva que se ve alterada por la deformación.

Para la segunda región, comprendida entre los 5 kHz y los 100 kHz, el comportamiento para ambas pruebas es similar. Esta región se ve principalmente afectada por la interacción entre los devanados. Existiendo una deformación radial en los devanados, está región puede presentar nuevos picos o valles de resonancia dependiendo de la severidad de la deformación. Sin embargo, en esta región es difícil identificar un problema en un devanado ya que el efecto de la deformación se puede ver trasladado a otros devanados.

Para la tercera región, comprendida entre los 50 kHz y 1 MHz, el comportamiento de las pruebas de circuito abierto y cortocircuito es similar, esta región se ve fuertemente influenciada por la estructura de los devanados. En esta región, pueden cambiar o generarse nuevos picos o valles de resonancia dependiendo de la severidad de la deformación. El efecto se presentará principalmente en el devanado afectado, pero pueden percibirse rastros en algún otro devanado. Esta es la región crítica para la deformación de

devanados. Para la cuarta región, comprendida en los valores mayores a 1 MHz, regularmente no se observan variaciones exceptuando cuando la deformación es muy severa.

3.3.6.2. Elongación axial de un devanado

El movimiento axial de un devanado incluye dos cambios geométricos en el devanado, el primero se debe al estiramiento que sufre y el segundo es a la reducción del radio por el estiramiento. Las variaciones geométricas debido a este tipo de falla son complejas y difícil de determinar dimensionalmente. Por lo regular, esta falla se caracteriza por la presencia de múltiples resonancias que aparecen a lo largo de la curva.

Para la primera región, comprendida entre los 20 Hz y los 10 kHz, se puede observar una variación en la prueba de cortocircuito; mientras que quizá no se observa variación alguna en la prueba de circuito abierto. En el caso de la prueba de circuito abierto no se presenta una variación en esta zona ya que está representa las características del núcleo. Para la prueba de cortocircuito se puede observar un cambio en la impedancia. La curva para la prueba de cortocircuito puede variar en esta zona al hacer la comparativa entre fases.

Para la segunda región, comprendida entre los 5 kHz y los 100 kHz, el comportamiento para ambas pruebas es similar. La deformación axial es más obvia en esta región. En este caso, pueden variar o presentarse nuevos picos o valles de resonancia dependiendo de la severidad de deformación. Los cambios se observarán mayormente en el devanado que se encuentra afectado, sin embargo, los efectos se pueden ver transferidos a otros devanados.

Para la tercera región, comprendida entre los 50 kHz y 1 MHz, el comportamiento de las pruebas de circuito abierto y cortocircuito es similar. En esta región se pueden observar cambios o presentarse nuevos puntos de resonancia. Los cambios se observarán mayormente en el devanado que se encuentra afectado, sin embargo, los efectos se pueden ver transferidos a otros devanados. Para la cuarta región, comprendida en los valores mayores a 1 MHz, la curva puede comportarse de manera impredecible y presentar distintas variaciones.

3.3.6.3. Movimiento y abultamiento general en los devanados

Este tipo de falla describe el movimiento general de los devanados donde este movimiento puede resultar en la superposición del devanado entre sí. Las causas del movimiento pueden ser debido a varias razones. Generalmente, este tipo de movimiento de los devanados se puede originar debido a altas corrientes o daños en el transporte. Así también, el daño físico podría deberse a actividad sísmica.

Para la primera región, comprendida entre los 20 Hz y los 10 kHz, regularmente no se ve afectada tanto para la prueba de cortocircuito y la de circuito abierto. Para la segunda región, comprendida entre los 5 kHz y los 100 kHz, el comportamiento para ambas pruebas es similar. En esta región es donde se puede observar de mejor manera el abultamiento en los devanados. Los indicadores claves son los picos o valles de resonancia. Dependiendo de la magnitud del movimiento se pueden alterar los picos o valles. Por lo regular los cambios son más obvios en la fase con problemas.

Para la tercera región, comprendida entre los 50 kHz y 1 MHz, regularmente se debería de mantener de la misma manera. Sin embargo, el cambio en la capacitancia podría causar cambios en las resonancias de esta zona. Para la cuarta región, comprendida en los valores mayores a 1 MHz, al igual que en la tercera región el cambio en la capacitancia podría causar cambios en las resonancias de esta zona.

3.3.6.4. Defectos en el núcleo

Los defectos en el núcleo pueden causar cambios en el circuito magnético del transformador. Los defectos en el núcleo pueden ser: láminas quemadas, aterrizamientos involuntarios a tierra y juntas descolocadas. Regularmente, estos problemas generan un cambio en las propiedades del transformador desde geométricas hasta desviaciones de energía. El núcleo es parte vital del transformador ya que es el medio por el cual se traslada el campo magnético.

Para la primera región, comprendida entre los 20 Hz y los 10 kHz, la prueba de cortocircuito no se ve afectada por los defectos del núcleo. Para la prueba de circuito abierto, regularmente en esta zona se afecta la forma de la resonancia primaria del núcleo. En algunos casos los defectos se pueden esconder por efectos de magnetismo residual. Si la prueba de circuito aparece cargada (se ve como la respuesta de la prueba de cortocircuito), esto puede indicar un problema en el núcleo.

Para la segunda región, comprendida entre los 5 kHz y los 100 kHz, las pruebas de cortocircuito y circuito abierto se comportan de forma similar. En esta región pueden cambiar o reducirse nuevos picos o valles de resonancia. Para la tercera región, comprendida entre los 50 kHz y 1 MHz, las pruebas también se comportan similar. Generalmente, esta región no se ve afectada.

Sin embargo, si la falla se debe a una conexión a tierra involuntaria, pueden aparecer cambios en los puntos superiores de resonancia de esta región. Para la cuarta región, en las frecuencias mayores a 1 MHz, si la falla se debe una conexión a tierra involuntaria pueden aparecer cambios en los puntos de resonancia en esta región.

3.4. Reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito

La prueba de reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito es una prueba que se realiza en transformadores de potencia con el objetivo de detectar daño físico en los devanados del transformador. Cuando un transformador está en servicio pueden ocurrir eventos que involucran fallas por sobrecorrientes. Los aumentos de corriente excesivos se pueden traducir en esfuerzos electromecánicos que distorsionen la estructura física de los devanados. Los transformadores pueden funcionar perfectamente en presencia de deformación bajo condiciones normales. Sin embargo, la condición de deformación en el transformador puede implicar que ante futuras fallas el transformador pueda fallar totalmente.

El daño en los devanados puede surgir debido a muchas razones, las cuales pueden ser: fallas en operación, daño durante el transporte, daño en la instalación o malos procesos de manufactura. El realizar una prueba de reactancia de dispersión es para poder evaluar la deformación de los transformadores, tomando en consideración que esta prueba es sensitiva a la deformación de los devanados, esta puede ser usada para determinar distorsión en los devanados y determinar si existe algún riesgo de falla.

El camino del flujo disperso incluye el núcleo de hierro y el espacio de permeabilidad (aire o líquido). La reluctancia del primero es menor que la

reluctancia del segundo. Por lo tanto, la reluctancia del camino del flujo disperso es determinada por el espacio de aire/líquido, el cual produce una relación lineal con la corriente y el flujo disperso. Ese cambio de flujo por unidad de cambio en la corriente se mantiene sin importar el nivel de corriente. De esta manera podemos orientar el criterio, mencionando que por medio del arreglo geométrico que se tenga así también se tiene cierta cantidad de flujo disperso.

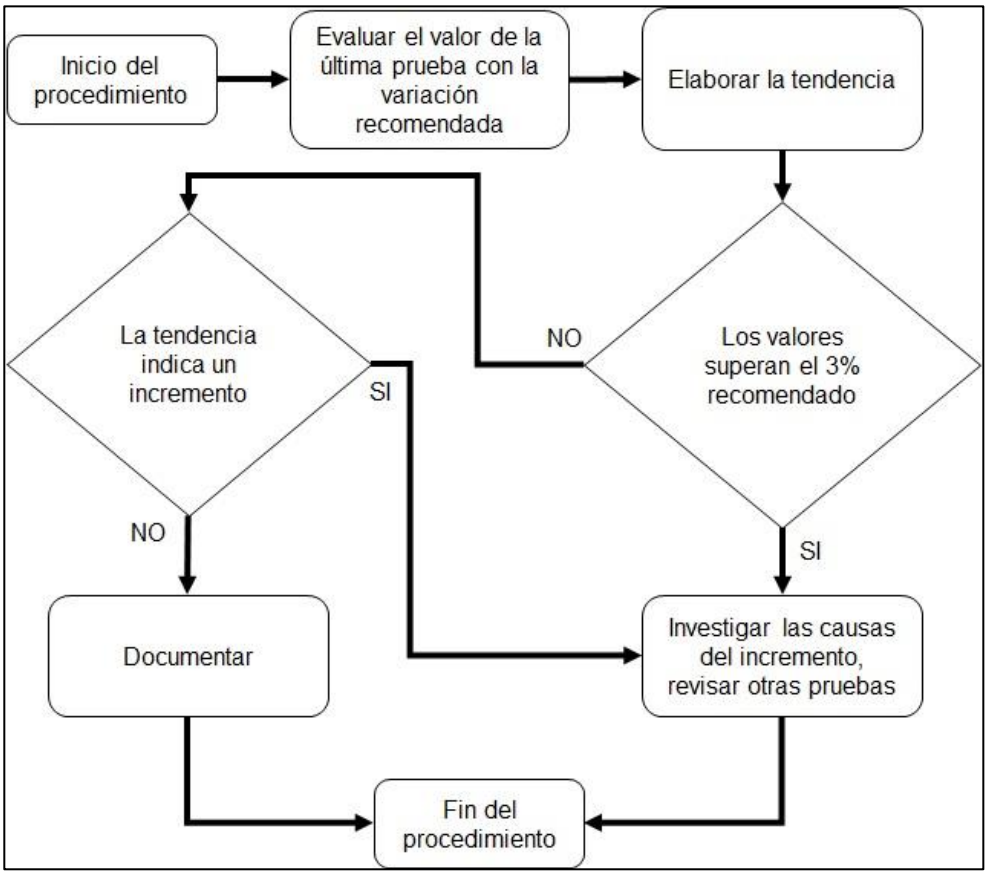
El flujo disperso se conoce como aquel flujo que no llega de un devanado a otro, el flujo magnético que se tiene en el núcleo y en ambas bobinas es conocido como flujo mutuo. Mientras que el flujo restante es el conocido como flujo disperso, tomando en consideración que el transformador cuenta con materiales muy eficientes este flujo disperso puede ignorarse. Sin embargo, debe tenerse en consideración que este flujo existe y lo que se busca es reducirlo al mínimo posible.

Para evaluar la reactancia de dispersión, se debe de observar la placa del transformador de potencia. Regularmente este dato se encuentra en la placa, tomando en consideración su importancia para la función del transformador. Para determinar si el transformador se encuentra en condiciones aceptables, regularmente se busca mantener el valor lo más cercano al de la placa. Los valores aceptables se encuentran en una variación del ± 3 % con relación a los valores de placa, siendo estos límites aceptados. Cualquier cantidad superior a este porcentaje debe de ser investigada y posiblemente reconfirmada ya que puede ser aconsejable no energizar el transformador.

La reactancia de dispersión nos puede dar la posibilidad de saber si la geometría de los devanados ha cambiado y por esto es una prueba muy importante. En fábrica, regularmente, se colocan en la placa los valores de

reactancia de dispersión del transformador. Primeramente, se debe de evaluar que no se supere el 3 % de variación con respecto al valor de la placa. Posteriormente, se debe de realizar la tendencia de los valores que se han obtenido de reactancia de dispersión, esto nos puede dar una idea de si el transformador sufre de algún problema relacionado a la deformación de la estructura de los devanados. En la Figura 28, se observa el procedimiento para la evaluación de la reactancia de dispersión.

Figura 28. **Diagrama de flujo para evaluar la reactancia de dispersión**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

3.5. Corriente de excitación

Cuando el transformador se desconecta, este puede tener magnetismo residual. Este magnetismo puede resultar en una medición mayor de lo normal, en cuanto a la prueba de corriente de excitación. Por lo regular previo a realizarse está prueba, el núcleo debe de ser desmagnetizado. Se recomienda, que las mediciones en corriente directa de la resistencia del devanado se realicen después de la prueba de corriente de excitación. La prueba de corriente de excitación es una prueba la cual busca monitorear las características de circuito abierto de los devanados del transformador.

La prueba de corriente de excitación puede ser útil para localizar defectos como devanados paralelos con relaciones desiguales y objetos que cortocircuiten las vueltas de los devanados. En algunos casos, esta prueba puede ocasionar ruptura dieléctrica en aislamiento que se encuentre dañado. Esta prueba también puede ser utilizada para detectar problemas en el dispositivo del cambiador de tomas y mayores defectos en la estructura del núcleo magnético. Esta prueba consiste en una simple medición de circuito abierto, que mide la magnitud de la corriente y las pérdidas por lo regular en el lado de alta tensión del transformador. Las terminales restantes deben de encontrarse flotando.

La corriente de excitación es medida a la frecuencia nominal y con voltajes por lo regular de aproximadamente el orden de los 10 kV. Los transformadores trifásicos son probados aplicando voltaje a una sola fase, una fase a la vez. La magnitud de la corriente de excitación depende de los valores relativos de las componentes capacitivas e inductivas del transformador, tanto del núcleo como del aislamiento. Así también, las componentes debidas a las pérdidas las

cuales se deben a las pérdidas del núcleo, principalmente generadas por las corrientes Eddy, o también conocidas por el nombre de corrientes circulantes.

Las terminales de los devanados que por lo regular se encuentran aterrizadas en servicio deben de aterrizarse durante la prueba de corriente de excitación, exceptuando al devanado que se encuentra energizado para la prueba. Por ejemplo, en un transformador con configuración estrella – estrella, el neutro del devanado energizado para la prueba se debe conectar al cable de retorno, mientras el neutro del otro devanado debe aterrizarse. Esto se aplica en transformadores trifásicos.

3.5.1. Análisis de resultados de la corriente de excitación

El análisis de la corriente de excitación se basa en el reconocimiento de patrones. Ambos, la corriente y las pérdidas, dependen directamente del diseño del transformador y son valores únicos para cada unidad. Por lo que los resultados pueden ser comparados con información de pruebas realizadas previamente. Así también, puede compararse entre transformadores hermanos, ya que estos se encuentran elaborados bajo el mismo diseño. Para el caso de los bancos de transformación, constituidos por transformadores monofásicos, la comparación entre fases puede ser un buen indicador de cambios. Para los transformadores trifásicos, regularmente se obtienen dos valores altos similares en las fases externas y una lectura menor en la fase central.

La corriente de excitación requiere únicamente para su evaluación la elaboración de tendencias y que los valores sean aproximadamente los mismos. El cambio en los valores de corriente y las pérdidas puede indicar algún cambio en el transformador de potencia. El seguimiento de los valores de corriente de excitación es la recomendación con estas pruebas. Cuando se

observa alguna variación en los valores de corriente de excitación es recomendable realizar otras pruebas que puedan brindar más información.

3.6. Resistencia de devanados

La prueba de resistencia de devanados se hace para revisar los devanados buscando encontrar evidencia de desplazamiento físico o deformación, conexiones rotas o hilos rotos, vueltas cortocircuitadas, alta resistencia de contactos en el cambiador de taps y detectar defectos en el aislamiento. Cuando se realizan varias pruebas como resultado de una evaluación completa del transformador, se recomienda realizar la prueba de resistencia de devanados después de las siguientes pruebas: corriente de excitación, análisis de respuesta a la frecuencia (FRA) e impedancia de cortocircuito. Las pruebas antes mencionadas pueden verse afectadas por problemas debidos al magnetismo residual, al ser esta una prueba de corriente directa.

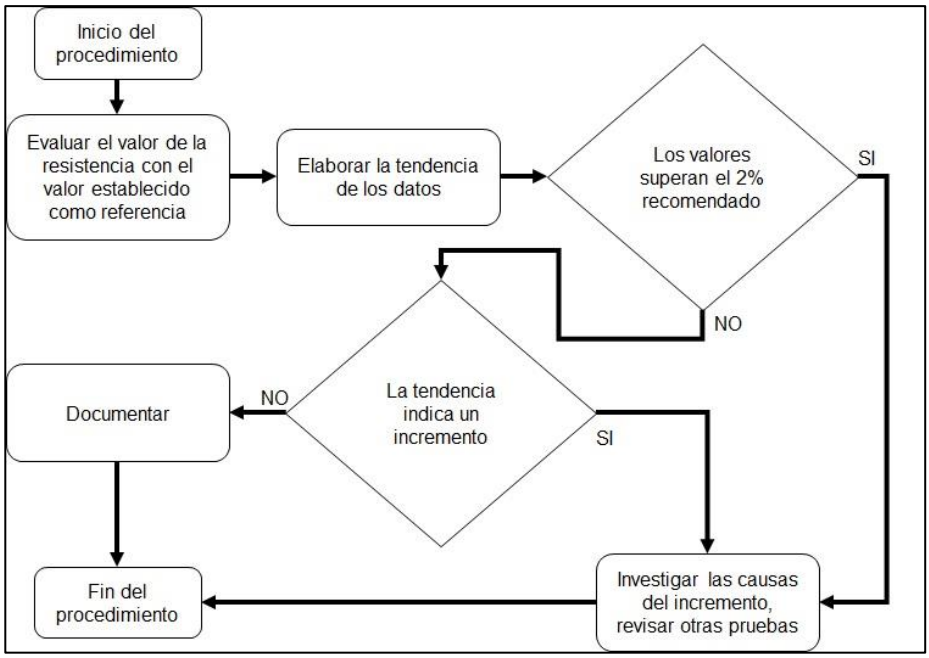
3.6.1. Análisis de resultados de la resistencia de devanados

La resistencia de devanados del transformador se mide en campo para chequear cada uno de los devanados del transformador. Los resultados usualmente son interpretados basados en la comparación de mediciones de entre fases o con pruebas anteriores. La comparación de preferencia debe de realizarse con los datos medidos en fábrica. La resistencia entre fases debe de tener una diferencia máxima del 2 %. Dentro del 5 % para cualquiera de las comparaciones de mediciones anteriores se considera satisfactorio. Sin embargo, para esta medición se hace necesario convertir la resistencia medida a valores correspondientes a la temperatura de referencia.

3.6.2. Corrección por temperatura en la resistencia

Tomando en consideración que el valor de la resistencia se puede ver afectada por la temperatura, es recomendable establecer la misma en un valor específico de temperatura. Por lo que para esto se establece un factor de corrección por temperatura, el cual se realiza según la Ecuación 6. En la Ecuación 6, Rm representa la resistencia medida, mientras que Rs representa la resistencia a la temperatura deseada Ts. Ts representa el valor de la resistencia deseada y Tm representa la temperatura a la que se midió. Tk depende del material del cual este hecho el devanado, para cobre los valores 234,5 °C y para aluminio 225 °C.

Figura 29. **Diagrama de flujo para evaluar la resistencia de devanados**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

- Corrección de resistencia por temperatura

$$R_S = R_m \left(\frac{T_s+T_k}{T_m+T_k}\right) \text{ [Ec. 6]"}^4$$

> La resistencia de devanados requiere de un valor de referencia para ser evaluado, idealmente se recomienda que sea contra el valor de las pruebas de fábrica. En algunas ocasiones, es posible que no se cuente con los valores obtenidos en las pruebas de fábrica por lo que la comparación entre fases puede ser importante. Posteriormente, la elaboración de tendencias ayuda también a discriminar os cambios que puedan existir con el cambiador de tomas involucrado. De detectarse alguna anomalía es posible que se presente como una anomalía térmica y puede que también se encuentre reflejado en el análisis de gases disueltos.[5]

En la figura 29 se encuentra la forma de evaluar la resistencia de devanados.

3.7. Relación de transformación

La función principal del transformador es la de transformar un nivel de tensión a otro sin cambiar la potencia. Los devanados del transformador para llevar a cabo el cambio de nivel de voltaje deben de tener una relación entre la cantidad de vueltas de ambos devanados. La relación entre las vueltas en los transformadores es proporcional a la relación entre los voltajes. Por esta razón cobra importancia el mantener la relación de transformación lo mejor posible ya que si sufre cambios en los devanados la relación puede cambiar. Como se observa en la Ecuación 7, la relación entre las vueltas del devanado primario (N1) y el devanado secundario (N2) es igual a la relación entre los voltajes primario (V1) y secundario (V2).

---

[4] The Instittute Electrical and Electronics Engineers, Inc., IEEE. *Guide for Evaluation and Reconditioning of liquid immersed power transformers*. p. 90.

[5] Ibid. p. 99.

Para el caso de los transformadores de potencia, regularmente se tiene un cambiador de *taps* para poder modificar la relación del transformador del lado de alta. Para estos casos es necesario realizar la medición en todas las posiciones del cambiador de *taps.* La medición debe de realizarse en todas las posiciones para realizar la comparativa del primario al secundario para las distintas relaciones. En algunos casos, el transformador podría ser sometido a un esfuerzo que altere una única región del devanado y afectar solo algunas relaciones de transformación.

- Relación entre cantidad de vueltas de los devanados y niveles de voltaje

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} \text{ [Ec. 7.]}$$

3.7.1. Análisis de la relación de transformación

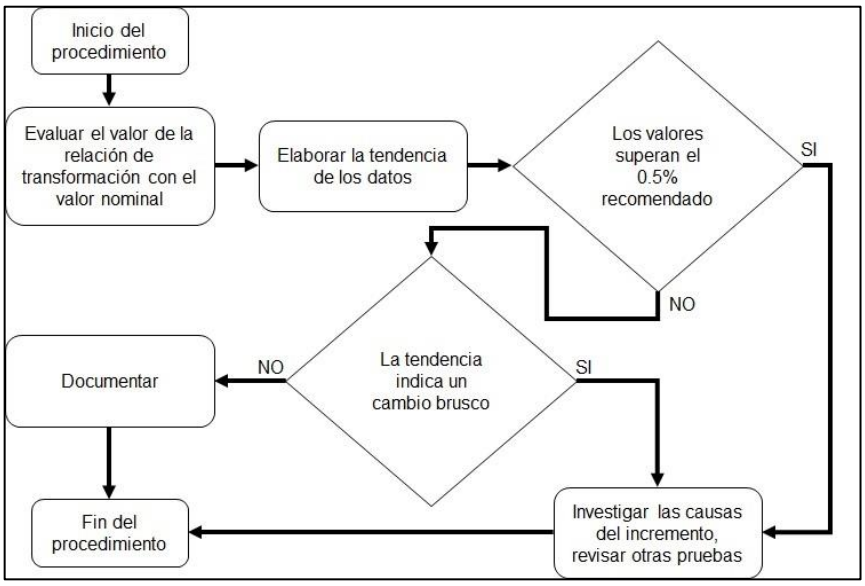
Para realizar el análisis de relación de transformación se debe de tomar la relación teórica, que regularmente se encuentra en la placa del transformador contra la medición realizada. La medición debe hacerse entre dos devanados del transformador y realizar todas las combinaciones posibles, ya que una simple medición podría detectar que hay una variación entre la relación de devanados, pero no saber cuál devanado es el afectado. Por lo que al cruzar información se puede mejorar el análisis y detección de anomalías en los devanados del transformador.

Para evaluar, se recomienda no sobrepasar el 0,5 % de variación en comparación con el dato teórico, este es el límite aceptable de variación. El límite realmente es bajo ya que lo que se busca es que el transformador no sufra deformaciones exageradas con relación a esfuerzos electromecánicos, o

bien debido a factores como cortocircuito entre espiras que pudiera afectar la relación. El límite se aplica para todas las posiciones del cambiador de *taps* del transformador.

La relación de transformación es comparada con los valores ideales y se espera que estos no superen el 0,5 % de variación con respecto a estos valores nominales. Los valores nominales pueden encontrarse en la placa de datos y son los que marcan las características ideales. La tendencia es útil ya que con el tiempo los transformadores pueden perder sus características de sujeción y puede verse variando la relación de transformación por el movimiento de sus arrollamientos. La tendencia puede marcar un cambio abrupto y conllevar en una investigación a pesar de que los valores cumplan con las recomendaciones. En la Figura 30, se encuentra el procedimiento para evaluar la relación de transformación.

Figura 30. **Diagrama de flujo para evaluar la relación de transformación**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

3.8. Descargas parciales

Las descargas parciales no puede ser medidas directamente, sin embargo, los subproductos de este si pueden medirse. Los subproductos de las descargas parciales pueden ser: transitorios eléctricos, cambios químicos, emisiones electromagnéticas, vibraciones, sonido, luz y calor. Cada uno de los subproductos de las descargas parciales tiene sus ventajas y desventajas para poder identificar las descargas parciales. Las formas de medir las descargas parciales son: utilizando radiofrecuencia, utilizando un capacitor de acoplamiento, por medio de las mediciones acústicas, por la luz ultravioleta emitida, por análisis de gases disueltos y por medio del factor de potencia.

Para la medición de descargas parciales por medio de radiofrecuencia, se pueden utilizar medidores de señales de radiofrecuencia o transformadores de corriente de radiofrecuencia. Los transformadores de corriente de radiofrecuencia están diseñados para medir desde las decenas hasta los cientos de *megahertz*. Por lo regular los transformadores de corriente de radiofrecuencia se deben colocar en los retornos aterrizados o en el tap de los *bushings*. Para la instalación de estos se debe desconectar el elemento en el que se desea instalar, existen tanto de mediciones fuera de línea como en línea.

Para la medición de señales por medio de radiofrecuencia se deben de dividir en dos rangos: el de muy alta frecuencia (VHF), comprendido entre los 30 MHz y los 300 MHz; y el de ultra alta frecuencia (UHF), comprendido entre los 300 MHz hasta los 3 GHz. En el rango de la muy alta frecuencia se encuentran las descargas parciales de tipo corona, cercana a la frecuencia de los 300 MHz. Para la medición de ultra alta frecuencia se necesita de un medidor especial para ultra alta frecuencia. Las descargas parciales en el

aceite regularmente se presentan en el nivel de los cientos de kHz, por lo que no se pueden detectar por medio de la radiofrecuencia. Sin embargo, la formación de gases o burbujas si se podría detectar en el rango de la ultra alta frecuencia ligándose a las descargas parciales.

La medición de descargas parciales por medio de un capacitor de acoplamiento, busca obtener los resultados de las descargas parciales en un espectro de frecuencia y magnitud. Por lo regular esta prueba se realiza en fábrica, sin embargo, esta medición funciona bien en un ambiento con “ruido” libre controlado, pero puede que no funcione bien en el campo. Para el campo por lo regular se debe utilizar un capacitor suplementario o bien utilizar el tap capacitivo de un bushing. Cuando debe conectarse un capacitor externo para mediciones en línea, la medición es considerada intrusiva.

La medición de descargas parciales puede realizarse por medio de la medición de las emisiones acústicas. Consiste en uno o más transductores ultrasónicos receptores que deben de ser sensitivos a las emisiones acústicas por fuentes eléctricas. Las mediciones acústicas se encuentran en frecuencias mayores a 1 MHz, sin embargo, debido a la propagación unida a las características del medio y a la estructura de los equipos, regularmente para la medición de descargas parciales en transformadores se miden en el rango de frecuencia de los 20 kHz a los 500 kHz. La observación de la luz ultravioleta es otra forma de detectar descargas parciales, sin embargo, está solo aplica para descargas parciales en la superficie del equipo.

El análisis de gases disueltos puede brindar un análisis de la existencia de descargas parciales. Para el caso en que existan descargas parciales en espacios vacíos o burbujas, el gas clave es el hidrógeno junto a cantidades significantes de metano (aproximadamente un 10 %) y cantidades menores de

otros gases. En el caso de existir descargas en el papel o en el aceite, existen cantidades significantes de los demás gases adicionalmente a la formación de hidrógeno.

Por medio de pruebas de factor de potencia, es posible detectar descargas parciales. Para poder detectar descargas parciales con pruebas de factor de potencia, se necesita realizar las pruebas a distintos niveles de voltaje. Cuando existen descargas parciales al realizar pruebas de factor de potencia elevando el voltaje por etapas, regularmente el factor de potencia se ve alterado y las pérdidas se ven incrementadas conforme se aumenta el voltaje. Las descargas parciales son directamente proporcionales al nivel de voltaje al que se encuentra sometido el equipo.

Las descargas parciales en un sistema de aislamiento se dan cuando ocurre una descarga eléctrica que puentea parcialmente el aislamiento entre conductores. La descarga eléctrica genera una ruptura del medio aislante causando una redistribución transitoria de cargas del sistema de aislamiento. La ruptura dieléctrica se da por lo regular en condiciones de deterioro del aislamiento, ya sea del papel o el aceite, pero también puede ser de ambas. El aislamiento por lo regular tiende a deteriorarse en conjunto, sin embargo, pueden existir condiciones de deterioro donde prevalezca el deterioro del aislamiento sólido o líquido.

La ruptura dieléctrica por descargas parciales generalmente es causada por incrementos en la magnitud del campo debido a imperfecciones dieléctricas en el medio aislante. Las imperfecciones que pueden existir en el medio pueden ser: vacíos en el dieléctrico, contaminación tal como la humedad u otros agentes. Un diseño que no soporta el estrés dieléctrico, tenderá a producir

descargas parciales. Las descargas parciales pueden afectar el aislamiento sólido, afectando sus propiedades.

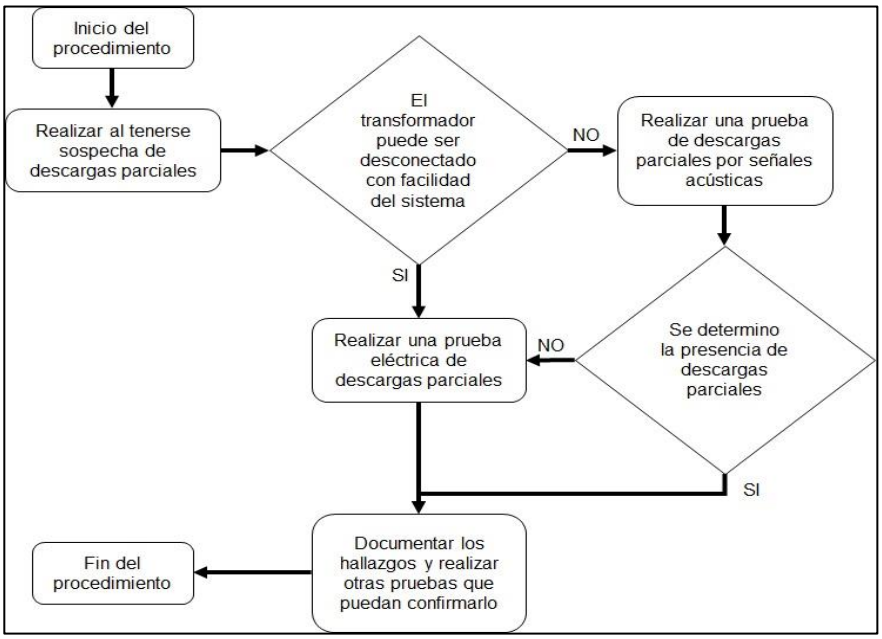
Las descargas parciales por lo regular ocurren en la interface del líquido aislante, en el vapor de agua en el líquido aislante. Generalmente, los eventos relacionados a las descargas parciales ocurren en algún sitio donde existe algún vacío o un material extraño como el agua. También pueden darse en una localización con daño o desuso. Este tipo de descargas parciales pueden causar degradación en el aislamiento y llevar a una posible falla. Las descargas parciales generan pulsos de corriente de baja amplitud, usualmente en el rango de los miliamperios. Regularmente las descargas parciales son de corta duración, regularmente en el rango de los microsegundos o más bajos.

Las formas de medición de las descargas parciales mayormente utilizadas son dos técnicas, la primera es utilizando un medidor de ruido por radio y el segundo es un detector de descargas parciales. En el caso del medidor de ruido, los niveles se miden en microvoltios y se refieren como señales de radio interferencia de voltaje (RIV, por sus siglas en inglés). Para el detector de descargas parciales los niveles se miden en picocoulombs usando un método de banda ancha que mide la carga aparente. Las señales de radio interferencia de voltaje y de descargas parciales pueden ser de magnitud pequeña (amplitud pequeña), pulsos en el espectro de alta frecuencia superpuestos al alto voltaje. Para mediciones correctas se deben tomar las precauciones correspondientes para evitar ruido electromagnético, para que sea posible medir pequeñas señales.

3.8.1. Señal acústica de descargas parciales

La avalancha de electrones producida por un evento de descargas parciales que causa el calentamiento local en un gas o material, causa un incremento local de la presión. El espectro del sonido resultante se extiende a través de distintas frecuencias en el orden de los MHz. La onda de presión resultante o la onda longitudinal se expande por el medio a cierta velocidad, la cual es propiedad del medio en que se transmite. Sin embargo, la velocidad puede verse afectada por otros parámetros tales como la temperatura. Para la detección de descargas parciales, se utilizan distintos tipos de micrófonos. Por lo regular los instrumentos de medición son reflectores parabólicos, estos buscan amplificar la señal obtenida.

Figura 31. **Diagrama de flujo de la evaluación de las descargas parciales**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Para la detección de la señal acústica por descargas parciales, se hace necesario el tomar en cuenta que en el interior del transformador no se encuentra un material homogéneo. Los materiales internos del transformador pueden causar atenuaciones en la magnitud de la señal o bien crear retrasos en la recepción de la señal. De ser un material homogéneo en el interior del transformador se podría determinar la velocidad de propagación y utilizar ecuaciones elípticas para determinar el punto de generación de las descargas parciales. Tomando en consideración los efectos debido a los distintos materiales internos se recomienda la colocación de los sensores en más de una posición, buscando la triangulación de la fuente de origen.

Para la detección de las descargas parciales por medio de señales acústicas, se recomienda descartar lo siguiente: las descargas parciales están relacionadas a la carga, las descargas parciales están ligadas al nivel de voltaje. Además, también se busca determinar la influencia del cambiador de *taps* en la señal acústica. Para la carga, se recomienda variar la carga que maneja el transformador y observar las señales acústicas. Para el nivel de voltaje se recomienda cambiar la posición del cambiador de *taps* para determinar si la señal acústica se ve influenciada con la variación del nivel de voltaje.

La prueba de descargas parciales debe de realizarse cuando se sospeche que el transformador puede estar produciendo descargas parciales. La facilidad que tenga el transformador de salir del sistema puede presentar la primera decisión si sobre realizar una prueba eléctrica fuera de línea o realizar una prueba acústica. En los casos en los que se realice la prueba acústica, posteriormente, dependiendo de los resultados de esta se deberá o no realizar una prueba eléctrica.

La prueba eléctrica puede brindar mayor certeza sobre si se tienen, mientras que la prueba acústica requiere a personal más capacitado que la ejecute. Siempre es recomendable realizar una prueba cuando no se sospeche para poder tener una referencia. En la Figura 31 se observa como evaluar las descargas parciales.

3.9. Respuesta dieléctrica a la frecuencia

La respuesta dieléctrica a la frecuencia es una prueba no intrusiva realizada cuando el equipo se encuentra desconectado. Esta prueba se desarrolló como una herramienta avanzada de diagnóstico. La prueba es utilizada para determinar el contenido de humedad en el sistema de aislamiento, papel aceite. Esta prueba también es conocida como espectroscopia en el dominio de la frecuencia o simplemente espectroscopia. Esta prueba consta de la realización de mediciones de factor de potencia a lo largo de un rango de frecuencia, este rango regularmente es de 1 000 Hz hasta un rango entre 10 mHz o 0, 1 mHz, el rango depende de la respuesta que se tenga y hasta donde la respuesta es útil.

Tabla XVI. **Evaluación del resultado de la respuesta dieléctrica a la frecuencia**

Condición del transformador por humedad	Porcentaje de humedad	
Normativa	IEC	IEEE
Seco	< 2,2 %	< 2 %
Parcialmente húmedo	2,2 % a 3,7 %	-
Húmedo	3,7 % a 4,8 %	2 % a 4 %
Muy húmedo	> 4,8 %	> 4 %

Fuente: elaboración propia.

El resultado de esta prueba es un porcentaje de humedad, el cual es el utilizado para brindar un diagnóstico sobre el estado del sistema de aislamiento conforme a la contaminación por humedad. En la Tabla XVI se encuentra los límites para la evaluación del porcentaje de humedad resultado de la respuesta dieléctrica a la frecuencia. Sin embargo, la prueba también puede brindar un valor para la conductividad del aceite, la cual puede ser de utilidad para determinar si existe un valor alto de saturación en el aceite.

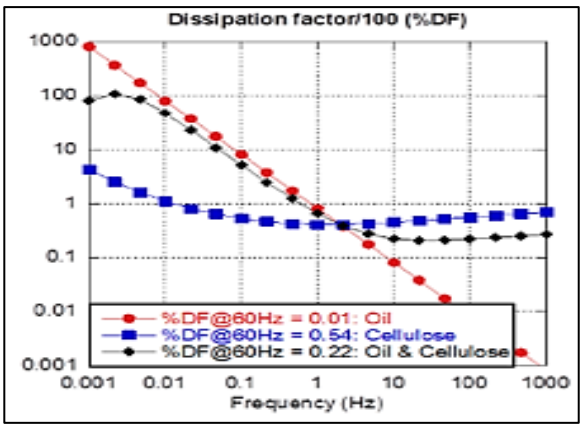
Para realizar la medición debe de registrarse la temperatura del sistema de aislamiento, tomando en consideración que la respuesta dieléctrica a la frecuencia se ve influenciada por la temperatura. Se recomienda realizar la medición cuando el transformador se haya desenergizado por varias horas o varios días. Preferiblemente se necesita que la temperatura se haya estabilizado, lo que se puede obtener posterior a unas horas de la desenergización del transformador y evitar que la temperatura varié durante la medición. Entre mayor sea el tiempo que se realice la medición mayor es la fluctuación térmica que puede llevar a un diagnóstico errático.

Esta medición puede verse afectada debido a problemas en el circuito mismo, como por ejemplo una mala conexión de aterrizaje o bien una fuente que no se mantenga estable. Externo al circuito, el ambiente también puede influir en la medición, por ejemplo, la humedad del ambiente o contaminación en la porcelana de los *bushings*. Mediciones con humedad o contaminación pueden llevar a una lectura errónea por que se elevarían las perdidas, pero estas no estarían siendo causadas por el aislamiento interno. Otra forma de influencia externa es la interferencia electromagnética la cual se puede acoplar con el circuito de medición.

El sistema de aislamiento de un transformador sumergido en aceite, consiste del aislamiento líquido y el aislamiento sólido, ambos son afectados por la humedad y los contaminantes. El aislamiento líquido puede ser descrito como un circuito RC simple en paralelo, donde la capacitancia, representa la permitividad y la resistencia, la conductividad del líquido aislante. Las propiedades dieléctricas del aislamiento sólido pueden ser un poco más compleja, ambas la capacitancia y las pérdidas varían con la frecuencia en una manera que no se puede representar por un circuito RC.

El aceite mineral y la celulosa impregnada en aceite son materiales isotrópicos, homogéneos y dieléctricos lineales. El análisis de la respuesta dieléctrica debe ser aplicado a la geometría combinada del aislamiento. Para analizar de manera profunda la medición de la respuesta dieléctrica se requiere la información relacionada al diseño geométrico del transformador. Los parámetros geométricos necesarios para el análisis deben derivarse de los dibujos de diseño o estimados por medio software de modelación.

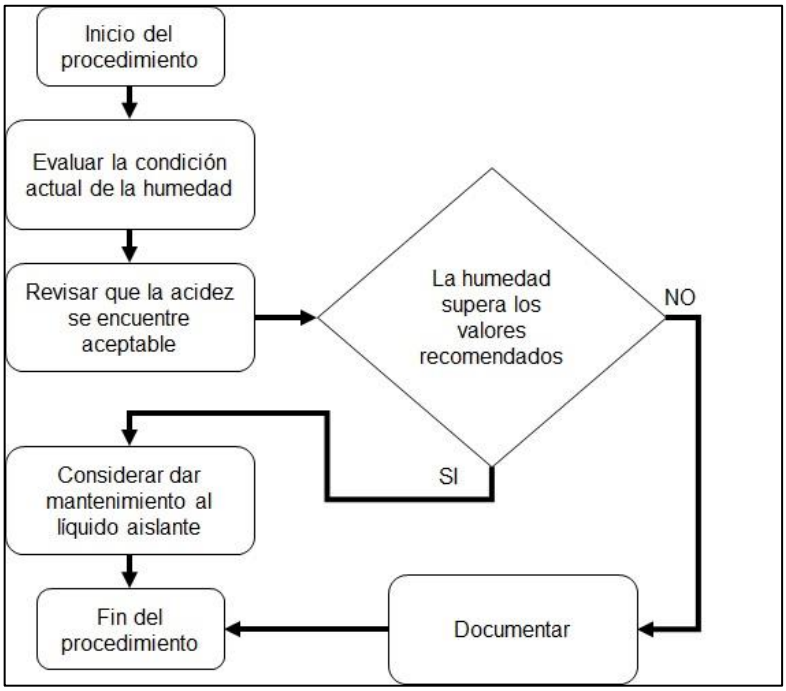
Figura 32. **Respuesta dieléctrica a la frecuencia**



Fuente: The Instittute Electrical and Electronics Engineers, Inc. *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 29.

El comportamiento del factor de disipación del sistema de aislamiento total, así como de los elementos que lo componen (líquido aislante y sólido aislante) con respecto a la frecuencia se puede observar en la figura 32. A frecuencias altas, las pérdidas en el líquido aislante son muy bajas y el total de pérdidas es determinado por las pérdidas del aislamiento sólido y su geometría. Cuando se reduce la frecuencia, las pérdidas causadas por el líquido aislante domina la respuesta. En las frecuencias más bajas, el factor de disipación es altamente influenciado por los parámetros geométricos.

Figura 33. **Diagrama de flujo para evaluar la respuesta dieléctrica a la frecuencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

La prueba inicia en la frecuencia de 1000 Hz y se desplaza hasta las frecuencias más bajas, en las frecuencias más bajas regularmente se forma

una especie de punto máximo. En el punto máximo que se forma no es necesario seguir realizando mayores mediciones ya que estás no brindarán mayor información de la que ya se tiene. En las frecuencias bajas, el límite es variable ya que queda a criterio de la persona que realiza la prueba definir la frecuencia mínima. En las frecuencias bajas, esta prueba tiende a ser más lenta por esta razón es necesario obtener la mayor información posible sin exceder un tiempo prudencial para realizar la prueba.

La respuesta dieléctrica a la frecuencia es útil para evaluar la humedad, en algunos casos los equipos de medición pueden proveer más información y siempre es útil utilizar estos datos para evaluar el transformador. Primero se debe de evaluar que el valor de la humedad y también dar un vistazo a que la acidez se encuentre normal. Si la humedad sobrepasa los valores recomendados se debe de considerar realizar algún mantenimiento en el líquido aislante debido a la humedad. La figura 33 muestra el procedimiento de como evaluar la humedad por medio de la respuesta dieléctrica a la frecuencia.

Existen varios factores que pueden alterar o influenciar la estimación de la humedad. Para el caso de las mediciones de devanados a tierra, la medición se puede ver influenciada por la contaminación en los *bushings* o por la influencia del cambiador de *taps*. La medición también puede ser influenciada por el tipo de papel que se utiliza para el aislamiento sólido, sin embargo, este efecto se sabe que puede presentar una diferencia, pero actualmente no se encuentran estudios realizados sobre la magnitud de la diferencia que se puede generar entre un tipo de papel a otro.

3.9.1. Influencia de la acidez en la respuesta dieléctrica a la frecuencia

Los ácidos carboxílicos de bajo y alto peso molecular son compuestos polares que se forman como subproductos del envejecimiento del aceite y los materiales a base de celulosa. Los ácidos de bajo peso molecular son principalmente absorbidos por la celulosa y no tanto por el aceite, además de que estos son altamente solubles en el agua. Los ácidos de alto peso molecular son principalmente absorbidos por el líquido aislante y en una menor cantidad por el papel, estos no son muy solubles en el aceite.

La presencia de ácidos de bajo peso molecular, debido a su naturaleza polar y fácil absorción en la celulosa, afectan la respuesta dieléctrica en una manera similar a como lo hace el agua. Las similitudes de ambos compuestos hacen difícil la separación de la influencia del agua y los ácidos de bajo peso molecular. Este efecto puede verse principalmente en transformadores envejecidos donde la acidez es más probable y para estos casos lo que se recomienda es realizar una medición para determinar las acciones posteriores. Posteriormente, habiendo determinado la cantidad de ácidos presentes se puede determinar la humedad real del transformador.

3.9.2. Factor de disipación y respuesta dieléctrica a la frecuencia

Como se ha expresado con anterioridad, la prueba del factor de disipación o factor de potencia puede brindar información valiosa sobre el estado general del sistema de aislamiento del transformador de potencia. Esta prueba también puede representar la calidad del sistema de aislamiento, tomando en cuenta que puede reflejar si el sistema de aislamiento se encuentra contaminado por

agentes externos. El factor de disipación también puede revelar un posible cambio en la geometría entre los devanados y llevar a una investigación más profunda sobre el estado del transformador de potencia que se esté evaluando.

El factor de disipación es una imagen que se presenta a una frecuencia de 60 Hz, sin embargo, cabe resaltar que la impedancia como tal puede verse afectada por la frecuencia. Además, tomando en consideración que la respuesta dieléctrica a la frecuencia se puede dividir por áreas, donde cada área se ve mayormente afectada por algún elemento especial. Esto conlleva a que un mal en el sistema de aislamiento puede no verse reflejado en el factor de disipación. De esta manera, en algunos casos se puede presentar valores aceptables para factor de disipación, el cual indicaría que no hay problemas relacionados con humedad o bien contaminantes externos. Sin embargo, la respuesta dieléctrica a la frecuencia podría revelar una elevada cantidad de humedad.

La respuesta dieléctrica a la frecuencia es capaz de determinar el porcentaje de humedad en el transformador de potencia, la cual es vital ya que la humedad puede presentar inconvenientes a presente o futuro para el transformador de potencia. Por esta razón, el realizar un muestreo en un rango de frecuencia se hace indispensable para poder determinar las características reales en las que se encuentra el transformador. Sin embargo, también se cuenta con una alternativa intermedia entre el factor de disipación y la respuesta dieléctrica a la frecuencia.

3.9.3. Respuesta dieléctrica a la frecuencia en banda corta

El método de banda corta es utilizado como una referencia, más rápida comparada con la respuesta dieléctrica a la frecuencia en el rango completo.

Regularmente, se utiliza cuando la geometría se puede descartar o cuando no se desea estimar la cantidad de humedad, tomando en consideración que no se realiza la medición en el espectro completo no se puede determinar el contenido de humedad. Sin embargo, la medición de banda corta puede brindar una buena referencia del estado del asilamiento, regularmente el rango se comprende entre 1 o15 Hz hasta los 500 Hz; el inicio del rango depende del fabricante del equipo de medición.

Las ventajas de realizar la medición de banda corta se presentan en la rapidez con que se puede obtener está información, ya que la medición en este espectro es mucho más rápida que conforme a la medición a bajas frecuencias en el resto del espectro. Esta medición brinda una buena orientación sobre la condición del aislamiento y puede ser una buena referencia para el diagnóstico, especialmente cuando no se cuenta con mucho tiempo para realizar la medición. Las desventajas de utilizar este método es que no se puede obtener la humedad en el transformador, dato que es muy importante para el diagnóstico y la toma de decisiones.

Las condiciones para decidir si realizar la medición completa de la respuesta dieléctrica a la frecuencia son dependientes del objetivo de realizar la medición y las limitantes que se tengan al momento de efectuar la prueba. Las limitantes como el tiempo, el clima o la necesidad de volver a energizar el transformador pueden llevar a no poderse realizar el espectro de frecuencia completo. El equipo y la forma en que este analiza la curva son importante ya que algunos equipos evalúan basados en el inicio de la curva y otros se basan en toda la curva. Se recomienda de poderse realizar el espectro completo realizarlo para tener una mejor noción de la condición del transformador y poder realizar una comparación concreta entre las curvas de los distintos equipos.

3.10. Resumen de las pruebas eléctricas a transformadores de potencia

La Tabla XVII, en la cual también se encuentra en esta sección, presenta el área principal de influencia de las pruebas eléctricas de transformadores de potencia. Está tabla puede ser de utilidad para comprender el elemento principal que es evaluado con cada una de las pruebas. La comprensión del área de influencia de una prueba eléctrica es importante para la toma de decisión para realizar futuras pruebas, es decir, si un transformador presenta inconvenientes no es estrictamente necesario realizar un protocolo de pruebas. Al momento de requerirse pueden realizarse una enésima cantidad de pruebas, pero poder enfocarse en las que son de mayor interés.

Tabla XVII. **Área de influencia de las pruebas eléctricas**

Prueba	Área de Influencia
Factor de Disipación del Transformador	Sistema de Aislamiento
Capacitancia	Geometría del Transformador
Factor de Disipación del Aceite	Sistema de Aislamiento Líquido
Resistencia de Aislamiento	Sistema de Aislamiento
Resistencia de Aislamiento del Núcleo	Sistema de Aislamiento del Núcleo
FRA o SFRA	Geometría del Transformador
Corriente de Excitación	Pérdidas del Núcleo
Reactancia de Dispersión o Impedancia de Cortocircuito	Geometría del Transformador
Resistencia de Devanados	Conductor y Cambiador de Taps
Relación de Transformación	Geometría del Transformador
Descargas Parciales	Sistema de Aislamiento
Respuesta Dieléctrica a la frecuencia	Humedad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Valores para evaluación rápida de pruebas eléctricas**

Prueba	Evaluación rápida				
Factor de disipación del transformador	Valor optimo < 0,5 %	Valores cuestionables < 1,0 %	Valores riesgosos > 1,0 %		
Capacitancia	Valor optimo < 5 %	Valores cuestionables < 10 %	Valores riesgosos > 10 %		
Factor de disipación del aceite	< 230 kv	Valor optimo < 0,5 %	Valores cuestionables < 1,0 %	Valores riesgosos > 1,0 %	
	≥ 230 kv	Valor optimo < 0,4 %	Valores cuestionables < 1,0 %	Valores riesgosos > 1, 0 %	
Resistencia de aislamiento	Índice de polarizació n > 2 bueno	Índice de polarización 1,25 a 2 aceptable	Índice de polarización 1, 1 a 1,25 cuestionable	Índice de polarización 1 a 1,1 malo	Índice de polarización < 1 peligroso
	Como referencia por cada 1000 v deben de tenerse 1 mΩ				
Resistencia de aislamiento del núcleo	Nuevo > 500 mΩ	En servicio normal > 100 mΩ	En servicio deteriorado 10 a 100 mΩ	En servicio investigar < 10 mΩ	
Fra o sfra	Para esta prueba se necesita comparar con una prueba anterior, se debe de buscar los cambios que se presentan para determinar si ha existido alguna variación considerable.				
Corriente de excitación	La evaluación de esta prueba se debe de hacer con respecto a pruebas anteriores y se puede evaluar entre fases para transformadores monofásicos del mismo diseño.				
Reactancia de dispersión o	Es tolerable una variación del 3 % con respecto a la placa de datos del transformador,				
Resistencia de devanados	Variación entre fases ideal ≤ 2 %	Variación entre fases aceptable ≤ 2 %			
Relación de transformación	Variación < 0, 5 % con respecto al valor de placa				
Descargas parciales	La evaluación se puede realizar entre fase o basado en los rangos de frecuencias donde se presente la variación.				
Respuesta dieléctrica a la frecuencia	Seco < 2,2 %	Moderadament e húmedo 2,2 % a 3,7 %	Húmedo 3,7 % a 4,8 %	Muy húmedo > 4,8 %	

Fuente: elaboración propia.

.

En esta sección se encuentra la Tabla XVIII la cual contiene valores para una evaluación rápida de los resultados obtenidos de pruebas realizadas a un transformador de potencia. Para tener un mejor análisis de la condición completa de los transformadores de potencia es recomendable evaluar en base a un histórico. La evaluación por medio de un histórico permite la detección de variaciones y de pruebas que pueden ser de interés para futuros transformadores de potencia. La evaluación histórica puede presentarse como datos o bien como una gráfica que permite observar la tendencia de las pruebas que puedan presentarse de esta manera.

3.11. Pruebas consideradas como rutinarias y situacionales

A continuación, se presentan las pruebas que deben de ser consideradas como rutinarias y pruebas que deben de ser situacionales. En la Tabla XIX, se encuentran las pruebas consideradas como rutinarias y se explica porque deben de ser consideradas de esta manera. Las pruebas rutinarias deberán de ser establecidas con intervalos establecidos y monitorearse constantemente. En la Tabla XX se encuentran las pruebas que deberán ser consideradas como situacionales y también se explica la razón por la cual se consideraron en este grupo.

Tabla XIX. **Pruebas situacionales**

Prueba	Justificación
Densidad Relativa	Cuando sea necesario realizarla, para mayor investigación.
PCB	Realizarla una única vez para corroborar que no se contengan PCB
Condición de Lodos	Cuando las condiciones de formación de lodos se cumplan
FRA o SFRA	Cuando se transporte o se sospeche de algún problema interno
Descargas Parciales	Cuando se sospeche de descargas parciales

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Pruebas rutinarias**

Prueba	Justificación	Intervalo de Tiempo
Color	Esta es una prueba visual que puede dar un diagnostico básico del líquido aislante	Anual
Tensión Interfacial	Propiedad importante para las características del líquido aislante	Anual
Evaluación Visual	Condiciones de la muestra	Anual
Conteo de Partículas	Existencia de partículas suspendidas en el líquido aislante	Anual
Análisis de Gases Disueltos	Contenido de gases en el líquido aislante	Semestral
Número de Neutralización	Determinación de la acidez presente en el líquido aislante	Anual
Inhibidor de Oxidación	Determinación del contenido de inhibidor para prevenir la oxidación	Anual
Azufre Corrosivo	Determinación de la posibilidad de corrosión por medio del líquido aislante	Anual
DBDS	Determinación de los compuestos que pueden oxidar el cobre	Anual
Contenido de Humedad	Referencia de humedad en el líquido aislante, puede servir para referencia de otras pruebas	Anual
Furanos	Condiciones del aislamiento sólido	Anual
Rigidez Dieléctrica	Condiciones eléctricas del líquido aislante	Semestral
Factor de Potencia al Líquido Aislante	Condiciones eléctricas del líquido aislante	Anual o Bianual
Factor de Potencia y Capacitancia	Condiciones eléctricas del sistema de aislamiento	Anual o Bianual
Resistencia de Aislamiento	Condiciones resistivas del sistema de aislamiento	Anual o Bianual
Impedancia de Cortocircuito	Condiciones geométricas de los devanados, núcleo y yugo	Anual o Bianual
Resistencia de Devanados	Condiciones resistivas de los devanados del transformador	Anual o Bianual
Relación de Transformación	Verificación de la relación de transformación	Anual o Bianual
Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia	Contenido de humedad en el transformador	Anual o Bianual

Fuente: elaboración propia.

4. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

El líquido aislante de los transformadores está basado en gran cantidad de compuestos que los constituyen. Todos los elementos presentes en el transformador se encuentran en un proceso de envejecimiento continuo, este envejecimiento puede generar el rompimiento de enlaces. El rompimiento de estos enlaces deja elementos libres, en presencia de calor puede generar otros compuestos y por las temperaturas que se manejan regularmente son gases. Sin embargo, ante la ocurrencia de una falla las temperaturas se elevan y se incrementa la cantidad de enlaces que se rompen, aumentando así la generación de gases. Los gases pueden generarse por distintas causas y generarse en distintas medidas.

El análisis de gases disueltos (DGA por sus siglas en inglés) es una herramienta utilizada para la identificación, medición e interpretación de los gases disueltos en el líquido aislante. Cabe resaltar que, para tener una mejor comprensión de la generación de gases, se requiere del establecimiento de tendencias y el cálculo de coeficientes. El seguimiento de cada una de las muestras, especialmente las que muestren alguna anormalidad, requiere del esfuerzo correspondiente para validar los datos obtenidos y anular los datos erróneos. El análisis de gases disueltos no debe utilizarse de manera individual para diagnosticar el estado de un transformador. El análisis de gases disueltos requiere de un seguimiento continuo de todas las muestras que son extraídas para su evaluación.

En este capítulo se tomará como referencia el análisis de gases disueltos en aceite mineral, siendo este el líquido aislante con mayor cantidad de

estudios y mayormente utilizado. Los valores aquí presentados se basan en la recomendación de normas internacionales establecidas para análisis de gases disueltos en transformadores llenos con aceite mineral. En la actualidad, los estudios realizados relacionados al análisis de gases disueltos buscan incluir la generación de gases como un elemento adicional para el análisis. La generación de gases busca prever una situación anómala y detectarla de forma temprana, para actuar si es necesario.

4.1. Análisis de gases disueltos en aceite mineral

El aceite mineral de los transformadores de potencia es una mezcla de moléculas de hidrocarbono. Ante la ocurrencia de fallas o el envejecimiento normal del aceite mineral y los componentes del transformador, es posible que enlaces de partículas de hidrógeno y carbono se rompan. Los principales enlaces que se rompen son entre carbono-hidrógeno y carbono-carbono, con el rompimiento de los enlaces estos elementos flotan como radicales libres. Las temperaturas presentes en el transformador favorecen la formación de nuevas moléculas de los elementos libres presentes, formándose así gases. Cada uno de los gases formados tiene sus propias condiciones de formación y por esta razón se pueden relacionar a causas concretas o anomalías que se pueden asociar.

El proceso de envejecimiento de los transformadores es complejo y viene siendo representado por todos los elementos presentes. Para el análisis de gases disueltos, los resultados de una muestra pueden representar el envejecimiento o anomalía de lugares diferentes. Los gases relacionados al análisis de gases disueltos su contenido es expresado en partes por millón (ppm) o miligramo sobre kilogramo de aceite mineral (mg/kg). Todos estos valores son corregidos a una temperatura y presión específica a fin de

estandarizar los resultados (se corrigen a 0 °C y 101,325 kPa). Existen distintas formas de presentarlos, ya que también pueden presentarse en distintas proporciones de acuerdo al uso.

4.1.1. Toma de muestras

La toma de las muestras de aceite mineral, son de vital importancia para el correcto análisis de gases disueltos. Las tomas de muestra deben de realizarse bajo el debido proceso, con el fin de que la muestra sea de utilidad. Cuando se toman muestras, es recomendable dejar caer un poco del aceite mineral que se encuentra estancado. El aceite estancado puede contener grandes cantidades de humedad. Las muestras deben de tomarse con una jeringa de vidrio calibrada, con el fin de mantener la muestra en buen estado. Al momento de tomar la muestra es necesario tomar la temperatura a la que se realizó la toma la muestra. El ingreso de aire en la jeringa puede alterar de manera importante el resultado de la muestra, por lo que se debe de evitar el ingreso de aire.

La muestra puede ser extraída de distintas válvulas que contiene el transformador, sin embargo, para el análisis de gases disueltos no es tan importante el lugar de donde se tomó. Una vez extraída, la muestra es introducida en el equipo de cromatografía que se encarga de determinar el contenido de los gases. Actualmente, estos equipos pueden encontrarse en presentaciones portátiles o en equipos estacionarios. Por medio de un sensor el equipo determina el contenido de cada uno de los gases.

4.1.2. Gases relacionados al análisis de gases disueltos

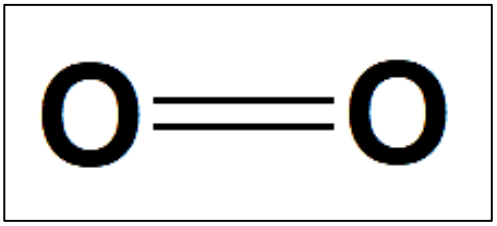
Los gases que se toman en consideración para el análisis de gases disueltos son nueve (9), los cuales son: oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2), hidrógeno

(H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Cabe resaltar que el oxígeno y el nitrógeno son utilizados como referencia para el análisis, estableciendo las condiciones y disponibilidad de estos gases (especialmente del oxígeno) para interactuar con los componentes internos del transformador. Tomando en consideración, que los transformadores pueden estar abiertos a la atmosfera o no. Los demás gases, son generados internamente en el transformador ante distintas causas.

4.1.2.1. Oxígeno (O_2)

El oxígeno es un gas incoloro e inodoro, el cual forma parte importante de la atmósfera. Esta molécula, consta de dos átomos de oxígeno unidos por medio de un enlace doble, como se puede observar en la Figura 34. La presencia del oxígeno en el transformador de potencia depende de si el tanque se encuentra abierto a la atmósfera. De estar abierto a la atmósfera, se tiene una cantidad ilimitada de oxígeno en la parte superior del aceite. De no estar abierto a la atmósfera, se tiene una cantidad limitada de oxígeno en la parte superior. El ingreso de oxígeno también puede existir cuando ocurren fugas de aceite y encontrarse oxígeno en elementos del transformador.

Figura 34. **Composición química del oxígeno (O_2)**

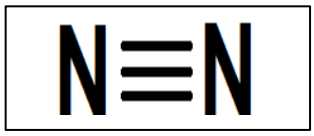


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.2. Nitrógeno (N_2)

El nitrógeno es un gas inerte, incoloro e inodoro; el cual representa cuatro quintas partes del aire de la atmósfera. Esta molécula está formada por dos átomos de nitrógeno unidos por medio de un triple enlace covalente, tal como se observa en la Figura 35. Este compuesto, al igual que el oxígeno depende del transformador que se tenga; ya que puede ser abierto a la atmósfera, cerrado o bien tener una capa de nitrógeno sobre el líquido aislante. Este gas al igual que el oxígeno, puede ingresar al transformador cuando esté presente fugas. El nitrógeno como se verá más adelante, será utilizado en conjunto con el oxígeno para hacer referencia a los valores establecidos como referencia como interpretación para el análisis de gases disueltos.

Figura 35. **Composición química del nitrógeno (N_2)**



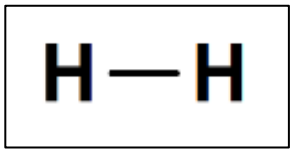
Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.3. Hidrógeno (H_2)

El hidrógeno es una molécula que a temperatura ambiente es inflamable, incoloro e inodoro. Ambos átomos de hidrógeno se encuentran unidos por medio de un único enlace. El hidrógeno se caracteriza por formarse en los transformadores, donde existen pequeñas rupturas dieléctricas o descargas de muy baja energía; sin embargo, debido a la facilidad de separarse del hidrógeno este también se puede formar como subproducto de otras anomalías. El hidrógeno forma parte tanto de las moléculas de papel como las del aceite

mineral y regularmente son los enlaces más débiles de las moléculas. La presencia de hidrógeno también está ligada a la apertura del transformador hacia la atmósfera. En la Figura 36 se encuentra la composición química del hidrógeno.

Figura 36. **Composición química del hidrógeno (H_2)**

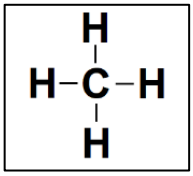


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.4. Metano (CH_4)

El metano es un hidrocarburo que regularmente se encuentra como un gas, es incoloro, inodoro e insoluble en el agua. Consta de un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno, de los cuales cada uno se une al átomo de carbono por medio de un enlace covalente; como se observa en la Figura 37. El metano se produce en la naturaleza como parte de la putrefacción de las plantas. El metano se produce en el transformador de potencia como resultado de fallas térmicas de baja energía, lo que supone un deterioro leve del sólido aislante o papel. En algunas ocasiones, la presencia de generación de metano puede estar ligada a una generación de moléculas de hidrógeno; sin embargo, se espera que los rastros de hidrógeno sean menores que los de metano.

Figura 37. **Composición química del metano (CH_4)**

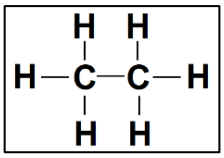


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.5. Etano (C_2H_6)

El etano es un gas hidrocarburo, compuesto por 2 átomos de carbono y 6 átomos de hidrógeno, tal como se observa en la Figura 38. Los átomos de hidrogeno se unen a los átomos de carbono por medio de un enlace covalente. En condiciones normales el etano se encuentra en su forma gaseosa. Regularmente, en el transformador se puede encontrar etano ante la ocurrencia de fallas de mediana energía, o también en pequeñas cantidades, cuando hay fallas térmicas en el aceite. El etano también se puede encontrar como efectos secundarios de una falla térmica de alta temperatura, sin embargo, su cantidad sería menor a con una falla térmica de media temperatura.

Figura 38. **Composición química del etano (C_2H_6)**

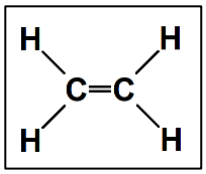


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.6. Etileno (C_2H_4)

El etileno es un compuesto formado por dos átomos de carbono, unidos por un doble enlace; y 4 átomos de hidrógeno, tal como se puede observar en la Figura 39. El etileno es utilizado en la industria para forzar el proceso de maduración de las frutas. En un transformador de potencia, el etileno se presenta regularmente en mayores proporciones cuando hay un sobrecalentamiento del aceite. Cabe resaltar que, ante la existencia de un sobrecalentamiento del aceite, el aceite puede ver alteradas sus propiedades si el sobrecalentamiento se mantiene. Al igual que todos los gases, este también puede encontrarse en pequeñas cantidades como gas residual de alguna otra falla en el transformador.

Figura 39. **Composición química del etileno (C_2H_4)**



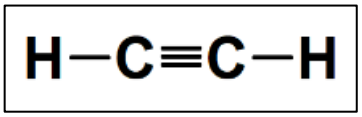
Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.7. Acetileno (C_2H_2)

El acetileno es un gas incoloro y de gran inflamabilidad, consta de 2 átomos de carbono unidos por un triple enlace y dos átomos de hidrógeno; tal como se observa en la Figura 40. Para generarse acetileno, se requiere de una elevada cantidad de energía que por lo regular son altas temperaturas. En un transformador, el acetileno puede ser el gas resultante de un arqueo interno. Regularmente, los arqueos internos en un transformador de potencia

corresponden a una falla térmica de elevada temperatura. El acetileno es un gas explosivo si se combina con aire bajo ciertas condiciones, lo que lo hace útil para su uso en la soldadura en su combinación con el oxígeno.

Figura 40. **Composición química del acetileno (C_2H_2)**

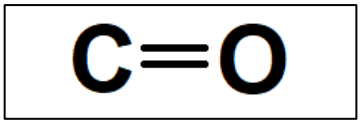


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.8. Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono consta de un átomo de carbono y uno de oxígeno, unidos por dos enlaces, tal como se observa en la Figura 41. El monóxido de carbono en condiciones normales se puede encontrar como un gas, el cual es altamente tóxico para el humano. El monóxido de carbono puede formarse por la combustión deficiente de distintos combustibles. En un transformador de potencia, el monóxido de carbono puede ser el resultado de sobrecalentamiento en el papel o bien degradación del papel. El análisis del monóxido de carbono se puede realizar en conjunto con la producción del dióxido de carbono.

Figura 41. **Composición química del monóxido de carbono (CO)**

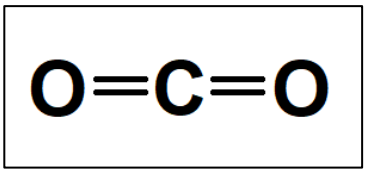


Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.9. Dióxido de carbono (CO_2)

El dióxido de carbono es un compuesto que consta de dos átomos de oxígeno unidos a un átomo de carbono por medio de enlaces covalentes dobles, tal como se observa en la Figura 42. El dióxido de carbono se forma de la descomposición de materiales orgánicos y la fermentación de azúcares. En el transformador de potencia, el dióxido de carbono se forma como parte normal del proceso de envejecimiento del papel, por lo que la generación de dióxido de carbono en pequeñas cantidades es normal. El dióxido de carbono puede utilizarse en conjunto con el monóxido de carbono para determinar si existe alguna anomalía relacionada al papel.

Figura 42. **Composición química del dióxido de carbono (CO_2)**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

4.1.2.10. Gases claves: acetileno e hidrógeno

Cuando se encuentran como principales gases formados el acetileno y el hidrógeno, es posible categorizar la falla como una descarga eléctrica de alta energía o un arqueo interno en el transformador. Las fallas por arqueo regularmente se dan por el envejecimiento del sistema de aislamiento del transformador, así como también, ante la presencia de descargas de más pequeñas las cuales fueron constantes. Las fallas por una descarga eléctrica de alta energía también pueden crear otros gases como efecto residual, los

cuales pueden ser: metano, etano y etileno. En los casos en los que la celulosa se ve involucrada en la zona del arqueo, también puede encontrarse monóxido de carbono en pequeñas cantidades.

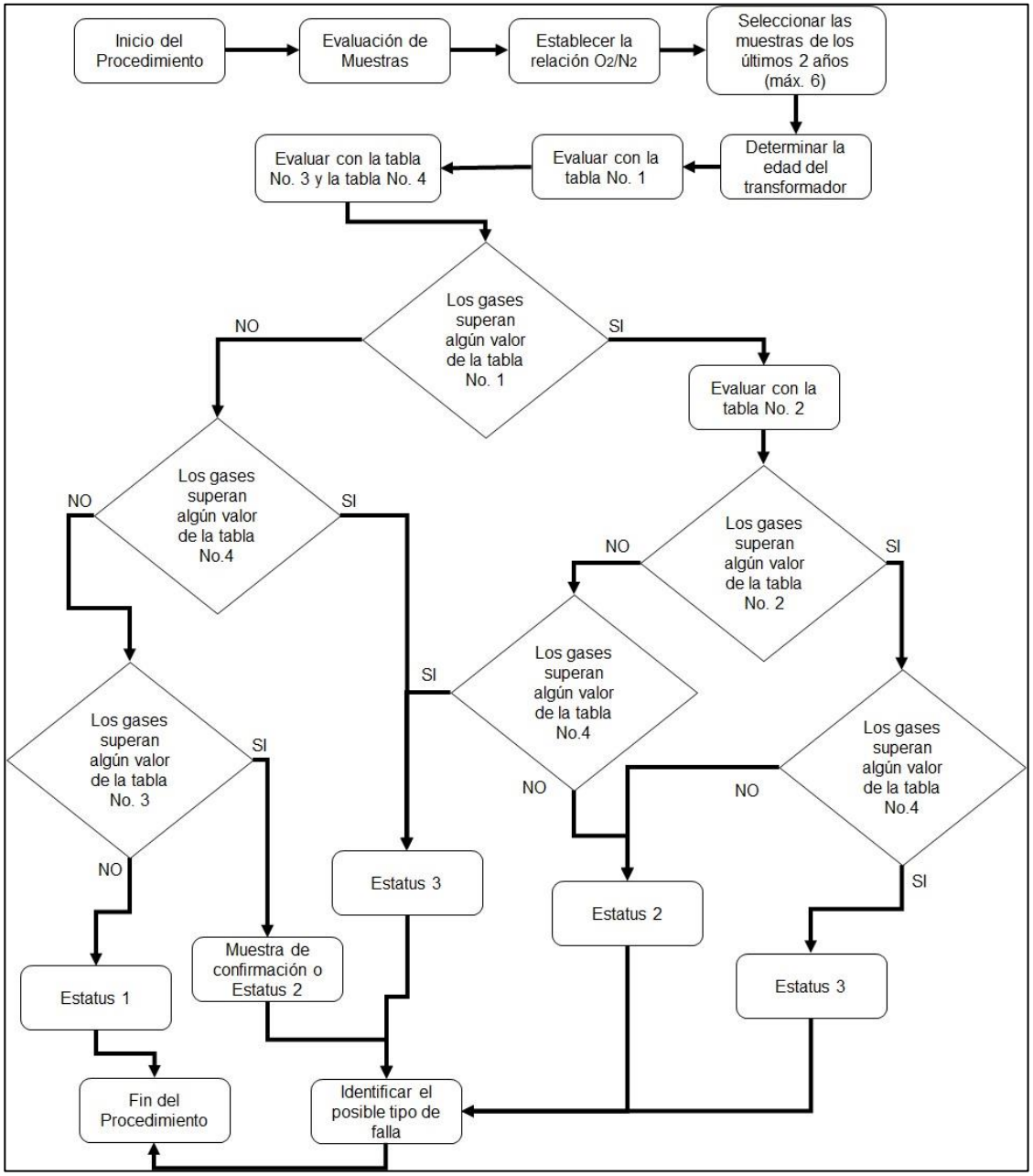
4.2. Clasificación de los transformadores por el resultado del análisis de gases disueltos

El análisis de los gases disueltos conlleva la interpretación no solo de los resultados puntuales de la última muestra. Para realizar un análisis de gases disueltos correcto es necesario realizar tendencias de cada uno de los gases, determinar la existencia de generación de un gas y tomar en consideración la historia del transformador; tanto en los gases como otras actividades que involucran al transformador. En ocasiones, pueden existir anomalías que se hayan presentado en el pasado que pueden presentar una alerta. Por esta razón, es importante comprender la generación activa de un gas y diferenciarla de una cantidad de gas que solo permanece remanente en el aceite mineral.

4.2.1. Análisis de gases disueltos

Como primer punto para el análisis de gases disueltos, se presentan los límites correspondientes a los gases que establece la norma IEEE C57. 104-2019. Estos valores se pueden observar en las tablas que se presentan a continuación. Estos valores corresponden a límites fijos, límites en base a la generación y variación entre dos muestras consecutivas. Cabe resaltar que los datos presentados son como base en el estudio efectuado para la presentación de la norma, son valores recomendados en base a un estudio estadístico. La principal importancia de la actualización que tuvo la norma IEEE C57. 104 fue el establecer valores que consideran la generación de los gases.

Figura 43. **Diagrama de flujo análisis de gases disueltos**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

Tabla XXI. **Tabla No. 1 Evaluación de gases disueltos**

	Relación $o_2/n_2 \leq 0,\ 2$				Relación $o_2/n_2 > 0,\ 2$			
	Edad del transformador en años				Edad del transformador en años			
	Desconocida	1 - 9	10 - 30	> 30	Desconocida	1 - 9	10 - 30	> 30
Hidrogeno (h_2)	80	75		100	40			
Metano (ch_4)	90	45	90	110	20			
Etano (c_2h_6)	90	30	90	150	15			
Etileno (c_2h_4)	50	20	50	90	50	25	60	
Acetileno (c_2h_2)	1				2			
Monóxido de carbono (co)	900				500			
Dióxido de carbono (co_2)	9 000	5 000	1 0000		5 000	3 500	5 500	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Tabla No. 2 Evaluación de gases disueltos**

	Relación $o_2/n_2 \leq 0,\ 2$				Relación $o_2/n_2 > 0,\ 2$			
	Edad del transformador en años				Edad del transformador en años			
	Desconocida	1 - 9	10 - 30	> 30	Desconocida	1 - 9	10 - 30	> 30
Hidrogeno (h_2)	200				90			
Metano (ch_4)	150	100	150	200	50	60		30
Etano (c_2h_6)	175	70	175	250	40	30	40	
Etileno (c_2h_4)	100	40	95	175	100	80	125	
Acetileno (c_2h_2)	2			4	7			
Monóxido de carbono (co)	1100				600			
Dióxido de carbono (co_2)	12 500	7 000	14 000		7 000	5 000	8 000	

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXI y la tabla XXII corresponden a límites para los gases correspondientes La tabla XXI hace referencia al percentil 90, es decir de una población obtiene los datos que solo presento el 90 % de la población como límite de cada gas. La tabla XXII hace referencia al percentil 95, por lo que el

límite es mayor pensando que solo el 95 % de la población presentará estos valores. La diferencia entre la aplicación entre una tabla y la otra se debe a que, si se sobrepasan los niveles de la Tabla XXI, deben de aplicarse los niveles de la Tabla XXII. Una de las tablas presenta límites más elevados, pero que son menos probables. Esto viene siendo como la aplicación de medidas más estrictas para determinar la condición de la cantidad de gases.

Tabla XXIII. **Tabla No. 3 Evaluación de gases disueltos**

	Variación máxima (en ppm) entre muestras consecutivas	
	Relación $O_2/N_2 \leq 0.2$	**Relación $O_2/N_2 > 0.2$**
Hidrogeno (H_2)	40	25
Metano (CH_4)	30	10
Etano (C_2H_6)	25	7
Etileno (C_2H_4)	20	
Acetileno (C_2H_2)	Cualquier variación	
Monóxido de Carbono (CO)	250	175
Dióxido de Carbono (CO_2)	2 500	1 750

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla XXIII y en la Tabla XXIV se presentan tablas que consideran la generación de los gases. Cabe resaltar que, ambas tablas se refieren a la generación desde distintos puntos. La Tabla XXIII hace referencia a la variación respectiva entre dos muestras consecutivas. La Tabla XXIV hace referencia a la generación de gases comparando la primera muestra con la última en un lapso máximo de dos años, es recomendable que sean entre 3 a 6 muestras. Esta tabla conlleva la elaboración de una regresión lineal para

obtener la cantidad de partes por millón al año que genera cada uno de los gases.

Tabla XXIV. **Tabla No. 4 Evaluación de gases disueltos**

	Máxima relación de ppm/año, en función del período entre la primera y la última muestra de la serie (3 a 6 muestras en los últimos 2 años)			
	Relación $O_2/N_2 \leq 0,\ 2$		**Relación $O_2/N_2 > 0,\ 2$**	
	Período entre la primer y la última muestra de la serie			
	4 a 9 Meses	**10 a 24 Meses**	**4 a 9 Meses**	**10 a 24 Meses**
Hidrogeno (H_2)	50	20	25	10
Metano (CH_4)	15	10	4	3
Etano (C_2H_6)	15	9	3	2
Etileno (C_2H_4)	10	7	7	5
Acetileno (C_2H_2)	Cualquier incremento			
Monóxido de Carbono (CO)	200	100	100	80
Dióxido de Carbono (CO_2)	1 750	1 000	1 000	800

Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Aplicación de las tablas de límites de gases

El primer paso, es establecer una estrategia o plan para la toma de muestras de aceite mineral y el análisis de gases disueltos. La recomendación es tener como mínimo tres muestras, lo mejor sería tener por lo menos 6 muestras, en el lapso de 2 años. Esta recomendación se debe a la forma en que se aplica la Tabla XXIV, la cual representa la generación de gases en partes por millón al año. Cabe resaltar, que si es necesaria la corroboración o el seguimiento de un transformador la cantidad puede excederse, entre mayor sea el seguimiento se podrá tener un mejor análisis de gases disueltos. En este aspecto, también es de considerar el aspecto económico en la implementación

de un programa para la toma de muestras de aceite para análisis de gases disueltos.

El segundo paso consiste en la selección de las últimas 3 a 6 muestras que se encuentren entre el período de 4 a 24 meses. Tomando en consideración la cantidad de muestras que se tengan, debe de analizarse las muestras que sean más representativas, posiblemente dos muestras tomadas el mismo día con valores similares quizá no sea tan representativo. Contabilizando las muestras, debe de establecerse la relación O_2/N_2, con una de las muestras que supere el valor de 0,2 la relación debe de establecerse como mayor a 0,2 y aplicar las tablas bajo está consideración. Existen equipos que no presentan los valores de oxígeno y nitrógeno, en caso de desconocerse debe aplicarse con un valor mayor a 0,2, bajo estas condiciones se presentan los valores más conservadores.

- Determinación de la generación anual de un gas

$$Generación\ anual\ \left(\frac{ppm}{año}\right) = pendiente_{línea\ tendencia} * 365 \quad \text{[Ec. 8]}$$

El tercer paso consiste en la determinación de la edad del transformador, si está es desconocida las tablas permiten la evaluación. El cuarto paso corresponde a la evaluación por medio de la tabla XXI. Si todos los valores se mantienen abajo, se debe de evaluar con la tabla XXIII y la tabla XXIV, estas dos tablas se utilizan para determinar la generación de gases en el transformador. Para la tabla XXIV es necesario elaborar una línea de la tendencia, colocando en el eje horizontal en días, comenzando con la primera muestra en el día 0, y en el eje vertical las partes por millón del gas. La generación anual es el resultado de la pendiente de la línea tendencia (m) y la

multiplicación por 365 días (1 año), como se ve en la ecuación 8. Eso debe de realizarse para cada uno de los gases.

Si todos los gases se encuentran por debajo de los valores establecidos en la tabla XXIII y en la tabla XXIV, si es aplicable por la cantidad de muestras, entonces se puede definir que el transformador se encuentra en el estatus 1. Bajo este estatus el monitoreo del transformador debe de ser normal y no presenta alarma algún sobre el estado de los gases. El plan de mantenimiento actual debe de mantenerse y establecer que hasta el momento no presenta algún inconveniente. Si los gases presentan algún incremento que supera la tabla XXIII y la tabla XXIV se recomienda realizar otra muestra para confirmar el incremento. De confirmarse que no existe un incremento se establece el estatus 1, si existe incremento el estatus del transformador es el estatus 2.

El quinto paso es determinar si los valores de algún gas se encuentran entre los valores de la tabla XXI y la tabla XXII. Si todos los valores de los gases no superan los valores de la tabla XXIV, entonces el transformador es catalogado en el estatus 2. Para los programas de mantenimiento que utilizan una sola muestra al año, no puede aplicarse la tabla XXIV, por lo que solo pueden utilizarse los valores de la tabla XXIII, pero cuando se tome alguna muestra para verificar se cumplirá con el mínimo de 3 muestras en dos años. El sexto paso es que cuando cualquiera de los gases supere los límites de la Tabla XXII o la tabla XXIV, estos se catalogarán como con estatus 3.

El séptimo paso corresponde a que los transformadores que se encuentren en la clasificación de estatus 3 deben de ser monitoreados. El monitoreo debe de verificar si la falla persiste o si se encuentra una falla activa. De confirmarse que existe una falla activa, debe de considerarse el gas y el tipo de falla para evaluar su corrección. El octavo paso indica que, si se superan de

gran manera los límites correspondientes a las tablas, se debe de consultar a un experto del análisis de gases disueltos o bien a la fábrica para obtener apoyo en el diagnóstico. Además, también es útil el utilizar métodos alternativos para poder determinar la o las fallas que existen en el transformador. En la figura No. 43 se encuentra el diagrama de flujo que busca ejemplificar el análisis de gases disueltos.

4.2.3. Estatus 1

Los transformadores que se encuentran en el estatus 1 pueden considerarse como transformadores que se encuentran operando de manera normal. El encontrarse en este estatus no implica que no existan fallas en el transformador, el transformador puede estar experimentando fallas pequeñas en puntos específicos que no están siendo detectados. Cuando el transformador se encuentra en este estatus se debe seguir con el mantenimiento programado y con las recomendaciones del fabricante del transformador. Este es el estatus ideal en el cual se tiene que encontrar el transformador para tenerlo en operación.

4.2.4. Estatus 2

El estatus 2 indica que un transformador se encuentra con niveles o generaciones sospechosas de gases disueltos. La principal recomendación, para los transformadores que se encuentran en esta clasificación, es que se deben de monitorear y establecer si la situación presente alguna clase de riesgo para el transformador. El monitoreo podría presentar que la situación actual no representa una falla activa y que únicamente los niveles de los gases superan lo establecido en la tabla XXI, lo que no es de tanta preocupación por lo que se podría regresar al estatus 1. Por otro lado, el monitoreo puede presentar que

existe una falla activa y se va a requerir tener un monitoreo constante. En este estatus se puede considerar el monitoreo en línea de los gases disueltos en el aceite.

4.2.5. Estatus 3

El estatus 3 indica que un transformador se encuentra probablemente sospechoso. En este estatus se debe de considerar el monitoreo en línea de los gases disueltos si es necesario. En este caso puede tener una falla activa la cual debe ser más ampliamente investigada por medio de otros métodos, también debe considerarse consultar a la fábrica o a un experto en transformadores quienes pueden brindar más información. El monitoreo del transformador debe de ser más estricto, con el fin de dar un mayor seguimiento a la anomalía presente en el transformador. Si el transformador solo supera los valores de la tabla XXII, es un transformador que debe monitorearse y descartarse que se tenga una falla activa. De existir valores extremadamente altos, debe de consultarse con el fabricante.

4.3. Relaciones entre distintos gases

Para la comprensión del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, es necesario mencionar la relación que existe entre algunos pares gases. Estas relaciones son importantes en algunos momentos para la determinación de los límites que se establecen como apropiados, o bien, ser útiles para un diagnóstico más avanzado en caso de detectarse una anomalía la cual debe investigarse más a fondo. Entre las relaciones importantes para el análisis de gases disueltos en el aceite mineral se tienen los siguientes: CO_2/CO, la cual viene enfocándose sobre el envejecimiento de la celulosa; O_2/N_2, la cual

establece las condiciones bajo las que se encuentra el transformador; y C_2H_2/ H_2 fugas internas en el transformador.

Cabe resaltar que las relaciones que se establecen entre distintos gases, no representa un estado definitivo del transformador. Por lo que, es necesario realizar una mayor investigación en los resultados de gases para determinar si realmente existe un problema como señala la relación entre dos gases. Para este aspecto es importante el análisis de las tendencias de los gases, para poder interpretar la generación de un gas. La generación reciente de alguno de los gases puede corresponder a una anomalía que se presenta en el transformador. Las relaciones deben de utilizarse como una referencia, pero debe prestársele atención cuando los gases relacionados presentan una generación importante.

4.3.1. CO_2/CO

En ocasiones, el monóxido de carbono y el dióxido de carbono se asocian con el envejecimiento del papel o de la celulosa presente en el transformador. La interpretación de los óxidos de carbono como indicadores del envejecimiento o deterioro de la celulosa no es del todo acertada. Para interpretar correctamente los óxidos de carbono es también importante interpretar la relación entre ellos y los límites de cada uno. En la Tabla XXV, se observa la forma en cómo se puede interpretar la relación entre el dióxido y el monóxido de carbono, comprendiendo que estos no son criterios definitivos. Siempre es importante el investigar y monitorear un transformador en el cual se sospeche una falla.

A pesar de que los índices de generación de dióxido de carbono y monóxido de carbono se encuentren en estado aceptable, no puede

descartarse que existan anomalías en la celulosa a pequeña escala. Cuando existan anomalías en la celulosa a pequeña escala, puede que no se presente un incremento considerable en los óxidos de carbono. La forma de detectar está clase de anomalías, será por medio de la generación de otros gases. Para un mejor análisis será útil la utilización de otros recursos, tales como los triángulos y pentágonos de Duval; los cuales se verán más adelante como complemento al análisis de gases disueltos en el aceite mineral.

Tabla XXV. **Interpretación de la relación CO_2/CO**

Primer Indicio	Segundo Indicio	Tercer Indicio y posible interpretación
CO > 1 000 ppm	$CO_2/CO < 3$	Sin gases hidrocarbonos generándose es posible descartar una falla en el papel, pero puede indicar oxidación en transformadores que no estén expuestos a la atmosfera.
CO > 1 000 ppm	$CO_2/CO < 3$	Con formaciones importantes de gases hidrocarbonos, puede indicar una falla en el papel.
CO_2 > 10 000 ppm	$CO_2/CO < 20$	En presencia de furanos indicar la degradación de la celulosa.

Fuente: elaboración propia.

4.3.2. O_2/N_2

La relación de oxígeno y nitrógeno es un indicador útil para el análisis de todos los gases, puesto que este indica las condiciones a las que se encuentra el transformador de potencia. Los índices para evaluar la cantidad de gases presentes y los índices de generación se ven afectados por esta relación. Cuando la relación baja, regularmente se reduce la cantidad de oxígeno, puede

ser indicaciones de sobrecalentamiento u oxidación en el aceite mineral. Cuando la relación aumenta, un incremento del nitrógeno, puede deberse a fugas en el transformador que estén permitiendo el ingreso de aire al transformador.

4.3.3. C_2H_2/H_2

La relación entre el acetileno y el hidrógeno, permite detectar la existencia de fugas del compartimiento del cambiador de tomas. Tomando en consideración que en el cambiador de tomas se dan los cambios en la posición del cambiador de *taps*, es donde se encuentran los residuos de estos cambios. En el cambiador de tomas se presentan estos pequeños arcos controlados, que se dan al cambiar de posiciones. El acetileno y el hidrógeno se forman como residuos de los arcos en el cambiador de tomas. Cuando la relación C_2H_2/H_2 en el aceite mineral de la cuba del transformador es mayor a tres (3) es posible que exista una fuga del aceite del cambiador de tomas al aceite de la cuba.

4.4. Diagnóstico del tipo de falla

Existen distintas formas de diagnosticar una falla, a continuación, se describirán las formas más comunes de poder determinar la posible falla del transformador.

4.4.1. Método del gas clave

A pesar de que el método del gas clave no es tan certero como otros métodos de análisis, es una buena herramienta para un diagnóstico simple y que considera distintos gases. El método del gas clave puede llevar a diagnósticos errados o inconclusos, considerando que los gases quedan

remanentes en el líquido aislante, lo que conllevaría a no determinar cuál fue el gas principalmente generado. Para la utilización del método del gas clave el error se incrementa cuando se realiza por medio de un programa, por lo que si se desea aplicar es más recomendable que una persona sea la que lo analice.

4.4.1.1. Gas clave: etileno

Cuando el gas clave es el etileno, es decir que el etileno es el gas con mayores índices de generación, la falla que se puede asumir es una falla térmica en el aceite mineral. Esta falla puede ser debida a alguna anomalía térmica en el transformador que funcione como punto de alta temperatura y se encuentre sobrecalentando el aceite. A fallas térmicas de mediana temperatura se pueden encontrar trazos de etano, metano e hidrógeno. Cuando la falla térmica es de alta temperatura también se pueden encontrar trazos de acetileno en pequeñas proporciones. Dependiendo del origen de esta falla, su reparación puede conllevar desde cambios en la operación del transformador de potencia hasta la corrección interna del elemento en cuestión.

4.4.1.2. Gas clave: monóxido de carbono

Cuando existe una generación principalmente de monóxido de carbono, la falla puede ser atribuida a una falla térmica en la celulosa y el aceite. Los gases secundarios de este tipo de falla son el etileno y en menores proporciones el etano, metano e hidrógeno. La diferencia con la falla térmica en el aceite es que la falla térmica del aceite se encuentra en principal contacto con el aceite. La falla térmica en la celulosa y el aceite daña a ambos tomando en consideración que los elementos con celulosa están impregnados con aceite. Este tipo de falla puede conllevar cambios en la operación del

transformador, tales como la reducción de carga en el transformador; también puede conllevar alguna reparación interna e invasiva.

4.4.1.3. Gas clave: hidrógeno

Cuando se tiene hidrógeno como principal gas generado, la falla asociada a esto son las descargas parciales o descarga de baja energía. Los gases secundarios pueden ser metano, etileno y etano; todos en pequeñas cantidades. Las descargas parciales pueden darse ante problemas de impregnación del aceite en el papel o problemas específicos entre el papel y el aceite. Para resolver el problema que hace presentes las descargas parciales, seguramente se tendría que hacer un proceso con el aceite para reimpregnar el papel, lo que conlleva la desenergización del transformador. Así también, el proceso puede buscar reducir la humedad en el aceite, la cual podría ser responsable también de las descargas parciales.

4.4.2. Triángulos de Duval

El triángulo de Duval es una de las herramientas más útiles para la detección del tipo de falla que se presenta en un transformador. A lo largo de los años, el triángulo de Duval ha demostrado su utilidad y toma en cuenta gran cantidad de las fallas que pueden existir en un transformador. Las fallas que pueden darse en el transformador se encuentran en la Tabla XXVI. Cabe mencionar que el triángulo de Duval puede llegar a tener dificultades en la interpretación del resultado cuando existe más de un tipo de falla en el transformador. Con el conocimiento del tipo de falla es más fácil la toma de decisiones que puede efectuarse para la corrección de la anomalía.

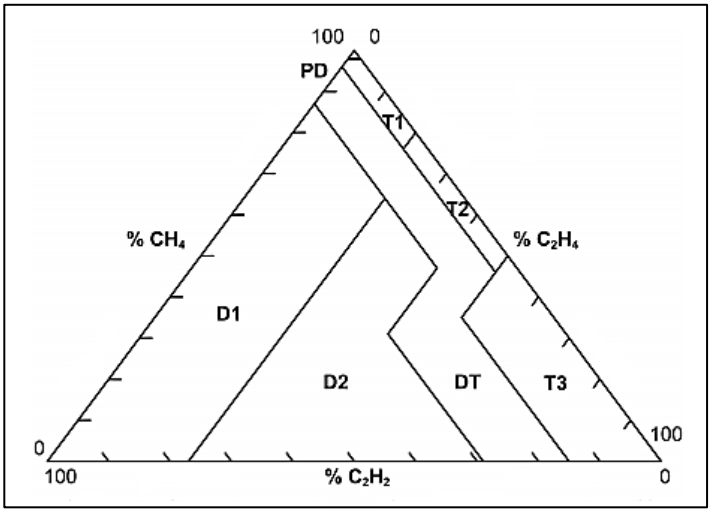
Tabla XXVI. **Fallas comunes en transformadores y su nomenclatura**

Nomenclatura	Descripción de la falla
PD	Descargas parciales del tipo efecto corona
D1	Descargas de baja energía o descargas parciales del tipo chispa
D2	Descargas de alta energía
T1	Falla térmica con temperatura menor a 300 °C
T2	Falla térmica con temperatura entre los 300 °C y los 700 °C
T3	Falla térmica con temperatura mayor a 700 °C
DT	Mezcla entre fallas térmicas y eléctricas
S	Gasificación pérdida con temperaturas menores a 200 °C
O	Sobrecalentamiento sin carbonización de papel a temperaturas menores a 250 °C
C	Posible carbonización del papel
T3-H	Falla térmica en el aceite mineral únicamente
ND	Sin determinar

Fuente: elaboración propia.

El triángulo 1 de Duval es un triángulo el cual tiene zonas que lo componen. Las zonas que lo componen representan el lugar en el cual se presenta una falla. Las zonas se forman en base a la cantidad de tres gases, los cuales son: metano (CH_4), acetileno (C_2H_2) y etileno (C_2H_4). El triángulo 1 de Duval puede observarse en la Figura 44, en el cual se ven representadas las zonas de falla. Como puede observarse en la figura, se tienen porcentajes de cada uno de los gases, y la intersección de los tres representa la zona en la cual se encuentra el transformador. El cálculo de cada uno de los porcentajes se puede realizar por medio de la Ecuación 9 y se realiza una línea paralela al lado en sentido antihorario. Los porcentajes crecen en sentido antihorario para cada uno de los gases.

Figura 44. **Triángulo 1 de Duval para aceite mineral**



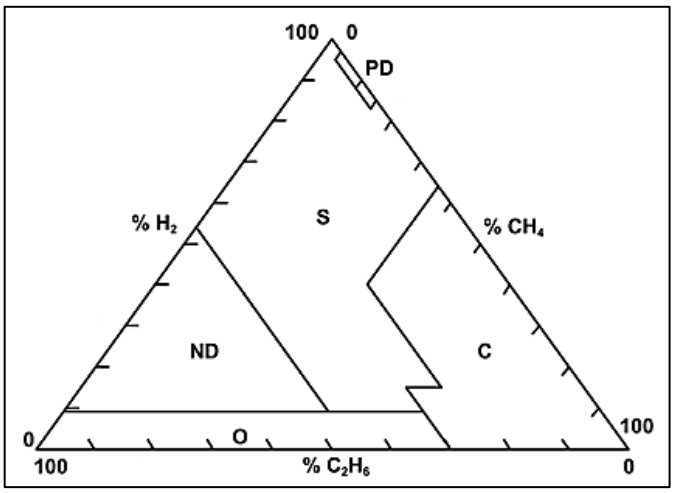
Fuente*:* The Institute of Electrical and Electronics, Inc *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. p. 41.

- Cálculo del porcentaje de gases para el triángulo de Duval

$$\%\, del\ gas = \frac{ppm_{gas\ calculado}}{\sum ppm_{todos\ los\ gases\ involucrados}} * 100\ \%$$ [Ec. 9]"[6]

[6] IEEE, Op. Cit. p. 41.

Figura 45. **Triángulo 4 de Duval para aceite mineral**



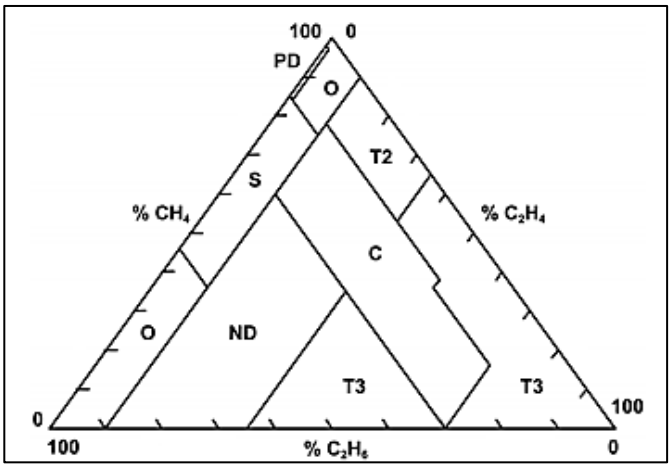
Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers.* p. 65.

Como parte del análisis más profundo de las fallas, existen triángulos adicionales que pueden utilizarse. Cuando el triángulo 1 de Duval presente alguna falla de baja energía o de baja temperatura, tales como las fallas PD, T1 y T2; se recomienda utilizar el triángulo 4 de Duval para aceite mineral. Las ventajas de la utilización del triángulo 4 de Duval son que se puede delimitar el origen de la falla. El triángulo 4 de Duval se puede observar en la Figura 45, este funciona de la misma manera que el triángulo 1 con la diferencia de que los gases considerados son: hidrógeno, metano y etano. Las zonas cambian en el triángulo 4 al estar conformado por otros gases.

Cuando el triángulo 1 de Duval presente fallas de alta o muy alta temperatura, tales como: T2 o T3; es recomendable utilizar el triángulo 5 de Duval para aceite minerales. La aplicación del triángulo 5 de Duval es la misma con relación a los triángulos 1 y 4, sin embargo, en el triángulo 5 los gases que son tomados en cuenta son: hidrógeno, etano y etileno. El triángulo 5 de Duval

se puede observar en la Figura 46. Regularmente, las fallas de mayor energía presentan una preocupación mayor que las de baja energía; ya que el calor funciona como un acelerador del envejecimiento. En ambos, el triángulo 4 y el 5, existe una zona definida como ND, esta zona representa una zona donde la falla no puede definirse.

Figura 46. **Triángulo 5 de Duval para aceite mineral**



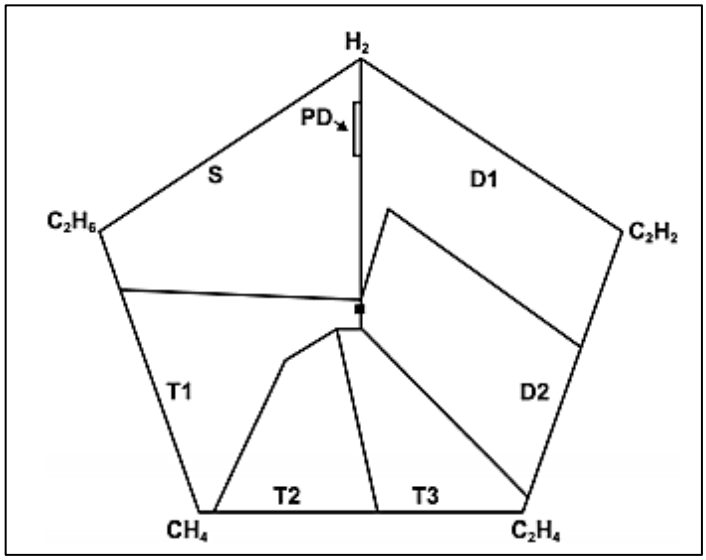
Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. p. 66.

4.4.3. Pentágonos de Duval

Por otro lado, un análisis más reciente de los gases disueltos en el aceite mineral formo un criterio que toma en cuenta a cinco gases, formándose así los pentágonos de Duval. Existen dos pentágonos elaborados por Duval, los cuales toman en consideración los siguientes gases: hidrógeno, etano, etileno, metano y acetileno; los gases hidrocarbonos. El pentágono 1 de Duval es el que se utiliza como referencia para detectar las fallas más comunes. El pentágono 1 de Duval para aceites minerales se puede encontrar en la Figura

47. El pentágono 2 de Duval puede presentar mayores detalles del origen de la falla y se puede encontrar en la figura 48.

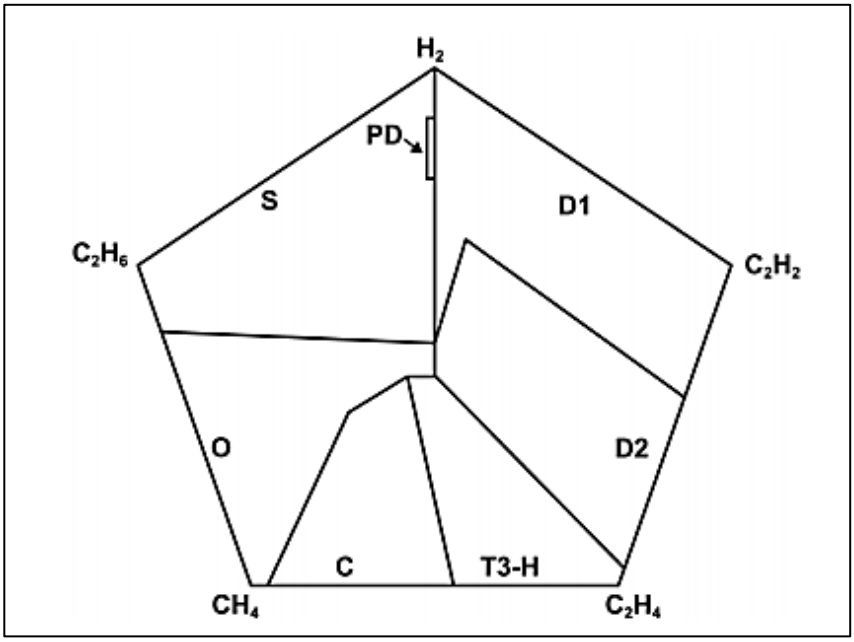
Figura 47. **Pentágono 1 de Duval**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers.* p. 62.

El uso de los pentágonos de Duval corresponde también a la Ecuación 9, únicamente que ahora se hace referencia a los 5 gases que componen los pentágonos. Primero se calculan los porcentajes para cada uno de los gases, posteriormente se trazan líneas del centro del pentágono a los vértices de este dividiendo esta línea en porcentajes de 0 % a 100 %. Se grafican los porcentajes de cada gas en sentido del vértice donde se encuentra cada uno. Posteriormente se establece el centroide del polígono formado por la unión de los puntos graficados y en este lugar es donde se encuentra el transformador de acuerdo con los gases que tiene. Entonces al transformador se le asigna la posible falla a la que puede estar asociado.

Figura 48. **Pentágono 2 de Duval**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 67.

4.4.4. Relaciones de Rogers

Las relaciones de Rogers son un método el cual se basa principalmente en las relaciones entre distintos gases. Las relaciones descritas por Rogers son: C_2H_2/C_2H_4, CH_4/H_2, $C_2H_4/C2H_6$. Para evaluar por medio de las relaciones de Rogers es necesario calcular las relaciones entre los gases y posteriormente evaluarlos en base a la Tabla XXVII. Cuando se cumplan todas las relaciones que indica la tabla, entonces podemos identificar cual es la posible anomalía de acuerdo con las Relaciones de Rogers. Este es un método simple y de fácil aplicación, pero que también no incluye todos los tipos de falla ya que solo se ponen las fallas más comunes.

Tabla XXVII. **Diagnóstico en base a las relaciones de Rogers**

Posible Diagnostico	C_2H_2/C_2H_4	$CH_4/H2$	C_2H_4/C_2H_6
Operación Normal	< 0,1	0,1 a 1,0	< 1,0
Descargas Parciales, arqueos de baja energía	< 0,1	< 0,1	< 1,0
Arqueo, descargas de alta energía	0,1 a 3,0	0,1 a 1,0	>3,0
Anomalía térmica de baja temperatura	< 0,1	0, 1 a 1, 0	1,0 a 3,0
Anomalía térmica de temperatura < 700 °C	< 0,1	> 0,1	1,0 a 3,0
Anomalía térmica de temperatura > 700 °C	< 0,1	> 0,1	> 3,0

Fuente: elaboración propia.

4.4.5. Relaciones de *Doernenburg*

Las relaciones de *Doernenburg* tienen las mismas carencias que el método de las relaciones de *Rogers*, sin embargo, las relaciones de D*oernenburg* toma en consideración 4 relaciones entre gases. El problema con las relaciones de *Doernenburg* es que estas solo identifican 3 tipos de fallas, los cuales son: descomposición térmica, corona (descargas parciales de baja intensidad, descargas parciales) y arqueos (descargas de alta intensidad). Las relaciones de *Doernenburg* se pueden observar en la Tabla XXVIII. Anteriormente, también se utilizaban valores para cada gas que de superarse podían indicar una alarma. Este método solo se presenta como otra referencia de la forma en cómo se pueden analizar los gases.

Tabla XXVIII. **Relaciones de Doernenburg y su diagnóstico**

Diagnóstico de Falla Sugerida	CH4/H2	C2H2/C2H4	C2H2/CH4	C2H6/C2H2
Descomposición Térmica	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Descargas de baja energía, Descargas Parciales	< 0,1	Sin importancia	< 0,3	> 0,4
Descargas de alta energía, Arqueo	0,1 < > 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

Fuente: elaboración propia.

4.5. Generación de gases

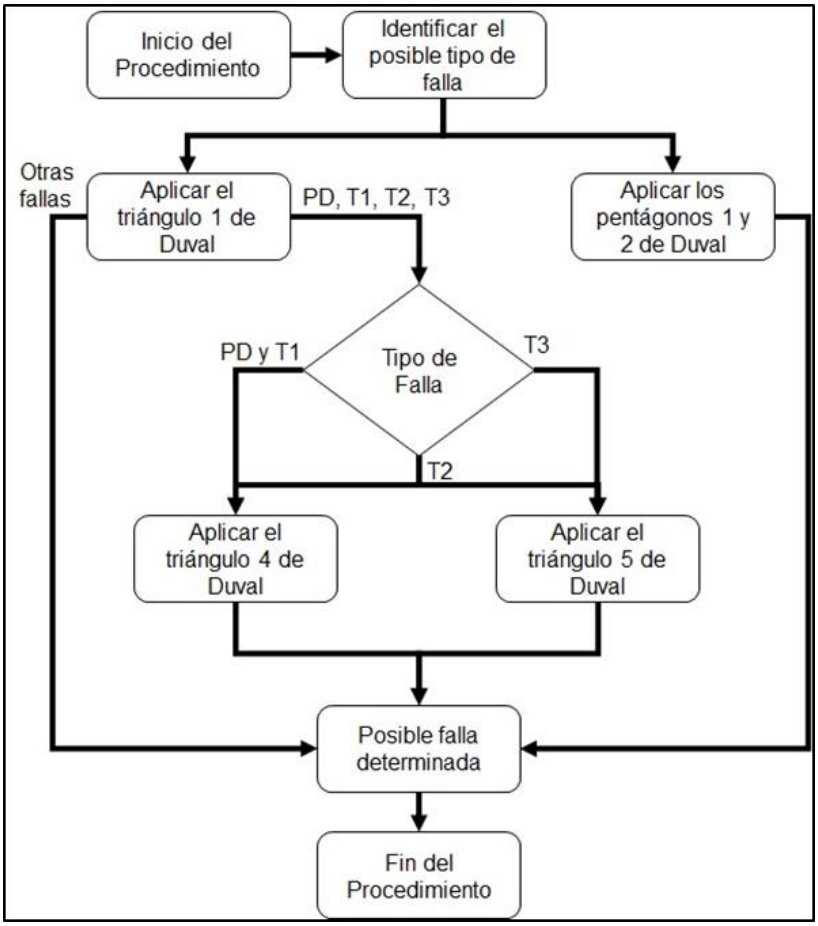
Uno de los aspectos más importantes en el análisis de gases disueltos es la generación de los gases. La generación de gases se relaciona con una falla activa, por lo que los cambios en la cantidad de gases representan la mayor importancia en análisis de gases disueltos. Por ejemplo, un transformador con 100 ppm de acetileno que se ha mantenido durante 10 años es de menor preocupación que uno que genera 10 ppm al año. El primero de los transformadores no tiene una falla activa y requiere de un desgasificado para reducir el nivel de acetileno. El segundo transformador presenta una falla que involucra acetileno, que posiblemente conlleva una falla de alta energía.

4.6. Identificación del tipo de falla

Al momento de detectar una condición anormal de los gases (estatus 2 o estatus 3) se hace importante que se prosiga a utilizar los triángulos o

pentágonos de Duval para poder determinar el posible tipo de falla. Los triángulos y pentágonos de Duval tienen como objeto brindarnos una orientacipon del posible tipo de falla al cual puede estar sometido el transformador. Al tener una mejor perspectiva de que es lo que está pasando con el transformador es posible diagnosticar de mejor manera el transformador. Adicionalmente, el historial del transformador en combinación con la identificación de un tipo de falla puede coincidir con un mejor diagnóstico.

Figura 49. **Diagrama de flujo identificación de la posible falla**



Fuente: elaboración propia, empleando Power Point.

En la Figura No. 49 se busca definir el procedimiento a seguir cuando se hace necesaria la detección de una posible falla en un transformador de potencia. El diagrama de flujo presentado únicamente incluye el análisis por medio de los triángulos y los pentágonos de Duval, los cuales son los más confiables y que contemplan una mayor cantidad de fallas. Cualquier otro método de análisis puede ser utilizado, ya sea para corroborar o para confirmar los resultados que se proveen por el método de Duval. Cada análisis por muy simple que sea puede brindar una mejor perspectiva para el análisis del transformador de potencia que se analiza.

4.7. Intervención de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son equipos que están sometidos a grandes esfuerzos térmicos, mecánicos y eléctricos. En ocasiones los transformadores pueden presentar anomalías que se presentan ya sea por su operación, por fallas, por el envejecimiento o por problemas desde su fabricación. Cabe resaltar que no todas las anomalías precisan de que el transformador sea desenergizado e inspeccionado. La intervención de los transformadores debe llevarse a cabo cuando las condiciones presentes en el transformador puedan poner en riesgo la integridad del mismo. En esta sección se comentarán las condiciones en que se puede intervenir un transformador.

4.7.1. Condiciones extremas del análisis de gases disueltos

La generación de gases en un transformador de potencia es normal, sin embargo, hay que considerar la temperatura y la cantidad de gas generado. La nueva normativa correspondiente al análisis de gases disueltos (IEEE Std. C57-104-2019) nos indica límites aceptables entre muestras. Regularmente una anomalía severa se manifiesta en más de un gas, y supera con creces los

límites establecidos de las muestras. Adicionalmente el análisis de gases disueltos nos puede brindar una referencia de la posible anomalía presente en el transformador. Cuando se tenga un incremento de gases demasiado alto, que no corresponda con una posible generación normal, se recomienda la desenergización del transformador.

Cuando un banco de transformación cuenta con un transformador de reserva es más fácil considerar una desenergización para poder realizar pruebas eléctricas en el transformador de potencia. El transformador de reserva puede energizarse en lugar del transformador con inconveniente. En los casos en que el transformador no pueda sustituirse por un transformador de reserva, el análisis de las pruebas deberá realizarse y determinar si hay un riesgo al energizar el transformador. En caso de ser necesario y que no se logré determinar un problema concreto, puede considerarse la inspección interna del transformador.

4.7.2. Pruebas eléctricas que no satisfacen

En ocasiones donde las pruebas eléctricas no satisfacen los limites correspondientes que recomiendan las normas, se recomienda realizar un análisis del transformador basándose en si los limites superados pueden presentar un inconveniente para la integridad del transformador que pueda conllevar una potencial falla del mismo por ejemplo: superar la humedad recomendada en un transformador en ocasiones puede ser una alarma, sin embargo, a menos que la humedad del transformador sea demasiado alta no se debe considerar una intervención; pero si considerar un secado para el transformador.

En ocasiones las alarmas más importantes que pueden presentarse en las pruebas eléctricas corresponden con problemas en la geometría de los transformadores o bien en un deterioro excesivo del aislamiento. Los cambios geométricos pueden corresponder a deformación de devanados o cambios físicos del transformador que pueden presentar anomalías. El deterioro excesivo del aislamiento puede considerar que el transformador no pueda soportar los esfuerzos eléctricos a los que será sometido. Cuando se detecta una condición de este tipo se deben de realizar más pruebas al transformador y determinar si este puede o no puede energizarse. En caso de no poder energizarse se recomienda realizar una inspección interna.

4.7.3. Inspecciones Internas

Se recomienda realizar inspecciones internas a los transformadores cuando las condiciones del transformador presenten una condición que pueda poner en riesgo la integridad del transformador. Adicionalmente, la inspección interna debe de realizarse con el objetivo de poder dimensionar los problemas reales y determinar las acciones posteriores una vez determinado el inconveniente del transformador.

5. APLICACIÓN A UN PROTOCOLO DE PRUEBAS REAL

En este capítulo nos enfocaremos en la aplicación de lo que se ha propuesto en los capítulos anteriores, aplicándolo a un lugar donde se realizan pruebas a transformadores de potencia. En este capítulo se encontrarán las pruebas realizadas a un transformador de potencia que servirá de ejemplo para la evaluación de un transformador. Por último, se establecerán recomendaciones y conclusiones importantes aplicadas al lugar de origen de las pruebas como en general para la aplicación de un protocolo de pruebas a transformadores de potencia. Este capítulo, conlleva una gran cantidad de información relevante conforme a los equipos de prueba y la estadística de las pruebas que se han realizado durante los últimos 5 años.

5.1. Empresa de transporte y control de energía eléctrica del instituto nacional de electrificación

> El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) es una institución dedicada al subsector eléctrico. Inicialmente, el INDE era una sola institución que se dedicaba a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sin embargo, con la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad, se determinó que una sola empresa no podría realizar más de una de las actividades del subsector eléctrico, con esto nacieron las tres empresas del INDE. Las empresas del INDE son: la Empresa de Transporte y Control de Energía (ETCEE), la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE). La ETCEE será la empresa que utilizaremos como referencia conforme al mantenimiento predictivo de los transformadores de potencia. [7]

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, en su parte operativa se divide en 4 áreas, las cuales son: División y Control, encargado de

[7] ETCEE-INDE. *Empresa de transporte y control de energía eléctrica del instituto nacional de electrificación.* http://www.etcee.gog.gt. Consulta: 11 de agosto de 2021.

la operación del sistema de ETCEE; Sistema Central, encargado de las subestaciones que se encuentran cerca de la ciudad de Guatemala y las principales líneas que derivan de estas subestaciones; Sistema Oriental, encargado de las regiones de oriente, nororiente y suroriente del país; y el Sistema Occidental, encargado de las regiones de occidente, noroccidente y suroccidente, junto con la interconexión Guatemala – México de 400 kV. Cada uno de los sistemas se encuentra conformado por tres áreas, las cuales son: subestaciones, protecciones y líneas de transmisión.

El área de subestaciones se encarga del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las subestaciones que estén a su cargo. El área de subestaciones se compone de divide en el taller electromecánico, donde se encargan de los trabajos que corresponden al mantenimiento correctivo y el mantenimiento predictivo; y la Unidad de Metrología se encarga del mantenimiento predictivo. La Unidad de Metrología se encarga de realizar las pruebas a los equipos de las subestaciones del sistema y detectar equipos que requieran atención que requieran de mantenimiento o que requieran acciones inmediatas.

Para los objetivos de este trabajo de graduación, se utilizarán los resultados de las pruebas de la Unidad de Metrología del Sistema Central de ETCEE. Además, el sistema central es el sistema que cuenta con transformadores de más potencia y los que se encuentran más cercanos a la carga, en este caso la carga de la ciudad capital. Los sistemas Oriental y Occidental, en algunas subestaciones terminan siendo puntos de distribución y por lo mismo los transformadores no cuentan con tanta potencia. Las subestaciones que cuentan con transformadores en el sistema central son: Guatemala sur, Guatemala este, Guatemala norte y Escuintla 1.

5.1.1. Unidad de metrología sistema central de ETCEE

Los transformadores a los cuales se les da mantenimiento en el Sistema Central son un total de 42 transformadores de potencia. Los transformadores de la subestación Guatemala Sur se encuentra en la tabla XXIX. Los transformadores de las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este y Escuintla 1 se encuentran en la tabla XXX. En las tablas se encuentra la información básica de los transformadores.

Tabla XXIX. **Transformadores sistema central parte 1**

SUBESTACIÓN	No.	TRANSFORMADOR	MARCA	AÑO	VOLTAJE	Potencia (MVA)
GUATEMALA SUR	27	Fase R Banco 1	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	28	Fase S Banco 1	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	29	Fase T Banco 1	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	30	Fase R Banco 2	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	31	Fase S Banco 2	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	32	Fase T Banco 2	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25
	33	Fase R Banco 3	Crompton Greaves	2018	230/69/13,8	37,5
	34	Fase S Banco 3	Alsthom	1979	230/69/13,8	37,5
	35	Fase T Banco 3	Alsthom	1979	230/69/13,8	37,5
	36	Trifásico Banco 4	EFACEC	2001	230/69/13,2	70/100
	37	Fase R Banco 5	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	39/65
	38	Fase S Banco 5	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	39/65
	39	Fase T Banco 5	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	39/65
	40	Reserva Banco 3	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	41	Reserva Banco 5	Crompton Greaves	2015	230/69/13,8	39/65
	42	Reserva Banco 1 y 2	CENEMESA	1969	138/69/13,2	25

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXX. **Transformadores sistema central parte 2**

SUBESTACIÓN	No.	TRANSFORMADOR	MARCA	AÑO	VOLTAJE	Potencia (MVA)
GUATEMALA NORTE	1	Fase R Banco 2	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	2	Fase S Banco 2	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	3	Fase T Banco 2	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	4	Fase R Banco 3	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	5	Fase S Banco 3	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	6	Fase T Banco 3	Ansaldo	1982	230/69/13,8	35/50
	7	Fase R Banco 4	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	35/50
	8	Fase S Banco 4	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	35/50
	9	Fase T Banco 4	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	35/50
	10	Reserva	Areva	2004	230/69/13,8	35/50
GUATEMALA ESTE	11	Fase R Banco 1	Ansaldo Coemsa S. A.	1997	230/69/13,8	39/65
	12	Fase S Banco 1	Ansaldo Coemsa S. A.	1997	230/69/13,8	39/65
	13	Fase T Banco 1	Ansaldo Coemsa S. A.	1997	230/69/13,8	39/65
	14	Fase R Banco 2	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	39/65
	15	Fase S Banco 2	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	39/65
	16	Fase T Banco 2	Crompton Greaves	2011	230/69/13,8	39/65
	17	Reserva	Crompton Greaves	2006	230/69/13,8	39/65
ESCUINTLA 1	18	Fase R Banco 1	TOSHIBA	2001	230/138/13,2	37,5/50
	19	Fase S Banco 1	TOSHIBA	2001	230/138/13,2	37,5/50
	20	Fase T Banco 1	TOSHIBA	2001	230/138/13,2	37,5/50
	21	Fase R Banco 2	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	35/50
	22	Fase S Banco 2	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	35/50
	23	Fase T Banco 2	Crompton Greaves	2008	230/69/13,8	35/50
	24	Trifásico	Trafo-Union	1980	230/138/13,8	70/100
	25	Reserva Banco 1	TOSHIBA	2003	230/138/13,8	37,5/50
	26	Reserva Banco 2	Crompton Greaves	2015	230/138/13,8	35/50

Fuente: elaboración propia.

5.1.2. Equipos de la unidad de metrología

En la Unidad de Metrología del Sistema Central se cuenta con múltiples equipos para realizar pruebas en equipos de las subestaciones. En este

apartado se describirán solo los equipos que son de utilidad para los transformadores de potencia. Tomando en consideración que se tienen 42 transformadores de potencia fuertemente asociados al sistema nacional interconectado (SNI) es recomendable tener equipos para poder realizar pruebas a los transformadores de potencia. El Sistema Central de ETCEE tiene una potencia instalada máxima de 1797,5 MVA, contando únicamente transformadores que se encuentra activos al mismo momento (puesto que las reservas funcionan en lugar de otro transformador nominal).

Figura 50. **CPC 100 y CP TD1 (varias pruebas)**

Fuente: *CPC 100 y CP TD1*. Recuperado de: https://www.omicronenergy.com/es/productos/cpc-100/. Consulta: 3 de marzo de 2021.

El principal equipo utilizado en la Unidad de Metrología del Sistema Central de ETCEE corresponde al equipo que tiene la capacidad de medir el sistema de aislamiento en base a corriente alterna. Este es un equipo que puede llegar a un voltaje de 12 kV en corriente alterna. En la Unidad de Metrología se tienen dos equipos que tienen está función, el M 4 000 de marca DOBLE y el CPC 100 en combinación con el CP TD1 de OMICRON. Principalmente, se utiliza el equipo de OMICRON ya que es el equipo más reciente y con un software mucho más amigable tanto para la interpretación de

datos como la ejecución de las pruebas. En la figura 50 se puede observar el equipo de OMICRON.

Otro de los equipos utilizados en los transformadores de potencia es el equipo DIRANA de OMICRON, este se utiliza para realizar la respuesta dieléctrica a la frecuencia. El equipo inyecta una señal en corriente alterna y determina el factor de potencia a lo largo de la frecuencia. El resultado de este es una curva que determina el porcentaje de humedad presente el transformador, también devuelve un valor de conducción del líquido aislante. Con este equipo también es posible realizar la medición de onda corta, sin embargo, aprovechando que se puede hacer el espectro completo es mejor realizarlo. En la Figura 51, se puede observar el equipo DIRANA con su maleta de transporte.

Figura 51. **Dirana (respuesta dieléctrica a la frecuencia)**

Fuente: *Dirana.* Recuperado de: https://www. omicronenergy. com/es/productos/dirana/#contact-menu-open. Consulta: 3 de marzo de 2021.

Para las mediciones de la resistencia del aislamiento es necesario un equipo que realice la medición en corriente directa, para esto se utiliza un

equipo el cual se conoce coloquialmente como megohmetro. El nombre de megohmetro proviene de los resultados de la resistencia de aislamiento deben ser o tender a ser en megaohmios y de ahí el nombre. En la Unidad de Metrología se tienen actualmente dos equipos funcionales para realizar la medición de resistencia de aislamiento. Un equipo de marca Megger y otro de marca AEMC. En la Figura 52, se puede observar el equipo AEMC.

Figura 52. **Medición de resistencia de aislamiento AEMC**

Fuente: *Medición de resistencia de aislamiento AEMC.* https://www. aemc. com/userfiles/files/resources/datasheets/Product %20PDFs %20- %20Spanish/Megohmmeters/2130-21-SP. pdf_.
Consulta: 5 de marzo de 2021

Otro equipo que se tiene en la Unidad de Metrología es el equipo de marca VAISALA, este equipo es instalado en el transformador y se coloca para obtener la cantidad de partes por millón en el líquido aislante. Este equipo tiene como objeto la medición y determinación de la curva de histéresis de la humedad por medio del aceite dieléctrico en el transformador. Las mediciones del equipo VAISALA deben de tenerse como una referencia, tomando en

consideración que la humedad no es uniforme ni constante. La información que recolecta es importante para tener una idea previa del comportamiento de la humedad. En la Figura 53, se observa un equipo de marca VAISALA utilizado para la medición de humedad en aceite mineral.

Figura 53. **Medidor de humedad y temperatura en aceite VAISALA**

Fuente: *Medidor de humedad y temperatura en aceite VAISALA*. https://www. vaisala. com/es/products/instruments-sensors-and-other-measurement-devices/instruments-industrial-measurements/mmt330. Consulta: 3 de marzo de 2021

En la Unidad de Metrología también se cuenta con un equipo el cual puede dar la cantidad de partes por millón de agua en el aceite mineral. Con la cantidad de humedad es posible calcular la saturación relativa y así establecer la cantidad de humedad que se encuentra en el aceite mineral, este resultado tiene sus limitantes al momento de evaluar la humedad global del transformador considerando que el transformador no se encuentra en equilibrio térmico. El equipo requiere de 10 mililitros de aceite mineral que se insertan y posteriormente se obtiene el valor de partes por millón. Este método nos permite ver la cantidad de agua en un punto específico del transformador, sin

embargo, es útil para estimar las condiciones relacionadas a la humedad. En la Figura 54, se observa el equipo antes mencionado.

Figura 54. **Aquamax KF Coulometric (medidor de humedad)**

Fuente: *Aquamax KF Coulometric*. http://www. labequip. com/gr-scientific-aquamax-kf-coulometric-coulometric-karl-fischer-titrator. html. Consulta: 3 de marzo de 2021.

Figura 55. **Kelman Transport X (análisis de gases disueltos)**

Fuente: *Kelman Transport X.* https://www. directindustry. es/prod/ge-grid-solutions/product-50469-585185. html. Consulta: 3 de marzo de 2021.

Para realizar análisis de gases disueltos la Unidad de Metrología cuenta con cromatógrafo portátil para poder evaluar el contenido de gases en los

transformadores de potencia. Este es de marca General Electric, el modelo TRANSPORT X. Cabe resaltar que este cromatógrafo no puede determinar la cantidad de oxígeno y nitrógeno, pero si detecta los demás gases. En la Figura 55, se muestre el cromatógrafo con el que cuenta la Unidad de Metrología. Los resultados del análisis de gases disueltos se suben a una plataforma en línea que ayuda a realizar el análisis.

Figura 56. **DPA 75 C (rígidez dieléctrica)**

Fuente: *DPA 75 C.* https://www. baur. eu/XooWebKit/bin/download. php/106fb8_9f6e8db5a9/DS_Oil %20breakdown %20voltage %20tester_DPA %2075 %20C_BAUR_en-gb. pdf. Consulta: 3 de marzo de 2021

La Unidad de Metrología cuenta con un equipo para la medición de la rigidez dieléctrica, el equipo es de marca BAUR y el modelo es el DPA 75 C. La ventaja del modelo que se tiene es que este cuenta con los accesorios para poder realizar 4 pruebas de rigidez dieléctrica. Cada una de las pruebas que se pueden realizar con el equipo corresponde a una norma diferente. Las normas que se pueden realizar son: la IEC 60156, ASTM D1816 con separación de 1 mm, ASTM D1816 con separación de 2 mm y la ASTM D877. Regularmente, en la Unidad de Metrología la normativa más utilizada es la ASTM D1816 con

separación de 2 mm. En la figura 56, se encuentra el equipo que se tienen para medir la rigidez dieléctrica.

Por la coyuntura actual, que requiere la determinación del contenido de PCB en los equipos que contienen aceite mineral, por la cantidad de equipos y en especial de equipos antiguos. ETCEE tiene un solo equipo para la realización de pruebas de PCB, este equipo utiliza un método semicuantitativo a base de a detección de compuestos de cloro. Este equipo se encuentra en la Unidad de Metrología del Sistema Central y es utilizado para todos los equipos que son sospechosos de contener PCB. En la figura 57, se encuentra el equipo que se tiene en la Unidad de Metrología.

Figura 57. **Analizador de cloros L2000**

Fuente: *Analizador de cloros L2000.* http://www. enviroequip. com. my/l2000dx. html. Consulta: 3 de marzo de 2021.

5.1.3. Filosofía de mantenimiento

La filosofía de mantenimiento que actualmente se maneja se viene aplicando desde el año 2019. En ese mismo año, las pruebas eléctricas se

buscan realizar cada 2 años, es decir que tengan una prueba con una diferencia máxima de 2 años. En el año 2019, se estableció que se estaría realizando la prueba de respuesta dieléctrica a la frecuencia (DFR, humedad) a cada transformador de los bancos que se desenergizaban al año. Posteriormente, en el año 2020 se realizaron acciones que permitieron realizar en conjunto pruebas eléctricas a transformadores y actualizar los protocolos de pruebas eléctricas pendientes. En la tabla XXXI, se muestran las pruebas que se realizaron durante el año 2020.

Tabla XXXI. **Pruebas realizadas durante el año 2020**

Pruebas realizadas durante el año 2020
Factor de potencia al sistema de aislamiento
Corriente de excitación
Impedancia de cortocircuito
Relaciones de transformación
Resistencia de los devanados
Resistencia de aislamientos

Fuente: elaboración propia.

Anteriormente, cuando se desenergizaba un banco de transformación se seleccionaba un transformador del banco y era en el que se enfocaban todas las pruebas. Esta filosofía conllevaba que las pruebas en cada transformador eran realizadas cada 3 años, esto unido a que en algunos momentos se querían verificar los valores de algún transformador. Cuando se verificaban un transformador se corría un año más las pruebas o en algunas ocasiones no se completaban las pruebas. Por lo que a simple vista la filosofía de las pruebas se encuentra estructurada de una mejor manera.

Las pruebas eléctricas, fisicoquímicas y de gases disueltos que se realizan al aceite mineral son realizadas anualmente en un laboratorio certificado. El laboratorio que se ha utilizado durante las últimas pruebas corresponde al laboratorio de SDMyers, pero también se han efectuado las pruebas en otros laboratorios. Las pruebas que se realizan en el laboratorio son las que se encuentran en la Tabla XXXII.

Tabla XXXII. **Pruebas realizadas en el laboratorio**

Pruebas realizadas en Laboratorio
Análisis de Gases Disueltos
Rigidez Dieléctrica
Contenido de Humedad
Número de Neutralización (Acidez)
Tensión Interfacial
Factor de Potencia
Contenido de Inhibidor
Inspección Visual
Color
Azufre Corrosivo (ASTM D1275)
Gravedad Específica
Contenido de Furanos

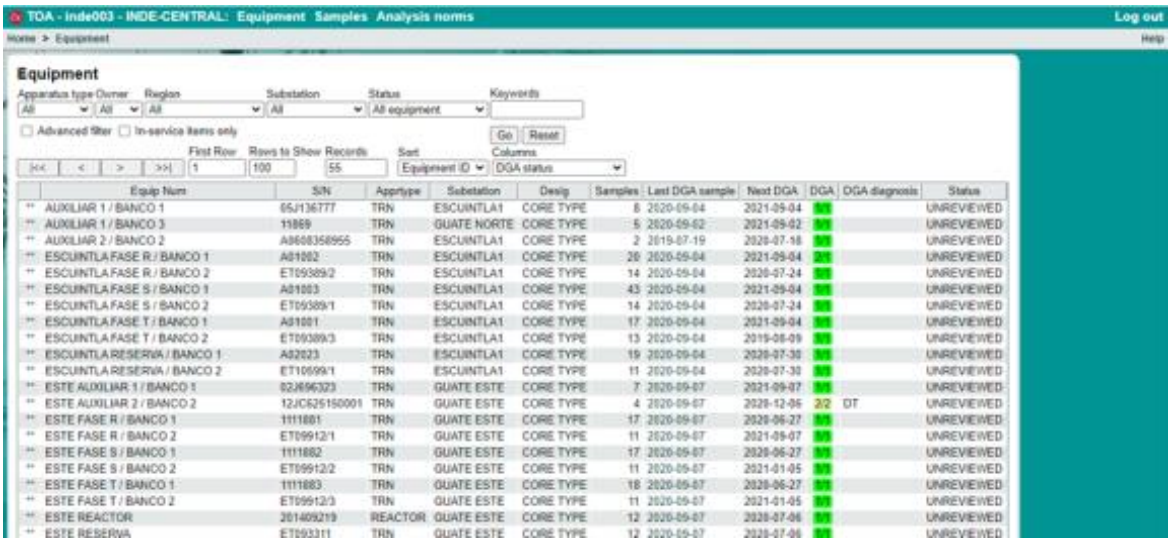
Fuente: elaboración propia.

Los equipos que se tienen en la Unidad de Metrología también tienen como objetivo la revisión inmediata. Estos equipos son principalmente utilizados cuando el laboratorio determina valores que no satisfacen la norma y por consiguiente se verifican localmente. Además, también son utilizados para hacer un barrido para observar las características y determinar si algún

transformador requiere algún seguimiento. Para el análisis de gases disueltos se realiza un barrido anual a todos los transformadores para determinar si algún transformador presenta algún incremento en los gases y compararlos con el resultado de laboratorio.

Los datos relacionados a las pruebas de laboratorio son ingresados a una base datos en línea que posee la Sección de Subestaciones del Sistema Central de ETCEE. Aquí se busca almacenar la información de las pruebas que se realizan al aceite mineral de los transformadores de potencia. La base de datos se conoce como TOA4 Online y es propiedad de Delta-X Research, esta base de datos también provee un análisis relacionado al análisis de gases disueltos. En la Figura 58, se presenta una imagen ya ingresando en la base de datos.

Figura 58. **Base de datos subestaciones sistema central ETCEE**



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Base de datos subestaciones sistema central ETCEE.* Unidad de Metrología.

5.2. Análisis Estadístico de las pruebas realizadas

En este apartado se presentará un análisis estadístico de las pruebas que se han realizado en los transformadores de potencia que pertenecen al Sistema Central de ETCEE. Las pruebas corresponden al período correspondiente desde el año 2016 al año 2020, en un período de 5 años. A continuación, se presentan las pruebas eléctricas que se realizaron a los transformadores de potencia. Posteriormente, se presentan las pruebas fisicoquímicas, eléctricas y análisis de gases disueltos que se realizaron en el laboratorio. Por último, se presentarán las pruebas fisicoquímicas y eléctricas que se realizaron al líquido aislante en realizadas localmente. La contabilización de las pruebas realizadas se basó en las pruebas que se tienen actualmente en la Unidad de Metrología.

Tabla XXXIII. **Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala sur**

Subestación	Transformador	FP	I_E	Z_{CC}	RT	R_W	DFR	R_A
Guatemala Sur	Banco 1 Fase R	5	5	5	6	7	2	3
	Banco 1 Fase S	1	1	1	1	1	2	2
	Banco 1 Fase T	2	2	3	3	3	4	0
	Banco 1 Reserva	2	2	2	2	2	3	1
	Banco 2 Fase R	3	3	3	3	3	4	3
	Banco 2 Fase S	3	1	1	1	2	3	4
	Banco 2 Fase T	3	2	2	2	3	6	2
	Banco 3 Fase R	1	1	1	1	1	2	0
	Banco 3 Fase S	2	2	1	2	1	2	1
	Banco 3 Fase T	3	1	2	1	1	3	1
	Banco 3 Reserva	0	0	0	0	0	2	0
	Banco 4 Trifásico	3	4	2	2	0	2	0
	Banco 5 Fase R	4	4	4	4	4	3	0
	Banco 5 Fase S	1	1	1	1	1	1	0
	Banco 5 Fase T	2	2	2	2	2	1	0
	Banco 5 Reserva	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Pruebas Eléctricas en la Subestación Guatemala sur.* Unidad de Metrología.

Tabla XXXIV. **Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala norte**

Subestación	Transformador	FP	I_E	Z_{CC}	RT	R_W	DFR	R_A
Guatemala Norte	Banco 2 Fase R	1	1	1	1	1	1	0
	Banco 2 Fase S	1	1	1	1	1	0	0
	Banco 2 Fase T	2	2	1	2	1	1	1
	Reserva	1	1	1	1	1	2	2
	Banco 3 Fase R	1	1	1	1	1	3	0
	Banco 3 Fase S	1	1	1	1	1	3	0
	Banco 3 Fase T	3	3	3	3	3	4	1
	Banco 4 Fase R	1	1	1	1	1	1	2
	Banco 4 Fase S	1	1	1	1	1	1	0
	Banco 4 Fase T	2	1	1	1	1	1	0

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Pruebas Eléctricas en la Subestación Guatemala norte.* Unidad de Metrología.

Tabla XXXV. **Pruebas eléctricas en la subestación Guatemala este**

Subestación	Transformador	FP	I_E	Z_{CC}	RT	R_W	DFR	R_A
Guatemala Este	Banco 1 Fase R	1	1	1	1	1	2	0
	Banco 1 Fase S	2	2	2	2	2	2	0
	Banco 1 Fase T	1	1	1	1	1	2	0
	Reserva	1	1	1	1	1	2	1
	Banco 2 Fase R	1	1	1	1	1	3	0
	Banco 2 Fase S	3	3	3	3	3	3	0
	Banco 2 Fase T	2	2	2	2	2	2	2

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Pruebas Eléctricas en la Subestación Guatemala este.* Unidad de Metrología.

En esta sección se presentan las tablas correspondientes a las pruebas eléctricas realizadas a los transformadores de potencia del Sistema Central. En la tabla XXXIII, se observan los transformadores de la subestación Guatemala Sur; en la tabla XXXIV, se observan los transformadores de la subestación Guatemala Norte; en la tabla XXXV, se observan los transformadores de la

subestación Guatemala Este; y en la tabla XXXVI, se observan los transformadores de la subestación Escuintla 1. Las distintas pruebas que se encuentran en las tablas son: factor de potencia, corriente de excitación, impedancia de cortocircuito, relación de transformación, resistencia de devanados, respuesta dieléctrica a la frecuencia y resistencia de aislamiento. Todas en ese orden de izquierda a derecha.

Tabla XXXVI. **Pruebas eléctricas en la subestación Escuintla 1**

Subestación	Transformador	FP	I_E	Z_{CC}	RT	R_W	DFR	R_A
Escuintla 1	Banco 1 Fase R	4	3	4	3	4	2	1
	Banco 1 Fase S	6	7	6	6	6	5	7
	Banco 1 Fase T	3	2	3	4	3	2	0
	Banco 1 Reserva	2	2	2	1	1	2	0
	Banco 2 Fase R	2	2	2	2	2	2	0
	Banco 2 Fase S	1	1	1	1	1	3	0
	Banco 2 Fase T	2	2	2	2	2	3	0
	Banco 2 Reserva	1	1	1	1	1	2	1
	Banco 3 Trifásico	2	3	4	3	4	3	2

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente, encontramos las pruebas físicas y eléctricas al líquido aislante que se han realizado a todos los transformadores por subestación. La contabilización de las pruebas físicas y eléctricas al líquido aislante se encuentran en estas tablas: tabla XXXVII, para Guatemala Sur; tabla XXXVIII, para Guatemala Norte; tabla XXXIX, para Guatemala Este; y tabla XL, para Escuintla 1. Estas tablas contienen las siguientes pruebas: rigidez dieléctrica, factor de potencia al líquido aislante, tensión interfacial, inspección visual, prueba de color y gravedad especifica; aparecen en la tabla en ese orden. Estas pruebas corresponden a pruebas realizadas en el laboratorio y no a las realizadas localmente.

Tabla XXXVII. **Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Guatemala sur**

Subestación	Transformador	RD	FP_{LA}	T_{int}	Iv	PC	GE
Guatemala Sur	Banco 1 Fase R	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase S	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase T	8	8	8	8	8	8
	Banco 1 Reserva	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase R	8	8	8	8	8	8
	Banco 2 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase R	2	2	2	2	2	2
	Banco 3 Fase S	8	8	8	8	8	7
	Banco 3 Fase T	8	8	8	8	8	8
	Banco 3 Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Trifásico	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Reserva	4	4	4	4	4	4

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVIII. **Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en la Guatemala este**

Subestación	Transformador	RD	FP_{LA}	T_{int}	Iv	PC	GE
Guatemala Este	Banco 1 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase T	6	6	6	6	6	6
	Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIX. **Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Guatemala norte**

Subestación	Transformador	RD	FP_{LA}	T_{int}	Iv	PC	GE
Guatemala Norte	Banco 2 Fase R	7	7	7	7	7	7
	Banco 2 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase T	6	6	6	6	6	6
	Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 3 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase T	8	8	8	8	8	8
	Banco 4 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Fase T	5	5	5	5	5	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. **Pruebas eléctricas y físicas al líquido aislante en Escuintla 1**

Subestación	Transformador	RD	FP_{LA}	T_{int}	Iv	PC	GE
Escuintla 1	Banco 1 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase S	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 1 Reserva	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Reserva	4	4	4	4	4	4
	Banco 3 Trifásico	2	2	2	2	2	2

Fuente: elaboración propia.

En las tablas siguientes se presentarán la cantidad de pruebas que se tomaron para análisis de gases disueltos y pruebas químicas que corresponden a las enviadas al laboratorio. Estas regularmente se realizan de manera anual. La contabilización de las pruebas químicas y análisis de gases disueltos del líquido aislante se encuentran en estas tablas: la Tabla XLI, corresponde a Guatemala Sur; la Tabla XLII, corresponde a Guatemala Norte; la Tabla XLIII,

corresponde a Guatemala Este; y la tabla XLIV, corresponde a Escuintla 1. En estas tablas se encuentran las pruebas de: análisis de gases disueltos, contenido de humedad, número de neutralización, contenido de inhibidor de oxidación, azufre corrosivo y el contenido de furanos; en ese orden precisamente.

Tabla XLI. **Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala sur**

Subestación	Transformador	DGA	CH	NN	Ci	AC	CF
Guatemala Sur	Banco 1 Fase R	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase S	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase T	8	8	8	8	8	7
	Banco 1 Reserva	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase R	8	8	8	8	8	8
	Banco 2 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase R	2	2	2	2	2	2
	Banco 3 Fase S	8	8	8	7	8	8
	Banco 3 Fase T	8	8	8	8	8	8
	Banco 3 Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Trifásico	5	5	5	5	5	1
	Banco 5 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 5 Reserva	4	4	4	4	4	4

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLII. **Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala norte**

Subestación	Transformador	DGA	CH	NN	Ci	AC	CF
Guatemala Norte	Banco 2 Fase R	7	7	7	7	7	7
	Banco 2 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase T	6	6	6	6	6	6
	Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 3 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 3 Fase T	8	8	8	8	8	8
	Banco 4 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 4 Fase T	5	5	5	5	5	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. **Pruebas químicas al líquido aislante en Guatemala este**

Subestación	Transformador	DGA	CH	NN	Ci	AC	CF
Guatemala Este	Banco 1 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase S	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase T	6	6	6	6	6	6
	Reserva	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIV. **Pruebas químicas al líquido aislante en Escuintla 1**

Subestación	Transformador	DGA	CH	NN	Ci	AC	CF
Escuintla 1	Banco 1 Fase R	6	6	6	6	6	6
	Banco 1 Fase S	7	7	7	7	7	7
	Banco 1 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 1 Reserva	6	6	6	6	6	6
	Banco 2 Fase R	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase S	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Fase T	5	5	5	5	5	5
	Banco 2 Reserva	4	4	4	4	4	4
	Banco 3 Trifásico	2	2	2	2	2	2

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presentarán las pruebas que se han realizado localmente en la Unidad de Metrología ya sea en seguimiento a alguna condición anómala o bien bajo haciendo un barrido para los transformadores. La contabilización de las pruebas realizadas localmente se encuentra en las siguientes tablas: la tabla XLV, para Guatemala Sur; la tabla XLVI, para Guatemala Norte; la tabla XLVII, para Guatemala Este; y la tabla XLVIII, para Escuintla 1. En estas tablas se encuentran las siguientes pruebas: análisis de gases disueltos, rigidez dieléctrica, contenido de humedad y factor de potencia en el líquido aislante.

Tabla XLV. **Pruebas locales a transformadores de Guatemala sur**

Subestación	Transformador	DGA	RD	CH	FP_{LA}
Guatemala Sur	Banco 1 Fase R	35	2	1	3
	Banco 1 Fase S	7	1	1	0
	Banco 1 Fase T	24	0	1	1
	Banco 1 Reserva	6	3	0	0
	Banco 2 Fase R	8	2	1	2
	Banco 2 Fase S	14	1	1	0
	Banco 2 Fase T	9	2	1	1
	Banco 3 Fase R	7	0	0	0
	Banco 3 Fase S	4	2	0	0
	Banco 3 Fase T	6	2	0	1
	Banco 3 Reserva	4	0	0	0
	Banco 4 Trifásico	4	1	0	0
	Banco 5 Fase R	5	0	0	2
	Banco 5 Fase S	4	1	0	0
	Banco 5 Fase T	3	1	0	1
	Banco 5 Reserva	3	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVI. **Pruebas locales a transformadores de Guatemala norte**

Subestación	Transformador	DGA	RD	CH	FP_{LA}
Guatemala Norte	Banco 2 Fase R	7	1	0	1
	Banco 2 Fase S	4	2	0	0
	Banco 2 Fase T	6	1	0	1
	Reserva	4	0	0	0
	Banco 3 Fase R	4	2	0	0
	Banco 3 Fase S	4	2	0	0
	Banco 3 Fase T	4	1	0	1
	Banco 4 Fase R	4	1	0	0
	Banco 4 Fase S	4	0	0	0
	Banco 4 Fase T	6	0	0	1

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVII. **Pruebas locales a transformadores de Guatemala este**

Subestación	Transformador	DGA	RD	CH	FP_{LA}
Guatemala Este	Banco 1 Fase R	5	2	0	0
	Banco 1 Fase S	3	0	0	0
	Banco 1 Fase T	5	0	0	0
	Reserva	3	0	0	0
	Banco 2 Fase R	4	0	1	0
	Banco 2 Fase S	4	0	1	0
	Banco 2 Fase T	4	0	1	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVIII. **Pruebas locales a transformadores de Escuintla 1**

Subestación	Transformador	DGA	RD	CH	FP_{LA}
Escuintla 1	Banco 1 Fase R	6	1	1	1
	Banco 1 Fase S	26	4	0	4
	Banco 1 Fase T	4	1	0	1
	Banco 1 Reserva	6	1	0	0
	Banco 2 Fase R	4	0	0	0
	Banco 2 Fase S	5	1	0	0
	Banco 2 Fase T	4	0	0	0
	Banco 2 Reserva	5	3	0	1
	Banco 3 Trifásico	13	5	0	2

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIX. **Resumen de pruebas realizadas del año 2016 al año 2020**

Subestación	Transformador	Pruebas Eléctricas	Humedad (Eléctrica)	Pruebas Fisicoquímicas	DGA
Guatemala Sur	Banco 1 Fase R	5	2	7	42
	Banco 1 Fase S	1	2	7	14
	Banco 1 Fase T	2	4	8	32
	Banco 1 Reserva	2	3	6	12
	Banco 2 Fase R	3	4	8	16
	Banco 2 Fase S	1	3	6	20
	Banco 2 Fase T	2	6	5	14
	Banco 3 Fase R	1	2	2	9
	Banco 3 Fase S	2	2	8	12
	Banco 3 Fase T	1	3	8	14
	Banco 3 Reserva	0	2	5	9
	Banco 4 Trifásico	2	3	5	9
	Banco 5 Fase R	4	3	5	10
	Banco 5 Fase S	1	1	5	9
	Banco 5 Fase T	2	1	5	8
	Banco 5 Reserva	1	1	4	7
Guatemala Norte	Banco 2 Fase R	1	1	7	14
	Banco 2 Fase S	1	0	6	10
	Banco 2 Fase T	1	1	6	12
	Reserva	1	2	5	9
	Banco 3 Fase R	1	3	6	10
	Banco 3 Fase S	1	3	5	9
	Banco 3 Fase T	3	4	8	12
	Banco 4 Fase R	1	1	5	9
	Banco 4 Fase S	1	1	5	9
	Banco 4 Fase T	1	1	5	11
Guatemala Este	Banco 1 Fase R	1	2	6	11
	Banco 1 Fase S	2	2	6	9
	Banco 1 Fase T	1	2	6	11
	Reserva	1	2	5	8
	Banco 2 Fase R	1	3	5	9
	Banco 2 Fase S	3	3	5	9
	Banco 2 Fase T	2	2	5	9
Escuintla 1	Banco 1 Fase R	3	2	6	12
	Banco 1 Fase S	6	5	7	33
	Banco 1 Fase T	3	2	5	9
	Banco 1 Reserva	1	2	6	12
	Banco 2 Fase R	2	2	5	9
	Banco 2 Fase S	1	3	5	10
	Banco 2 Fase T	2	3	5	9
	Banco 2 Reserva	1	2	4	9
	Banco 3 Trifásico	2	3	2	15

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XLIX, se encuentra un resumen donde se generalizan las pruebas realizada a los transformadores en 4 grupos distintos. Los valores que se observan son la cantidad de pruebas de ese tipo que se hicieron en cada transformador durante los cinco años (período del año 2016 al año 2020). Como se puede observar, la prueba que más se realiza es el análisis de gases disueltos, esto es un punto positivo ya que se da un seguimiento continuo para determinar si existe alguna falla en los transformadores. Posteriormente, le siguen las pruebas fisicoquímicas, considerando que estas son las siguientes características que se ven afectadas. Esto corresponde con que para realizarse estas pruebas no es necesaria una desenergización del transformador en cuestión.

Las pruebas que menos se realizan son las que corresponden a pruebas eléctricas, pruebas que requieren la desenergización de los transformadores. De acuerdo a la filosofía planteada a partir del año 2019, las pruebas eléctricas deberían de presentar un incremento en su ejecución. Un aspecto a resaltar es que los dos transformadores con mayor cantidad de análisis de gases disueltos son aquellos que cuentan con más pruebas eléctricas, esto supone que quizás estos transformadores conllevaron algún seguimiento. La cantidad de muestras implica que si se les ha dado un seguimiento a los transformadores del Sistema Central.

Un aspecto importante que se debe de manejar en la Unidad de Metrología es el de documentar las pruebas que se realizan. Tener la mayor cantidad de pruebas corresponde a un mejor monitoreo de los transformadores de potencia. Además, todo aquello que no se documenta o se mantiene en una base de datos se pierde con el tiempo. La base de datos con la que se cuenta tiene dos apartados, el local y el del laboratorio, el local únicamente contaba contenido de gases.

Inicialmente al revisar la base de datos no se encontraban pruebas de rigidez dieléctrica y de contenido de humedad. Las pruebas que fueron proporcionadas fueron agregadas. Algunas pruebas de análisis de gases disueltos también fueron agregadas ya que no se encontraban en la base de datos. Anteriormente, con la antigua norma de análisis de gases disueltos no era tan importante la observación de otras pruebas, ya que se evaluaba con respecto a la última prueba.

5.3. Evaluación de transformadores de potencia

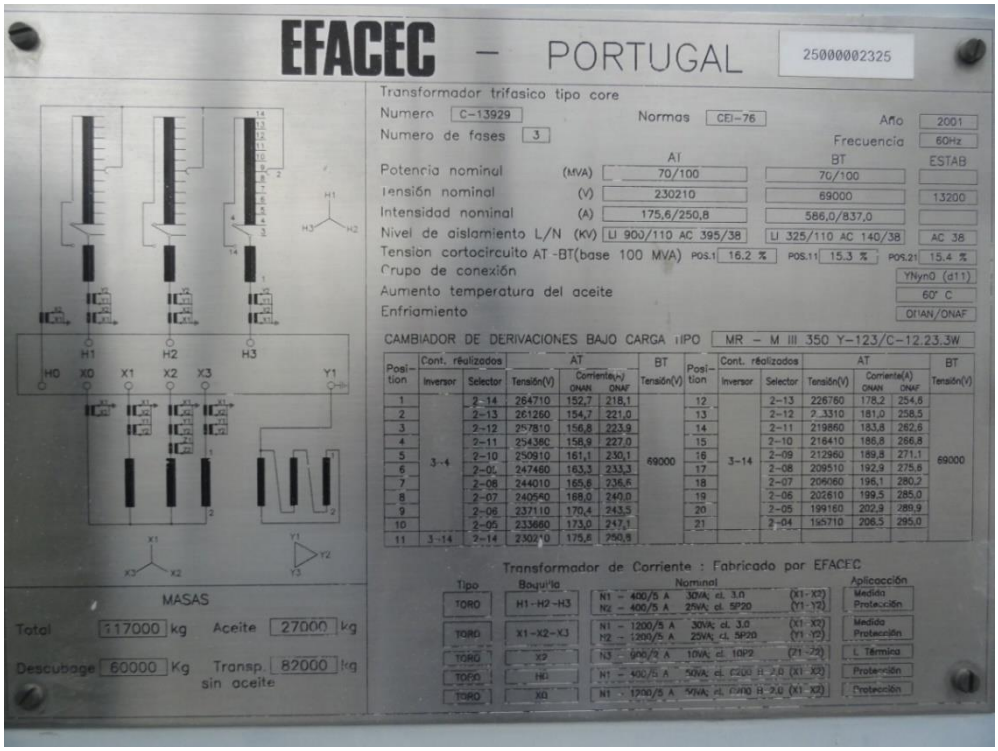
La evaluación de estos transformadores se llevará a cabo con el fin de ejemplificar los pasos recomendados en la guía que se encuentra en los capítulos 2, 3 y 4. Primero, se elaborará un análisis de gases disueltos de las pruebas que se tengan 2 años antes del 24 de octubre del año 2021. Segundo, se elaborará un análisis de las pruebas fisicoquímicas y eléctricas que se realizan al líquido aislante, en este caso aceite mineral. Tercero, se hará un análisis de las pruebas eléctricas que se tienen del transformador. Por último, se hará mención de las pruebas que no se tienen, conclusiones y recomendaciones para los transformadores de potencia.

5.3.1. Transformador trifásico Guatemala sur 230/69 kV

El primer transformador seleccionado para su evaluación fue el transformador trifásico (banco 4) de Guatemala Sur, se tomó este transformador basado en el número de pruebas que tiene. Al realizarse pruebas a este transformador, se evalúan las tres fases en las pruebas eléctricas y también se aplica a las pruebas que se realizan al líquido aislante. Al ser este un transformador trifásico no hay otro transformador que evaluar por lo que se debe esperar tener un buen historial para su evaluación. El transformador es

marca EFACEC, fabricado en el año 2001 y con una potencia de 70 MVA ONAN y 100 MVA ONAF. En la figura 59, se encuentra la placa de datos del transformador.

Figura 59. **Placa de datos transformador trifásico Guatemala sur**



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Placa de datos transformador trifásico Guatemala sur.* Unidad de Metrología.

5.3.1.1. Análisis de gases disueltos

Para el transformador trifásico de Guatemala sur (Banco 4) se tienen 4 pruebas realizadas en los dos últimos años, 2 corresponden a laboratorio y 2 corresponden a pruebas realizadas en la unidad de metrología. Los resultados

de las pruebas se encuentran en la Tabla L. El transformador tiene actualmente 20 años desde su fabricación y la relación de oxígeno – nitrógeno es menor a 0. 2. Para el análisis de gases disueltos utilizaremos las tablas del capítulo 4, donde se establecen los límites para los gases en el aceite mineral. Las tablas del capítulo 4 se aplicarán en el siguiente orden: tabla XXI, tabla XXII, tabla XXIII y tabla XXIV.

Tabla L. **Resultados de contenido de gases en el aceite mineral**

Fecha de Muestreo	Oxígeno O_2	Nitrógeno N_2	Hidrógeno H_2	Metano CH_4	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO_2	Etileno C_2H_4	Etano C_2H_6	Acetileno C_2H_2
16/07/2019	745	14 800	15	33	69	1 320	11	41	0
5/08/2019			29	48	78	17 67	15	65	0. 5
31/08/2020	470	17 200	21	41	88	1 650	14	57	0
24/02/2021			15	54	89	2 009	17	103	0
29/03/2021			15	51	97	2 182	20	109	0
08/07/2021			14	51	97	2 235	49	112	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla LI. **Gases del transformador trifásico de Guatemala sur**

Día	Hidrógeno H_2	Metano CH_4	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO_2	Etileno C_2H_4	Etano C_2H_6	Acetileno C_2H_2
0	15	33	69	1 320	11,0	41,0	0,0
20	29	48	78	1 767	15,0	65,0	0,5
412	21	41	88	1 650	14,0	57, 0	0,0
589	15	54	89	2 009	17,0	103,0	0,0
622	15	61	97	2 182	20,0	109,0	0
723	14	51	97	2 235	49,0	112,0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla LII. **Últimas dos muestras del transformador trifásico y su variación**

Día	Hidrógeno H_2	Metano CH_4	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO_2	Etileno C_2H_4	Etano C_2H_6	Acetileno C_2H_2
622	15	61	97	2 182	20,0	109,0	0
723	14	51	97	2 235	49,0	112,0	0,0
Variación	**-1**	**-10**	**0**	**53**	**29**	**3**	**0**

Fuente: elaboración propia.

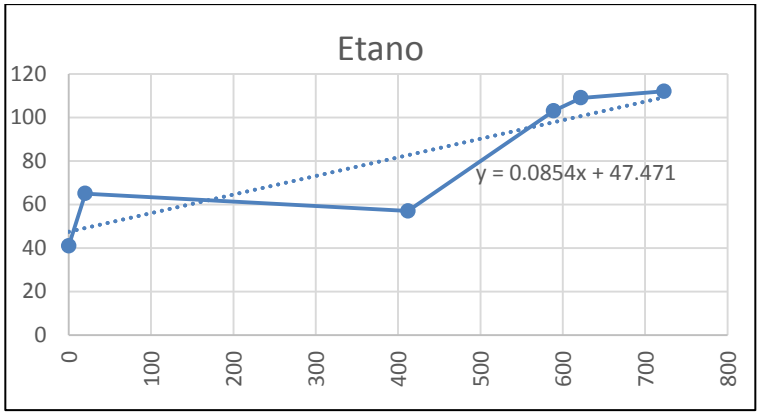
De acuerdo a la evaluación con la tabla XXI, observamos que en las últimas muestras el valor del etano se encuentra por arriba de lo recomendado. Esta observación se encuentra en la tabla LI, donde también se encuentra el historial de los gases que se evalúan. En la tabla LII, se encuentran las últimas dos pruebas que se realizaron y ahí abajo se encuentra la variación entre ambas pruebas. El etileno supera los límites recomendados por la Tabla XXIII, pero esta vez esto indica una posible generación de etileno en el transformador. En la tabla LIII, observamos la generación anual para cada uno de los gases, nuevamente el etileno supera los límites recomendados por la tabla XXIV, los límites del etano también se superan.

Tabla LIII. **Generación anual de gases del transformador trifásico**

Día	Hidrógeno H_2	Metano CH_4	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO_2	Etileno C_2H_4	Etano C_2H_6	Acetileno C_2H_2
Ppm/año	**0**	**8,06**	**12,15**	**347,18**	**10,55**	**31,17**	**0**

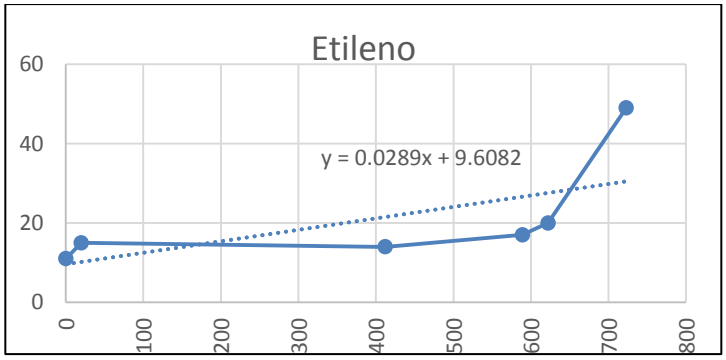
Fuente: elaboración propia.

Figura 60. **Tendencia de la generación de etano**



Fuente: elaboración propia.

Figura 61. **Tendencia de la generación de etileno**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 60, se observa la línea tendencia del etano. En la figura 61, se observa la línea tendencia del etileno. Estas líneas tendencia surgen en base a los resultados de las pruebas de los últimos dos años. En la tabla LIV,

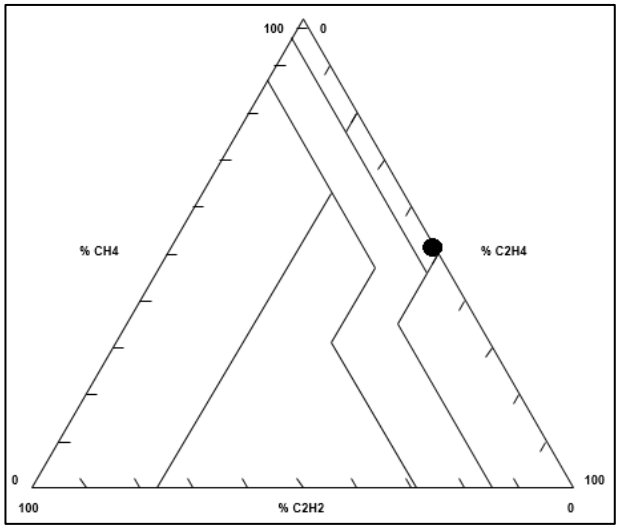
comparamos los resultados de la muestra con relación a la tabla XXII. Para la comparación con la tabla 2, no se muestra ningún gas que sobrepase los límites recomendados. En base al análisis con las 4 tablas recomendadas por la norma IEEE C57. 104-2019, el estatus del transformador corresponde al estatus 3.

Tabla LIV. **Última muestra transformador trifásico**

Día	Hidrógeno H_2	Metano CH_4	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO_2	Etileno C_2H_4	Etano C_2H_6	Acetileno C_2H_2
723	14	51	97	2 235	49,0	112,0	0

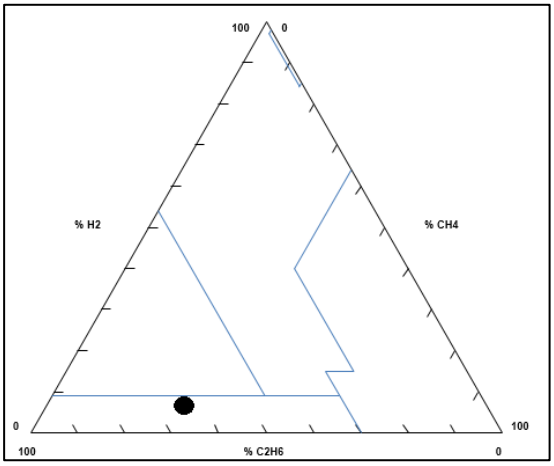
Fuente: elaboración propia.

Figura 62. **Evaluación por el triángulo 1 de Duval**



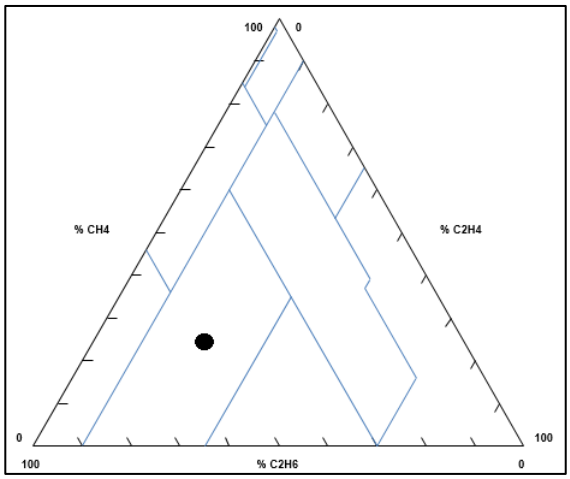
Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 67.

Figura 63. **Evaluación por el triángulo 4 de Duval**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 69.

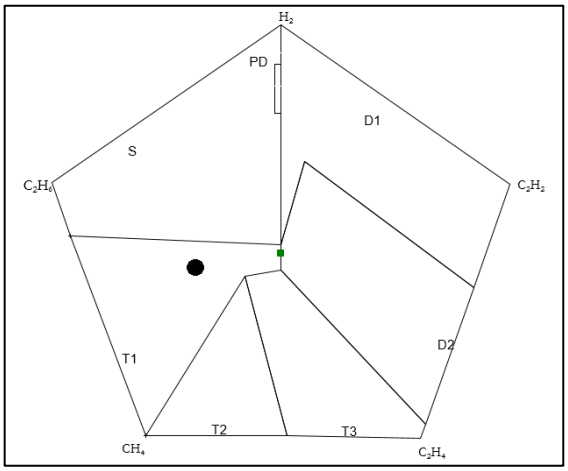
Figura 64. **Evaluación por el triángulo 5 de Duval**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 69.

En base a lo observado por el análisis de gases disueltos el transformador trifásico de la Subestación Guatemala Sur presenta un estatus 3. Las razones del estatus 3 es que se sospecha que el transformador tenga una generación activa de gases que involucra al etano y al etileno. Las acciones a tomar corresponden en la toma de otra muestra para análisis de gases disueltos, buscando determinar si se cuenta con una generación activa; evaluar por medio de los triángulos y pentágonos de Duval para poder obtener mayor información de la generación de gases que se sospecha. Lo primero que se evalúa es el triángulo 1 de Duval.

Figura 65. **Evaluación por el pentágono 1 de Duval**

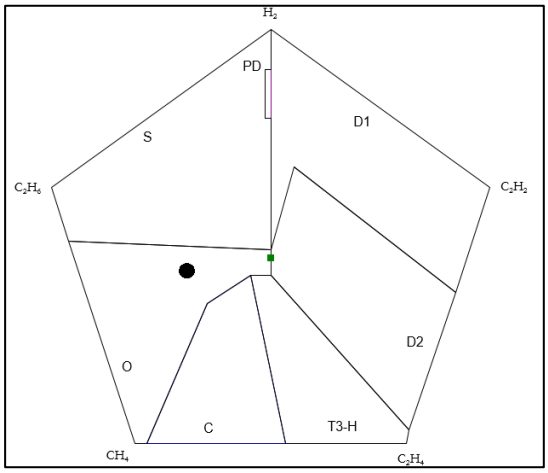


Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 70.

Evaluando por medio del triángulo 1 de Duval, obtenemos que lo que se presume es una falla T2. En la Figura 62, se encuentra el triángulo 1 de Duval con el punto correspondiente a la última muestra. Al ser una falla T2, evaluaremos con los triángulos 4 y 5 de Duval. Las evaluaciones de los triángulos 4 y 5 de Duval se encuentran en la Figura 63 y la Figura 64,

respectivamente. Adicionalmente, se evaluará por medio de los pentágonos 1 y 2 de Duval, estos se encuentran en la Figura 65 y la Figura 66 respectivamente. Posteriormente, se encuentra en la Tabla LV la interpretación de resultados en base a los triángulos y pentágonos de Duval.

Figura 66. **Evaluación por el pentágono 2 de Duval**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics, Inc. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. p. 70.

Como se puede observar, los diversos métodos de Duval no arrojan un resultado concreto al momento de evaluar el transformador. Lo mejor será realizar un seguimiento por medio de la toma de muestras de aceite y observar el comportamiento de los gases. De acuerdo a los resultados obtenidos por los triángulos de Duval se podría asumir una posible falla mixta o bien una posible falla alrededor de los 300 °C. El monitoreo de los gases a largo plazo podría brindarnos una mejor noción del transformador.

Tabla LV. **Interpretación resultados de figuras de Duval**

Elemento de Duval	Falla	Explicación
Triángulo 1	T2	Falla térmica entre 300 °C y 700 °C
Triángulo 4	O	Sobrecalentamiento <250 °C sin carbonización del papel
Triángulo 5	N/D	No se puede definir
Pentágono 1	T1	Falla térmica < 300°C
Pentágono 2	O	Sobrecalentamiento <250 °C sin carbonización del papel

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2. Pruebas fisicoquímicas y eléctricas al líquido aislante

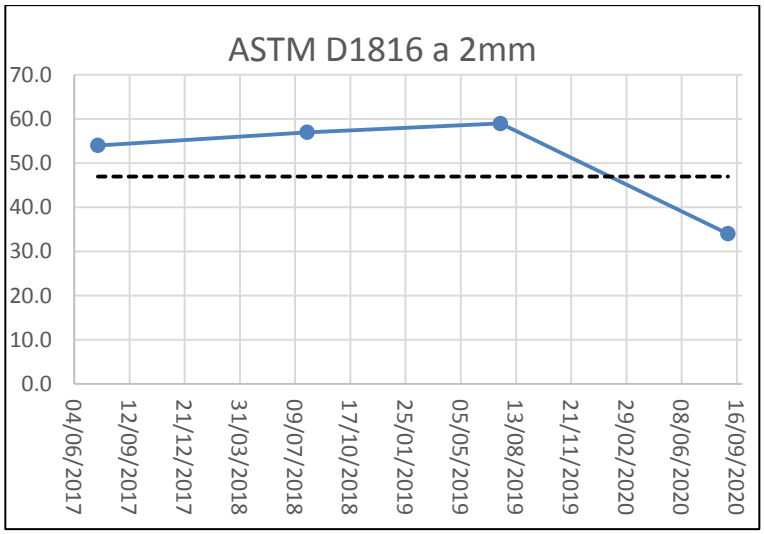
En este apartado se encontrarán las evaluaciones correspondientes a las pruebas que se realizaron al aceite mineral del transformador trifásico de Guatemala Sur. Estas pruebas corresponden a las pruebas que se tienen ingresadas en la base de datos de los transformadores del Sistema Central. En las pruebas que tienen un límite establecido se colocará en las figuras a modo de que se observe si se superó el límite recomendado y los valores serán colocados en una gráfica con el objetivo de que se observe la tendencia.

5.3.1.2.1. Rigidez dieléctrica

Para la rigidez dieléctrica se presentan los últimos cuatro valores que se tienen muestreados. Únicamente fueron colocados los últimos cuatro valores ya que anteriormente se manejaba la prueba ASTM D877. Como se puede observar en la Figura 67, se encuentran los resultados de las pruebas desde el

año 2017 y se observa que la muestra del año 2020 cae por debajo del límite establecido. Para este caso particular, será necesario realizar una prueba de manera local que verifique si el valor realmente se encuentra por debajo del límite. Otro aspecto a resaltar es que el valor cae 20 kV, lo que indicaría una importante degradación de las propiedades eléctricas del aceite mineral.

Figura 67. **Rigidez dieléctrica del transformador trifásico de Guatemala sur**



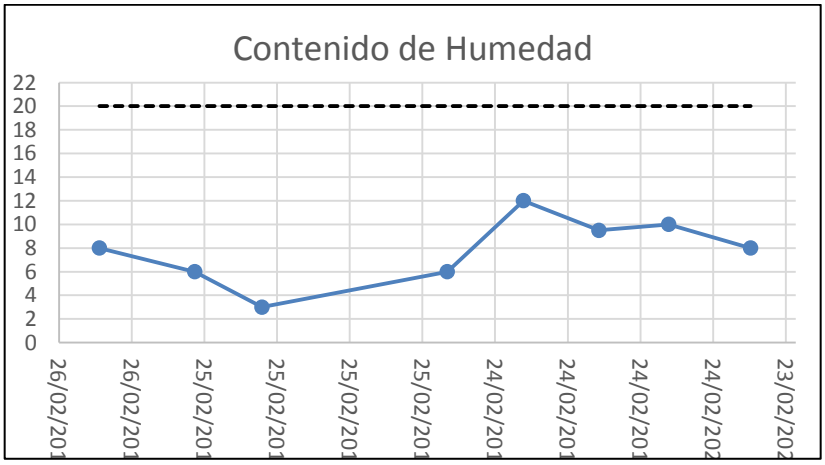
Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.2. Contenido de Humedad

En la Figura 68, se encuentran los resultados de humedad correspondientes a los últimos 10 años. Como se puede observar, el contenido no llega al límite establecido. Por ser presentada la curva con respecto a 10 años y no observarse algún incremento alarmante, se puede obviar la realización del análisis de la saturación relativa. Como recordatorio, la

humedad es variante y si desea verificarse puede considerarse también una prueba de respuesta dieléctrica a la potencia. Esta puede proveer mayor información sobre las condiciones de humedad del transformador.

Figura 68. **Contenido de humedad del transformador trifásico de Guatemala sur**



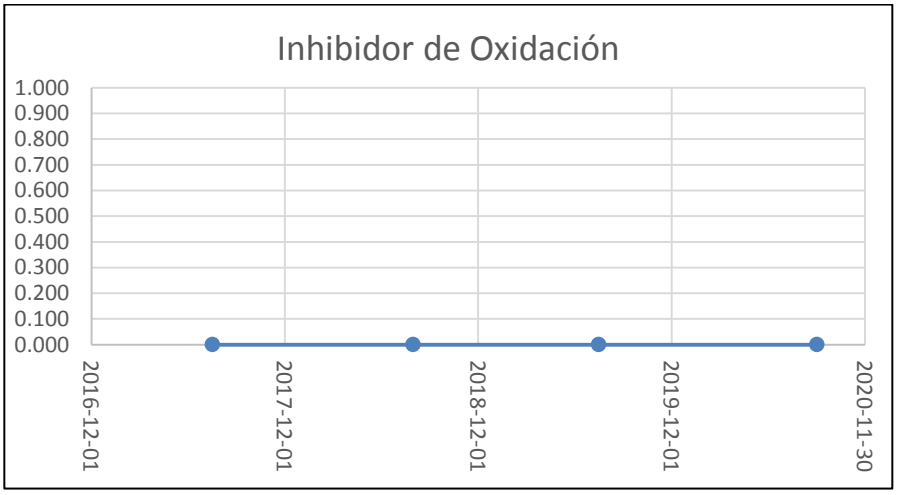
Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.3. Contenido de Inhibidor

El contenido de inhibidor de oxidación es el elemento que puede en cierta manera reaccionar con elementos oxidantes, reduciendo la oxidación. Dependiendo del estado del contenido de inhibidor, el número de neutralización debe ser mayormente monitoreado y analizado. En la Figura 69, se pueden observar las últimas 4 mediciones que se realizaron para determinar el contenido de inhibidor de oxidación. El transformador trifásico (banco 4) de Guatemala Sur, no contiene inhibidor de oxidación, es decir que el aceite mineral utilizado en el transformador es no inhibido. Considerando que este

transformador no cuenta con inhibidor el número de neutralización deberá tener más importancia.

Figura 69. **Contenido de Inhibidor de Oxidación del Transformador Trifásico de Guatemala Sur**



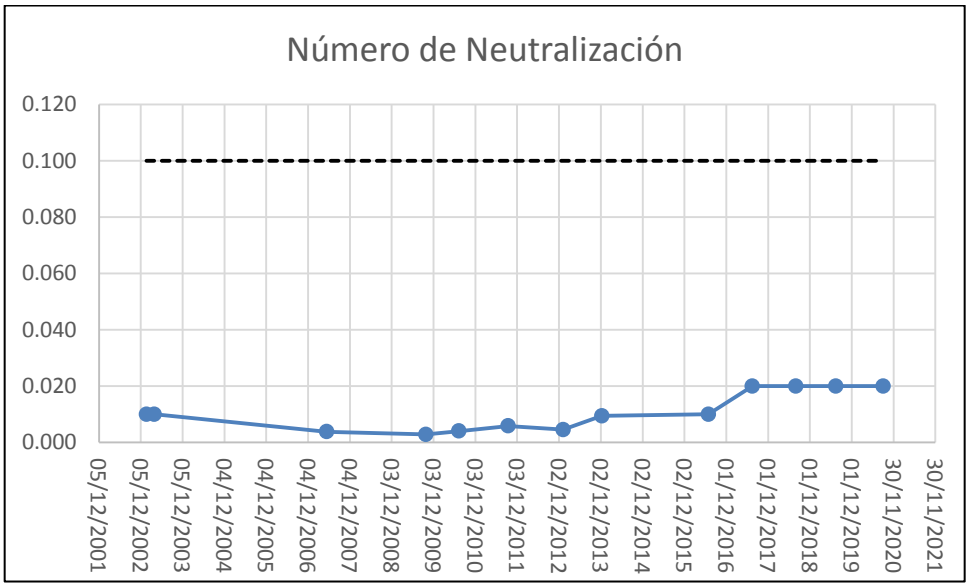
Fuente: elaboración propia.

Considerando la edad y la potencia con que cuenta el transformador de potencia, es recomendable pensar en realizar un proceso de inhibido. El proceso de inhibido viene acompañado de realizar una recirculación del líquido aislante que mejorará las características del líquido aislante y permitirá agregar inhibidor de oxidación. De esta forma, el transformador se encontrará protegido de mejor manera contra la oxidación del líquido aislante. Realizar un proceso de inhibido es recomendable para cualquier transformador que no cuente con él, sin embargo, por el gasto económico que representa se recomienda tener en cuenta la edad y potencia del transformador. Es posible controlar la oxidación únicamente por el número de neutralización.

5.3.1.2.4. Número de neutralización

Ya que este transformador no tiene inhibidor de oxidación, el control del número de neutralización será analizado con mucha atención. En la Figura 70, se observa el número de neutralización del transformador a lo largo de su vida. El número de neutralización se encuentra por debajo de los límites recomendados, sin embargo, el valor más alto se presenta en los últimos años 4 años. Tomando en consideración que el transformador no cuenta con inhibidor de oxidación, se recomienda que se monitoree anualmente el número de neutralización de manera que de incrementarse se puedan realizar las acciones pertinentes. La tendencia a futuro es que el número de neutralización incremente por el mismo envejecimiento del líquido aislante.

Figura 70. **Número de neutralización transformador trifásico Guatemala sur**

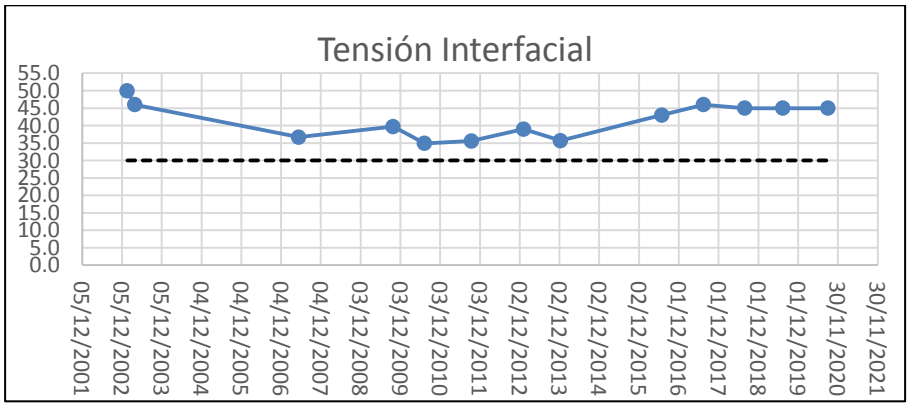


Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.5. Tensión interfacial

En la figura 71, se encuentra la gráfica de las mediciones de tensión interfacial y el límite establecido para el transformador trifásico de Guatemala Sur. Como se puede observar, la tensión interfacial ha variado con el transcurso del tiempo. La tensión interfacial inicio con un valor de 50 y actualmente se encuentra en los 40, habiendo pasado por los 35. Esta propiedad tiende a la baja conforme avanza el envejecimiento del líquido aislante. Lo importante es que podemos observar que durante los últimos 4 muestreo (aproximadamente 4 años) se ha mantenido estable en 40. Por lo que, actualmente, se encuentra por encima del límite recomendado con un buen margen y con valores estables.

Figura 71. **Tensión interfacial transformador trifásico Guatemala sur**



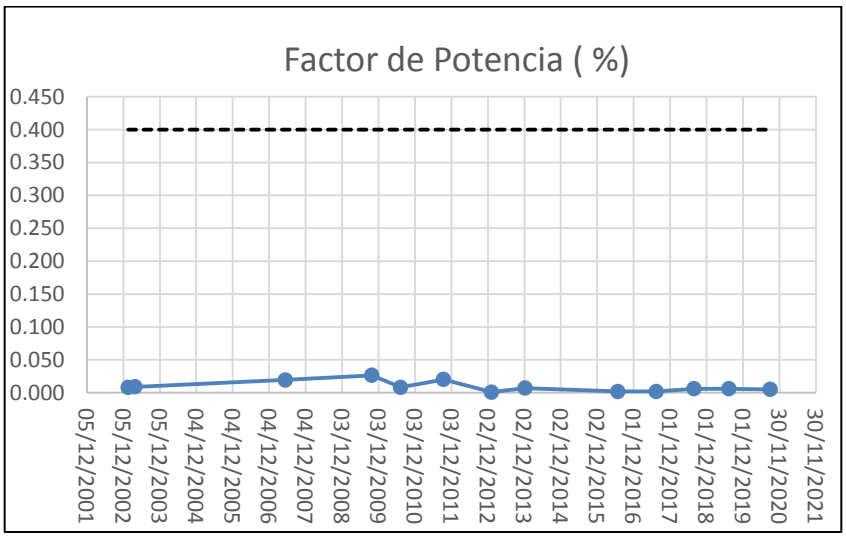
Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.6. Factor de potencia

El factor de potencia evalúa las características eléctricas del aceite mineral, tanto componente resistiva como componente capacitiva. En la figura

72, se observan los resultados del factor de potencia a lo largo de la vida útil del transformador. Como se puede observar, el transformador mantiene excelentes valores correspondientes a su factor de potencia, ha presentado incrementos leves que puede que estén relacionados a la temperatura en que se tomaron las muestras. El límite de 0,4 % se encuentra lejano y esto indica que el líquido aislante se encuentra en buenas condiciones. Tomando en consideración que el factor de potencia es muy bajo no es necesario realizar una línea de tendencia.

Figura 72. **Factor de potencia transformador trifásico Guatemala sur**



Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.7. Evaluación Visual y Color

La evaluación visual de la muestra siempre es útil para determinar cómo se encuentra el aceite mineral y descartar que esté presente alguna degradación notoria. Como se puede observar en la Tabla LVI, las pruebas

realizadas a lo largo de la vida del transformador no presentan ningún cambio o alteración conforme al estado de claro. Por lo que por esta prueba no se observa ningún cambio y la información que podemos obtener de ella se limita por el momento a saber que el aceite mineral no presenta anomalía, manteniéndose conforme a los resultados de otros años. Se vuelve de gran importancia que se siga realizando esta prueba ya que se tiene un mismo estado para todos los resultados, por lo que si en un momento cambia puede llevar algún análisis mayor.

Tabla LVI. **Evaluación visual aceite mineral transformador trifásico Guatemala sur**

Fecha	Evaluación Visual
2/04/2003	Claro
17/05/2007	Claro
29/09/2009	Claro
13/07/2010	Claro
17/09/2011	Claro
8/01/2013	Claro
12/12/2013	Claro
29/06/2016	Claro
17/07/2017	Claro
31/07/2018	Claro
16/07/2019	Claro
31/08/2020	Claro

Fuente: elaboración propia.

Para la prueba de color sucede lo mismo, a lo largo de la vida del transformador el color se ha mantenido con un mismo valor asociado. Regularmente, el cambio del color corresponde a un deterioro y a posibles

cambios en las condiciones químicas del aceite. Esta prueba debe de seguirse realizando, tomando en consideración que al existir una variación sea tomada en consideración esa variación. En la tabla LVII, se encuentran los valores relacionados al color del aceite mineral del transformador trifásico de Guatemala Sur.

Tabla LVII. **Color transformador trifásico Guatemala sur**

Fecha	Color
24/01/2003	0,5
2/04/2003	0,5
17/05/2007	0,5
29/09/2009	0,5
13/07/2010	0,5
17/09/2011	0,5
8/01/2013	0,5
12/12/2013	0,5
29/06/2016	0,5
17/07/2017	0,5
31/07/2018	0,5
16/07/2019	0,5
31/08/2020	0,5

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.8. Azufre corrosivo

En el azufre corrosivo hubo un seguimiento a una condición anormal, en el año 2017 se categorizó el aceite mineral como corrosivo 4a. Esto conllevo un seguimiento que se realizó por parte de ETCEE, considerando las condiciones presentadas se prosiguió a pasivar el aceite mineral del transformador. El

aceite fue pasivado en el año 2019 realizando también pruebas de DBDS, para determinar la cantidad de partes por millón; y una de contenido de Irgamet, para determinar el contenido de pasivador posterior al mantenimiento de pasivado. En el año 2020 se realizó la prueba y el cambio es notorio al clasificar el transformador como No Corrosivo 1a. En la Tabla LVIII, se pueden observar los resultados de las pruebas que se realizaron para el azufre corrosivo.

Tabla LVIII. **Resultados de azufre corrosivo transformador trifásico Guatemala sur**

2017	2019		2020
Corrosivo 4a	DBDS	Irgamet	No corrosivo 1a
	33 ppm	139 ppm	

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.9. Gravedad específica

Como fue mencionado anteriormente, la gravedad especifica no cambia considerablemente ya que el cambio de está implica un mayor cambio en todas las demás propiedades. La gravedad específica también puede representar un parámetro de control y al presentar una variación considerable investigar la razón. En la Tabla LIX, se presentan los resultados que se han obtenido a lo largo de los años de vida útil del transformador. Estos corresponden a 18 años de la vida del transformador y prácticamente representan toda la vida en que el transformador ha estado en operación.

Tabla LIX. **Resultados de gravedad especifica transformador trifásico Guatemala sur**

Fecha	Gravedad Especifica
24/01/2003	0,881
2/04/2003	0,884
17/05/2007	0,884
29/09/2009	0,888
13/07/2010	0,887
17/09/2011	0,886
8/01/2013	0,887
12/12/2013	0,889
29/06/2016	0,884
17/07/2017	0,880
31/07/2018	0,877
16/07/2019	0,880
31/08/2020	0,872

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.2.10. Furanos

Como se puede observar en la tabla LX, no ha existido generación en el contenido de furanos, además el transformador ha sido sometido a procesos de recirculación del aceite los cuales eliminan el contenido de furanos. Por lo que la observación importante que se puede realizar es que de acuerdo al análisis de furanos el transformador se encuentra en un muy buen estado. Por otro lado, será importante el seguimiento del contenido de furanos. Para el contenido de furanos del transformador trifásico no podrá realizarse el cálculo

correspondiente al grado de polimerización, ya que el contenido de furanos es mínimo y según el grado de polimerización sería del 100 % de vida útil restante.

Tabla LX. **Contenido de furanos transformador trifásico Guatemala sur**

Fecha	Contenido de Furanos (ppm)
17/05/2007	0
29/09/2009	0
13/07/2010	0
17/09/2011	0
8/01/2013	0
12/12/2013	0
29/06/2016	2
17/07/2017	1
31/07/2018	1
16/07/2019	1
31/08/2020	1

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.3. Pruebas eléctricas

En este apartado se presentarán las pruebas eléctricas realizadas al transformador trifásico de Guatemala Sur. Las pruebas serán ordenadas y colocadas de la manera que sea más fácil su comprensión. Las pruebas aquí expuestas fueron realizadas por la Unidad de Metrología y corresponden a las que se tienen en su base de datos para el transformador. Para las pruebas eléctricas se colocarán tablas y se colocarán las pruebas iguales, pero de diferente fecha cerca para su evaluación. Se recomienda leer el capítulo 4, para facilitar la comprensión de la evaluación de las pruebas eléctricas.

5.3.1.3.1. Factor de disipación y capacitancia

Las pruebas de factor de disipación y capacitancia se realizan en un transformador trifásico conectando los devanados de las tres fases entre sí. Todos los primarios se cortocircuitan y se unen, todos los secundarios se cortocircuitan y se unen, todos los terciarios se cortocircuitan y se unen. Por lo que al final se tienen 3 devanados como resultado de la unión de devanados. Como se observa en la tabla LXI, en la tabla LXII y en la tabla LXIII; se tienen tres pruebas de factor de disipación y capacitancia. La evaluación del factor de disipación, corresponde a evaluar los sobre los límites establecidos y posteriormente observar alguna variación importante tanto para el factor de potencia, la capacitancia y las pérdidas.

Tabla LXI. **FP Inyección en el primario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas (mW)	FD med (%)	FD corr (%)	Cap, Med, (pF)
25/08/2017	ICH	396,07	0,25 %	0,25 %	4 251,2
10/04/2019	ICH (V)	386,48	0,24 %	0,14 %	4 253,5
14/06/2020	ICH (V)	396,61	0,25 %	0,14 %	4 252,7
25/08/2017	ICH+ICHL+ICHT	690,55	0,22 %	0,22 %	8 448,2
10/04/2019	ICH+ICHL+ICHT	678,06	0,21 %	0,13 %	8 453,3
14/06/2020	ICH+ICHL+ICHT	690 63	0,22 %	0,12 %	8 452,6
25/08/2017	ICHL	291,67	0,19 %	0,19 %	4 159,4
10/04/2019	ICHL (V)	288,58	0,18 %	0,11 %	4 162,4
14/06/2020	ICHL (V)	289,29	0,18 %	0,11 %	4 162,6
25/08/2017	ICHT	4,14	0,29 %	0,29 %	37,7
10/04/2019	ICHT (V)	4,06	0,29 %	0,17 %	37,6
14/06/2020	ICHT (V)	4,21	0,30 %	0,17 %	37,6

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXII. **FP inyección en el secundario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas (mW)	FD med (%)	FD corr (%)	Cap, med, (pF)
25/08/2017	ICL	333,39	0,31 %	0,31 %	2845,7
10/04/2019	ICL (V)	845	0,79 %	0,46 %	2850
14/06/2020	ICL (V)	1 439,9	1,34 %	0,76 %	2 853,7
25/08/2017	ICL+ICLT+ICLH	1 352,78	0,22 %	0,22 %	16 284,2
10/04/2019	ICL+ICLT+ICLH	1 843,12	0,30 %	0,18 %	16 297,1
14/06/2020	ICL+ICLT+ICLH	2 153,51	0,35 %	0,20 %	16 107,4
25/08/2017	ICLH	291,81	0,19 %	0,19 %	4 159,5
10/04/2019	ICLH (V)	287,64	0,18 %	0,11 %	4 162,6
14/06/2020	ICLH (V)	286,84	0,18 %	0,10 %	4 163
25/08/2017	ICLT	731,47	0,21 %	0,21 %	9 278,6
10/04/2019	ICLT (V)	729,33	0,21 %	0,12 %	9 284,2
14/06/2020	ICLT (V)	721,48	0,21 %	0,12 %	9 284,3

Fuente: elaboración propia.

En las tres tablas se observan en color negro los resultados que presentan algún cambio importante o que requieren de mayor investigación. Principalmente, podemos mencionar que las pruebas del año 2020 requieren ser repetidas. Dos columnas del 2020 presentan variaciones importantes y las pruebas de factor de potencia no fueron completadas. De acuerdo a todas las pruebas realizadas, podemos determinar que el factor de potencia, la capacitancia y las pérdidas son normales. Siempre será necesaria una prueba que pueda confirmar que el diagnostico fuera correcto. El resultado individual del 10 de abril del año 2019, podría deberse a una elevada temperatura o alguna otra circunstancia.

Tabla LXIII. **FP Inyección en el terciario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas (mW)	FD med (%)	FD corr (%)	Cap, med, (pF)
25/08/2017	ICT	1 456,73	0,26 %	0,26 %	14 650,5
10/04/2019	ICT (V)	1 438,58	0,26 %	0,15 %	14 684,0
14/06/2020	ICT (V)	1 529,37	0,28 %	0,16 %	14 694,1
25/08/2017	ICT+ICTH+ICTL	2 182,32	0,24 %	0,24 %	23 967,2
10/04/2019	ICT+ICTH+ICTL	2159,1	0,24 %	0,14 %	24 008,0
14/06/2020	ICT+ICTH+ICTL	5 850,84	3,03 %	1,73 %	2 988,5
25/08/2017	ICTH	4,21	0,30 %	0,30 %	37,7
10/04/2019	ICTH (V)	4,08	0,29 %	0,17 %	37,7
25/08/2017	ICTL	731,07	0,21 %	0,21 %	9 278,8
10/04/2019	ICTL (V)	727,05	0,21 %	0,12 %	9 284,5

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.3.2. Corriente de excitación

La corriente de excitación es evaluada en todos los cambiadores de tomas, esta corriente representa las pérdidas del núcleo y se realiza en el devanado primario. Los resultados serán presentados por cada fase del transformador y en junto a la posición del cambiador de derivaciones. Los resultados de la corriente de excitación se encuentran en la tabla LXIV, para la fase R; en la tabla LXV, para la fase S y en la tabla LXVI, para la fase T. En un transformador trifásico, la corriente de la fase de en medio regularmente puede ser menor. Las fases de los extremos deberán de ser con valores similares. La mejor comparación es entre fases o entre transformadores “hermanos”.

Tabla LXIV. **Corriente de excitación Fase R**

	20/02/2017	25/08/2017	10/04/2019	14/06/2020
Toma	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)
1	31,924	31,695	31,697	31,602
2	32,672	32,397	32,435	32,356
3	33,419	33,145	33,192	33,105
4	34,201	33,923	33,975	33,901
5	35,021	34,740	34,788	34,708
6	35,881	35,599	35,648	35,575
7	36,780	36,497	36,557	36,467
8	37,726	37,434	37,498	37,404
9	38,717	38,424	38,495	38,392
10	39,755	39,465	39,528	39,437
11	40,846	40,558	40,594	40,524
12	42,715	42,428	42,468	42,403
13	43,826	43,533	43,568	43,524
14	44,983	44,697	44,731	44,682
15	46,203	45,917	45,979	45,901
16	47,492	47,203	47,244	47,183
17	48,839	48,550	48,623	48,528
18	50,262	49,972	50,046	49,953
19	51,760	51,476	51,543	51,464
20	53,341	53,059	53,137	53,042
21	55,008	54,723	54,791	54,707

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXV. **Corriente de excitación fase S**

	20/02/2017	25/08/2017	10/04/2019	14/06/2020
Toma	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)
1	23,267	23,067	23,117	23,124
2	23,798	23,598	23,650	23,652
3	24,356	24,153	24,208	24,206
4	24,940	24,736	24,790	24,793
5	25,553	25,344	25,404	25,409
6	26,198	25,987	26,032	26,054
7	26,875	26,663	26,708	26,718
8	27,584	27,372	27,430	27,440
9	28,331	28,114	28,179	28,174
10	29,113	28,896	28,956	28,961
11	30,534	30,314	30,382	30,389
12	31,326	31,101	31,158	31,181
13	32,156	31,931	31,981	32,007
14	33,028	32,806	32,856	32,880
15	33,944	33,723	33,776	33,797
16	34,911	34,687	34,734	34,783
17	35,928	35,705	35,761	35,798
18	36,998	36,777	36,849	36,861
19	38,125	37,903	37,970	37,997
20	39,320	39,094	39,154	39,191
21	40,575	40,271	40,416	40,438

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXVI. **Corriente de excitación fase T**

	20/02/2017	25/08/2017	10/04/2019	14/06/2020
Toma	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)	IE (mA)
1	31,899	31,692	31,474	31,375
2	32,627	32,427	32,198	32,108
3	33,392	33,192	32,951	32,854
4	34,188	33,993	33,748	33,653
5	35,023	34,833	34,581	34,490
6	35,900	35,714	35,448	35,351
7	36,820	36,632	36,347	36,261
8	37,782	37,598	37,342	37,215
9	38,791	38,610	38,346	38,216
10	39,852	39,670	39,398	39,264
11	40,967	40,787	40,490	40,375
12	42,712	42,539	42,235	42,140
13	43,847	43,668	43,333	43,240
14	45,028	44,858	44,510	44,430
15	46,278	46,111	45,759	45,683
16	47,584	47,420	47,106	46,987
17	48,964	48,806	48,462	48,342
18	50,415	50,260	49,906	49,788
19	51,946	51,792	51,427	51,307
20	53,560	53,413	53,035	52,921
21	55,254	55,121	54,737	54,602

Fuente: elaboración propia.

Al observar los resultados a lo largo de los años, podemos mencionar que los resultados se mantienen similares. Hay que tomar en consideración que esta corriente se ve afectada por múltiples factores, por lo que pequeñas variaciones pueden ser toleradas. La medición de la corriente se realiza en miliamperios por lo que 1 miliamperio no representa una variación importante. Cabe resaltar que la fase R y la fase T se mantienen en los mismos valores, mientras que la fase S (la del medio) se reduce conforme a las de los extremos. Esto se observa en los transformadores trifásicos, pero cuando se evalúan

distintas fases de bancos de transformación formados por transformadores monofásicos, el resultado debería ser igual en las 3 fases.

5.3.1.3.3. Reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito

La reactancia de dispersión se evalúa con respecto a los valores de placa y a la tendencia a lo largo de los años. En la tabla LXVII, se encuentra la referencia con respecto al valor de placa. En la tabla LXVIII, observamos los resultados para las posiciones del cambiador de derivaciones y para cada una de las fases. Como se puede observar en los resultados de las pruebas efectuadas el transformador se encuentra dentro de los parámetros aceptables. Además, las pruebas de distintos años se mantienen valores similares. La prueba se realiza para el cambiador de tomas más alto, el de en medio y el más bajo. Por lo que la prueba tiene 3 puntos de comparación y en este caso tenemos las 3 fases al ser un transformador trifásico.

Tabla LXVII. **Reactancia de dispersión transformador trifásico**

Fecha	uk med (%)	uk ref (%)	uk desv (%)
Posición 1			
10/04/2019	16,06 %	16,20 %	-0,86 %
14/06/2020	16,06 %	16,20 %	-0,84 %
Posición 11			
10/04/2019	15,31 %	15,30 %	0,04 %
14/06/2020	15,31 %	15,30 %	0,07 %
Posición 21			
10/04/2019	15,32 %	15,40 %	-0,54 %
14/06/2020	15,32 %	15,40 %	-0,54 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXVIII. **Reactancia de dispersión por fase transformador trifásico**

Fecha	Fase	Zk	Rk	Xk	Lk
Posición 1					
10/04/2019	R	226,113 Ω	5,172 Ω	226,054 Ω	599,627 mH
14/06/2020	R	226,156 Ω	5,083 Ω	226,099 Ω	599,745 mH
10/04/2019	S	225,051 Ω	5,192 Ω	224,991 Ω	596,807 mH
14/06/2020	S	225,086 Ω	5,147 Ω	225,027 Ω	596,903 mH
10/04/2019	T	224,028 Ω	5,301 Ω	223,965 Ω	594,086 mH
14/06/2020	T	224,069 Ω	5,299 Ω	224,007 Ω	594,196 mH
Posición 11					
10/04/2019	R	162,883 Ω	3,854 Ω	162,837 Ω	431,940 mH
14/06/2020	R	162,898 Ω	3,821 Ω	162,853 Ω	431,982 mH
10/04/2019	S	162,180 Ω	3,838 Ω	162,134 Ω	430,075 mH
14/06/2020	S	162,197 Ω	3,836 Ω	162,152 Ω	430,121 mH
10/04/2019	T	161,698 Ω	3,954 Ω	161,649 Ω	428,788 mH
14/06/2020	T	161,713 Ω	3,919 Ω	161,666 Ω	428,832 mH
Posición 21					
10/04/2019	R	117,706 Ω	3,412 Ω	117,657 Ω	312,094 mH
14/06/2020	R	117,686 Ω	3,358 Ω	117,638 Ω	312,045 mH
10/04/2019	S	117,243 Ω	3,352 Ω	117,195 Ω	310,870 mH
14/06/2020	S	117,254 Ω	3,369 Ω	117,205 Ω	310,897 mH
10/04/2019	T	117,086 Ω	3,463 Ω	117,035 Ω	310,444 mH
14/06/2020	T	117,089 Ω	3,387 Ω	117,040 Ω	310,457 mH

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.3.4. Relación de transformación

La relación de transformación es evaluada para cada fase individual y para cada posición del cambiador de derivaciones. La relación de transformación busca evaluar la deformación que pudiera existir entre los devanados. Las relaciones de transformación se encuentran divididas por fases. En la tabla LXIX, se observa la fase R; en la tabla LXX, se encuentra la fase S y en la tabla LXXI, se observa la fase T. Como podemos observar, las variaciones de las

relaciones de transformación no superan los valores recomendados y en la comparación de distintas pruebas los valores se mantienen. Por esta razón podemos identificar que la relación de transformación para las tres fases se encuentra bien.

Tabla LXIX. **Relación de transformación fase r del transformador trifásico**

		10/04/2019		14/06/2020	
Toma	Relación nom,	Relación med,	Desv,relación	Relación med,	Desv,relación
21	2,8364	2,8425	0,22 %	2,8428	0,23 %
20	2,8864	2,8925	0,21 %	2,8925	0,21 %
19	2,9364	2,9427	0,21 %	2,9427	0,21 %
18	2,9864	2,9924	0,20 %	2,9928	0,21 %
17	3,0364	3,0426	0,20 %	3,0427	0,21 %
16	3,0864	3,0926	0,20 %	3,0928	0,21 %
15	3,1364	3,1427	0,20 %	3,1429	0,21 %
14	3,1864	3,193	0,21 %	3,1931	0,21 %
13	3,2364	3,2431	0,21 %	3,2432	0,21 %
12	3,2864	3,2931	0,20 %	3,2933	0,21 %
11	3,3364	3,3434	0,21 %	3,3433	0,21 %
10	3,3864	3,3932	0,20 %	3,3934	0,21 %
9	3,4364	3,4435	0,21 %	3,4436	0,21 %
8	3,4864	3,4934	0,20 %	3,4938	0,21 %
7	3,5364	3,5435	0,20 %	3,5438	0,21 %
6	3,5864	3,5938	0,21 %	3,5939	0,21 %
5	3,6364	3,6439	0,21 %	3,6439	0,21 %
4	3,6864	3,6942	0,21 %	3,6942	0,21 %
3	3,7364	3,7441	0,21 %	3,7446	0,22 %
2	3,7864	3,7945	0,21 %	3,7947	0,22 %
1	3,8364	3,8447	0,22 %	3,8447	0,22 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXX. **Relación de transformación fase s del transformador trifásico**

		10/04/2019		14/06/2020	
Toma	Relación nom,	Relación med,	Desv,relación	Relación med,	Desv,relación
21	2,8364	2,8418	0,19 %	2,8419	0,19 %
20	2,8864	2,8919	0,19 %	2,892	0,19 %
19	2,9364	2,9419	0,19 %	2,9419	0,19 %
18	2,9864	2,9919	0,18 %	2,992	0,19 %
17	3,0364	3,0417	0,17 %	3,0419	0,18 %
16	3,0864	3,092	0,18 %	3,092	0,18 %
15	3,1364	3,1419	0,18 %	3,1422	0,18 %
14	3,1864	3,1922	0,18 %	3,1922	0,18 %
13	3,2364	3,2423	0,18 %	3,2424	0,19 %
12	3,2864	3,2923	0,18 %	3,2925	0,19 %
11	3,3364	3,3424	0,18 %	3,3426	0,19 %
10	3,3864	3,3925	0,18 %	3,3927	0,19 %
9	3,4364	3,4425	0,18 %	3,4427	0,18 %
8	3,4864	3,4926	0,18 %	3,4926	0,18 %
7	3,5364	3,5428	0,18 %	3,5426	0,18 %
6	3,5864	3,5928	0,18 %	3,5929	0,18 %
5	3,6364	3,6429	0,18 %	3,6432	0,19 %
4	3,6864	3,6932	0,18 %	3,6934	0,19 %
3	3,7364	3,7431	0,18 %	3,7432	0,18 %
2	3,7864	3,7934	0,18 %	3,7936	0,19 %
1	3,8364	3,8435	0,19 %	3,8435	0,19 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXI. **Relación de transformación fase t del transformador trifásico**

		10/04/2019		14/06/2020	
Toma	Relación nom,	Relación med,	Desv,relación	Relación med,	Desv,relación
21	2,8364	2,8421	0,20 %	2,8424	0,21 %
20	2,8864	2,8922	0,20 %	2,8924	0,21 %
19	2,9364	2,9422	0,20 %	2,9424	0,20 %
18	2,9864	2,9924	0,20 %	2,9925	0,20 %
17	3,0364	3,0424	0,20 %	3,0424	0,20 %
16	3,0864	3,0924	0,19 %	3,0925	0,20 %
15	3,1364	3,1424	0,19 %	3,1426	0,20 %
14	3,1864	3,1927	0,20 %	3,1927	0,20 %
13	3,2364	3,2425	0,19 %	3,243	0,20 %
12	3,2864	3,2928	0,19 %	3,293	0,20 %
11	3,3364	3,343	0,20 %	3,343	0,20 %
10	3,3864	3,393	0,19 %	3,3932	0,20 %
9	3,4364	3,4431	0,19 %	3,4431	0,19 %
8	3,4864	3,493	0,19 %	3,4929	0,19 %
7	3,5364	3,5431	0,19 %	3,5431	0,19 %
6	3,5864	3,5931	0,19 %	3,5937	0,20 %
5	3,6364	3,6435	0,20 %	3,6437	0,20 %
4	3,6864	3,6938	0,20 %	3,6939	0,20 %
3	3,7364	3,7436	0,19 %	3,7441	0,21 %
2	3,7864	3,794	0,20 %	3,7942	0,21 %
1	3,8364	3,8442	0,20 %	3,8442	0,20 %

Fuente: elaboración propia.

5.3.1.3.5. Respuesta dieléctrica a la frecuencia (humedad)

La respuesta dieléctrica a la frecuencia permite conocer la cantidad de humedad presente en el transformador de potencia. Los resultados proveídos por el equipo se reflejan en una curva, un porcentaje de humedad y una

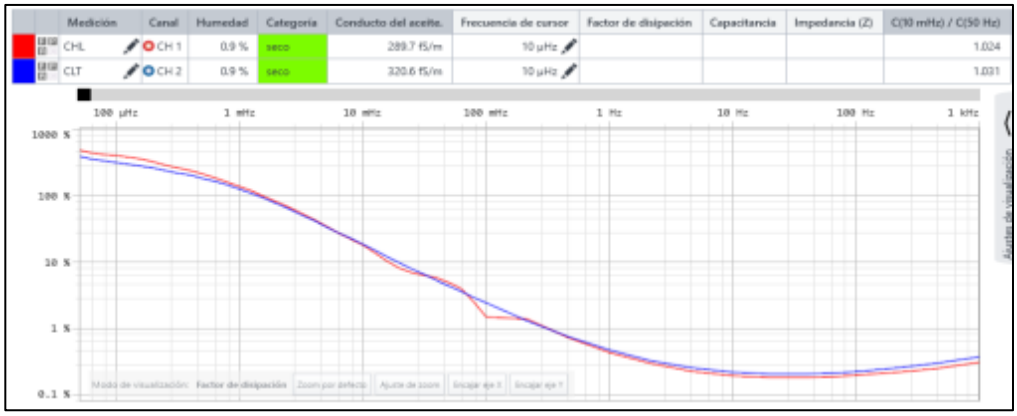
conductividad del aceite. En la tabla LXXII, se observa un resumen de las pruebas realizadas para la determinación de la humedad por medio de la respuesta dieléctrica a la frecuencia. La gráfica de las curvas se observa para cada una de las pruebas en la Figura 73 y la Figura 74. De acuerdo a las observaciones podemos mencionar que el transformador no presenta una humedad que requiera atención inmediata.

Tabla LXXII. **Resultados respuesta dieléctrica a la frecuencia**

Fecha	Medición	Humedad	Categoría	Conductividad del Aceite (fS/m)
23/08/2016	CHL	1,00 %	Seco	260
12/12/2019	CHL	0,90 %	Seco	289,7
23/08/2016	CLT	1,30 %	Seco	260
12/12/2019	CLT	0,90 %	Seco	320,6

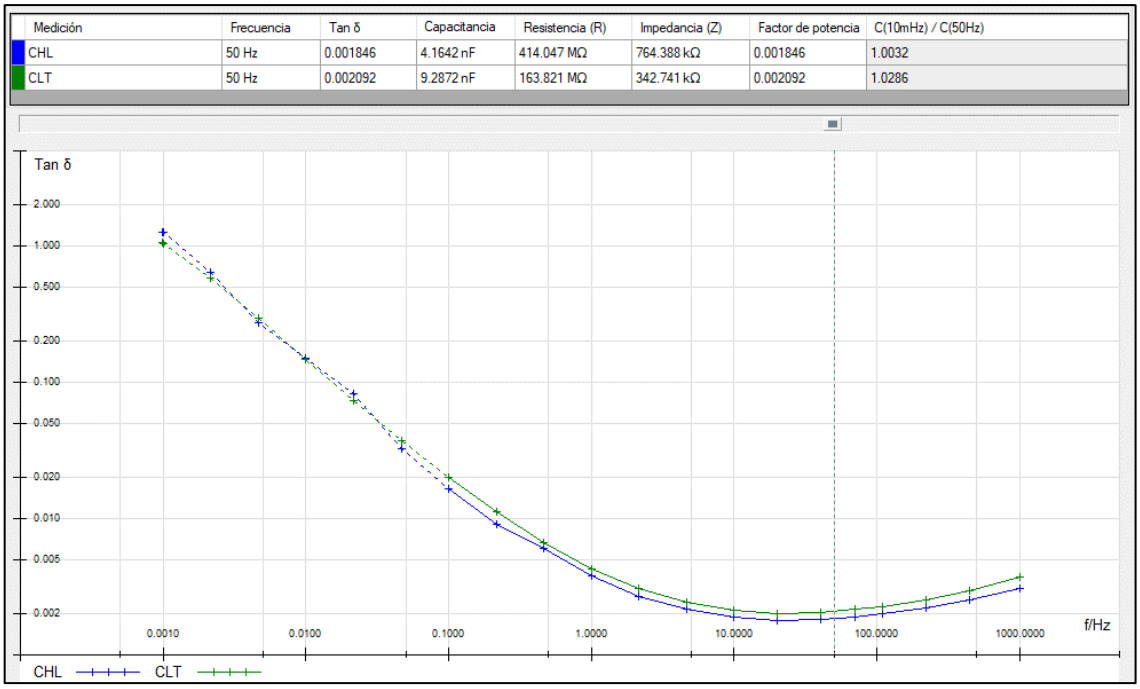
Fuente: elaboración propia.

Figura 73. **Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia del 12/12/2019**



Fuente: elaboración propia.

Figura 74. **Respuesta dieléctrica a la frecuencia del 23/08/2016**



Fuente: elaboración propia.

5.3.1.4. Conclusiones del transformador trifásico de Guatemala sur

El transformador cuenta con características que deben de verificarse por medio de pruebas adicionales. El análisis de gases disueltos presenta una posible generación de etano y de etileno. Para esta condición aún no puede confirmarse una anomalía y se tendrá que realizar otra prueba para determinar el contenido de gases. De confirmarse la condición de generación de etano o etileno, se sospecharía de una anomalía térmica interna en el transformador. El monitoreo deberá de ser continuo durante algunos meses para poder descartar

o confirmar una generación de etano o de etileno. En caso de confirmarse la generación de algún gas se tendrá que investigar la causa de su generación.

La rigidez dieléctrica presenta un cambio abrupto con respecto a la última medición, esta medición deberá ser corroborada ya que la variación es muy grande. La tendencia de la rigidez dieléctrica sin contar la última prueba es constante, esto hace sospechar que la última prueba tenga un error. La humedad del transformador se mantiene en valores aceptables y por esto es necesario investigar la rigidez dieléctrica. La tensión interfacial también se mantiene constante. Otro aspecto a tomar en cuenta y mantener bajo vigilancia corresponde a la acidez, el transformador no cuenta con inhibidor de oxidación. El contenido de DBDS y de pasivador deberá de monitorearse, con el fin de establecer el contenido de pasivador y su consumo.

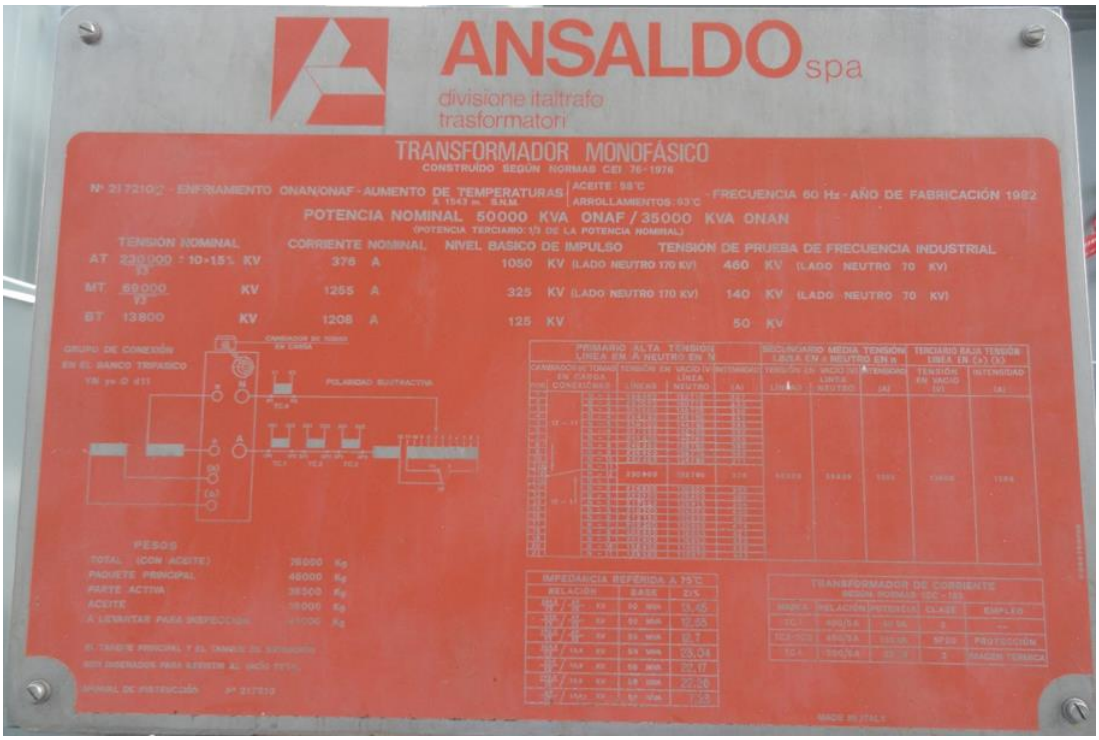
En cuanto a las pruebas eléctricas al transformador, se recomienda corroborar la prueba de factor de disipación. Esta muestra resultados anómalos y las pruebas no fueron completadas, se sospecha que hubo algún problema con el equipo o con el clima. La prueba deberá corroborarse con el fin de que se determine si hay alguna variación con las pruebas antiguas. De existir una variación se deberá de investigar el motivo. Todas las demás pruebas se encuentran en valores óptimos para la operación.

5.3.2. Transformador monofásico fase T del banco de transformación No. 2 de la subestación Guatemala norte

El transformador seleccionado se tomó considerando que existen 6 transformadores del mismo tipo, es decir, del mismo lote de fabricación. Este transformador es un transformador monofásico con una potencia de 35 MVA

ONAN y 50 MVA ONAF. El transformador tiene 3 devanados los cuales son: devanado primario 230 kV, devanado secundario 69 kV y devanado terciario 13,8 kV. En la figura 75, se encuentra una fotografía de la placa de datos del transformador de potencia.

Figura 75. **Placa de datos transformador fase T banco de transformación No. 2 de Guatemala norte**



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. Unidad de Metrología, Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía del INDE. *Placa de datos transformador fase T banco de transformación No. 2 de Guatemala norte* Unidad de Metrología.

5.3.2.1. Análisis de gases disueltos

Para el transformador de la fase T del Banco de Transformación No. 2 de Guatemala Norte se tienen 6 pruebas realizadas en los dos últimos años, 3 corresponden a laboratorio y 3 corresponden a pruebas realizadas en la unidad de metrología. Los resultados de las pruebas se encuentran en la Tabla LXXIII. El transformador tiene actualmente 39 años desde su fabricación y la relación de oxígeno – nitrógeno es menor a 0. 2. Para el análisis de gases disueltos utilizaremos las tablas del capítulo 4, donde se establecen los límites para los gases en el aceite mineral. Las tablas del capítulo 4 se aplicarán en el siguiente orden: Tabla XXI, Tabla XXII, Tabla XXIII y Tabla XXIV.

Tabla LXXIII. **Resultados de contenido de gases en el aceite mineral**

Fecha de Muestreo	O_2	N_2	H_2	CH_4	CO	CO_2	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2
17/07/2019	3 210	42 300	5	9	772	2 360	21	4	0
31/07/2019			15	24	775	3 084	16	4	0
7/10/2019			16	22	805	3 237	19	7	0
8/11/2019	5 170	47 200	6	11	387	2 320	22	4	0
2/09/2020	4 180	48 800	4	14	786	2 720	27	4	0
17/02/2021			4	25	838	3 035	23	7	0

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la evaluación con la tabla XXI, observamos que en la cuarta muestra el valor de los gases se reduce (principalmente observado en los óxidos de carbono). Cabe resaltar que esto pudo deberse a algún mantenimiento realizado al transformador o a un error al momento de ingresar la información. Esta observación de ser un error, podría presentar algún posible problema al momento de evaluar la diferencia de partes por millón de gas entre

la cuarta y la quinta muestra. La cantidad de todos los gases no supera los límites aceptables por la tabla XXI. En la tabla LXXIV podemos observar la diferencia entre muestras consecutivas y en la tabla LXXV se observa la generación anual estimada para cada gas.

Tabla LXXIV. **Contenido de gases entre muestras consecutivas**

Muestras Comparadas	H_2	CH_4	CO	CO_2	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2
1,2	10	15	3	724	-5	0	0
2,3	1	-2	30	153	3	3	0
3,4	-10	-11	-418	-917	3	-3	0
4,5	-2	3	399	400	5	0	0
5,6	0	11	52	315	-4	3	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXV. **Generación anual de gases estimada**

	H_2	CH_4	CO	CO_2	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2
Generación Anual (ppm/año)	0	3,358	72,6	124,14	3,98	0,98	0

Fuente: elaboración propia.

En la tabla LXXIV se muestra entre las muestras 4 y 5 observamos una cantidad inusual de generación del monóxido de carbono. Sin embargo, por las siguientes muestras se observa que no hay una generación considerable de monóxido de carbono y podemos determinar que no hay una generación

inusual de gases. Adicionalmente, podemos observar en la tabla LXXXV que no se superan los límites para la generación de los gases de forma anual. Basándonos en el análisis de los gases disueltos podemos mencionar que este transformador se encuentra en estatus 1. Para este caso, no es necesario aplicar los triángulos de Duval ya que el transformador se encuentra en estatus 1.

5.3.2.2. Pruebas fisicoquímicas y eléctricas al líquido aislante

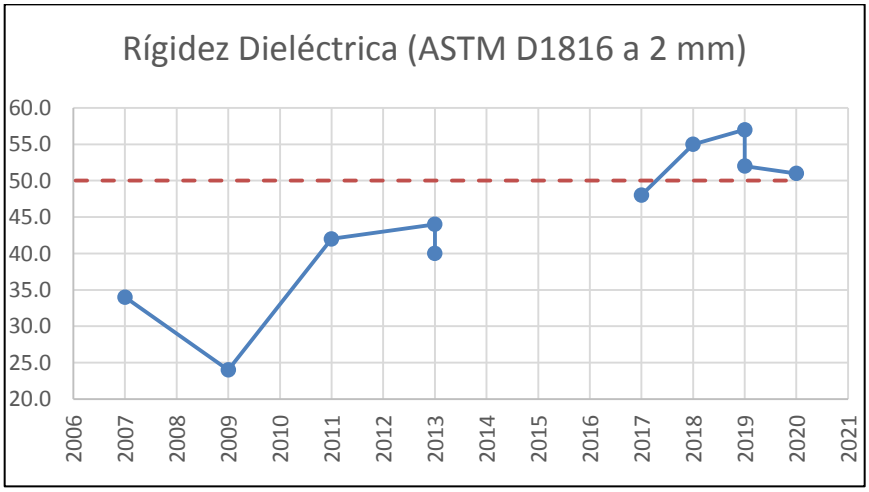
En este apartado se encontrarán las evaluaciones correspondientes a las pruebas que se realizaron al aceite mineral del transformador de la fase T del Banco de Transformación No. 2 de Guatemala Norte. Estas pruebas corresponden a las pruebas que se tienen ingresadas en la base de datos de los transformadores del Sistema Central. En las pruebas que tienen un límite establecido se colocará en las figuras a modo de que se observe si se superó el límite recomendado y los valores serán colocados en una gráfica con el objetivo de que se observe la tendencia.

5.3.2.2.1. Rigidez dieléctrica

Para la rigidez dieléctrica se presentan los valores que se tienen muestreados tanto para la norma ASTM D 1 816 a 2 mm y la ASTM D877. En la Figura 76, se encuentran los resultados de las pruebas correspondientes a la norma ASTM D 1 816 a 2 mm. En la Figura 77, se encuentra una gráfica con los resultados de la norma ASTM D877. En ambos casos se observa que la rigidez dieléctrica para ambas normas satisface lo requerido, para el caso de la ASTM D1816 a 2 mm en momentos anteriores se tuvo periodos donde la norma

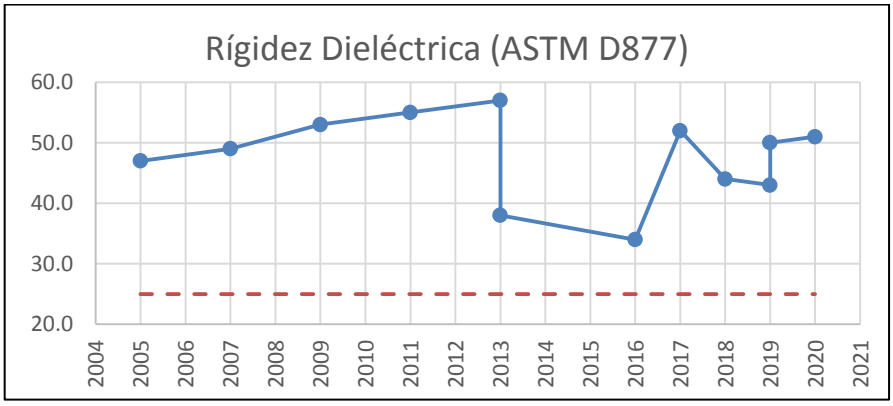
no se cumplía. En la tabla LXXVI se encuentran los resultados de rigidez dieléctrica para ambas normas.

Figura 76. **Rigidez dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm**



Fuente: elaboración propia.

Figura 77. **Rigidez dieléctrica ASTM D877**



Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXVI. **Historial rigidez dieléctrica**

Fecha	D1816 a 2 mm (kV)	D877 (kV)
20/08/2005		47,0
15/05/2007	34,0	49,0
22/09/2009	24,0	53,0
14/09/2011	42,0	55,0
14/01/2013	44,0	57,0
18/12/2013	40,0	38,0
30/06/2016		34,0
19/07/2017	48,0	52,0
1/08/2018	55,0	44,0
17/07/2019	57,0	43,0
8/11/2019	52,0	50,0
2/09/2020	51,0	51,0

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.2. Contenido de humedad

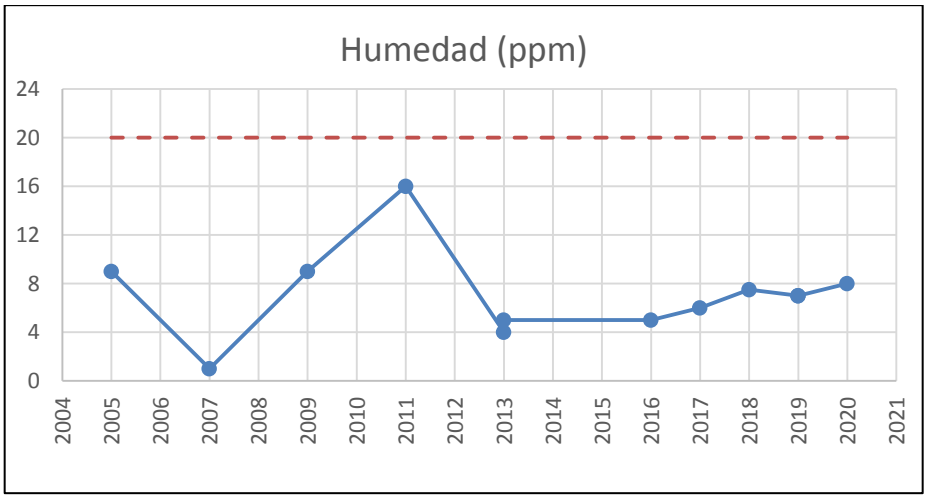
En este apartado se encuentra el historial del contenido de humedad en partes por millón. Como se puede observar en la figura 78, el contenido de humedad no ha superado las 10 ppm en los últimos cinco años y la saturación relativa no alcanza ni el 20 % lo que representa un buen contenido de humedad. En la tabla LXXVII, se encuentran los datos de contenido de humedad obtenida y la saturación relativa correspondiente. Analizando los datos se puede sugerir que actualmente el transformador no posee inconvenientes relacionados a la humedad. Más adelante se estará observando la prueba de respuesta dieléctrica a la frecuencia para corroborar el estado de la humedad.

Tabla LXXVII. **Historial de contenido de humedad y saturación relativa**

Fecha	Contenido de Humedad (ppm)	Saturación Relativa (%)
20/08/2005	9	4
15/05/2007	1,0	1,0
22/09/2009	9,0	4,0
14/09/2011	16,0	22,0
14/01/2013	4,0	7,0
18/12/2013	5,0	8,0
30/06/2016	5	3
19/07/2017	6,0	8,0
1/08/2018	7,5	11,0
17/07/2019	7,0	12,0
8/11/2019	7,0	17,0
2/09/2020	8,0	12,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 78. **Contenido de humedad fase T banco 2 Guatemala norte**

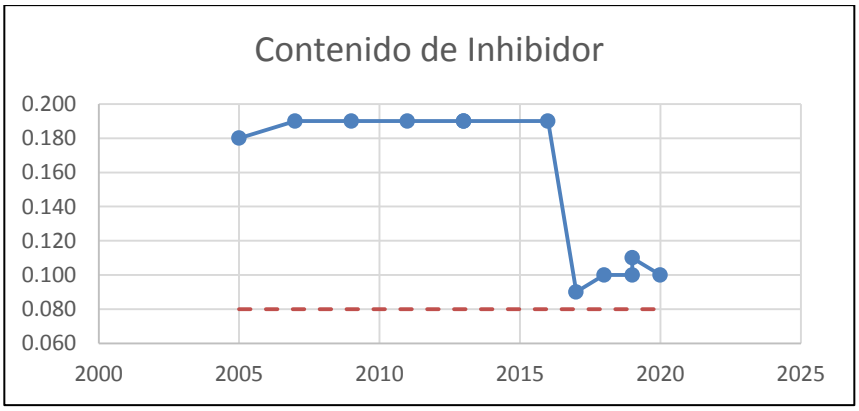


Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.3. Contenido de Inhibidor

En la figura 79, se pueden observar las mediciones que se realizaron para determinar el contenido de inhibidor de oxidación. Para este transformador se cuenta con un 0, 10 % de contenido de inhibidor. Lo ideal es que el transformador cuente con 0, 30 % de contenido de inhibidor, sin embargo, lo mínimo permitido es tener un 0. 08 % en un transformador en servicio. Entre el año 2016 y el año 2017 se tiene una caída brusca del contenido de inhibidor, por lo que para este caso será necesario verificar el comportamiento del número de neutralización a partir del año 2016. Por la edad del transformador, podría considerarse la reinhibición del transformador de potencia.

Figura 79. **Contenido de Inhibidor fase T banco 2 Guatemala norte**



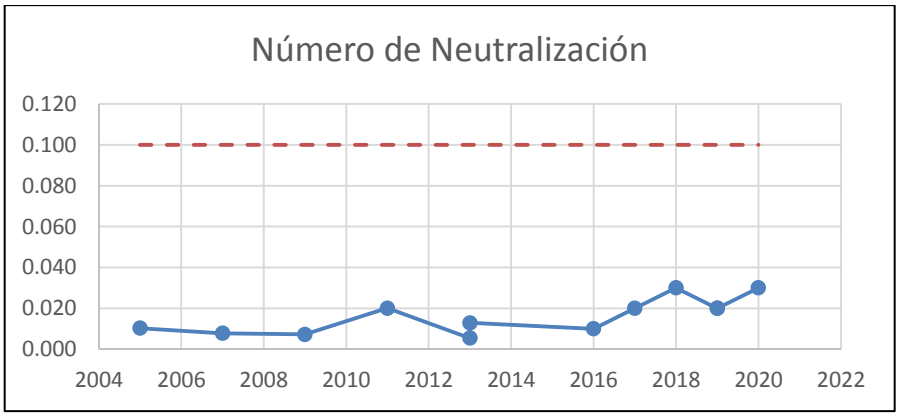
Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.4. Número de neutralización

De acuerdo a lo observado con el contenido de inhibidor es necesario observar el comportamiento del número de neutralización a partir del año 2016. En la figura 80 se puede observar el comportamiento del número de

neutralización. En el año 2016, se presentó un incremento en el número de neutralización y esto corresponde en buena manera la caída del contenido de inhibidor. El número de neutralización está entre 0,3 y 0,2 y que de momento está estable. Actualmente la acidez no representa un problema, sin embargo, puede que en el futuro el contenido de inhibidor se agote y la acidez comience a incrementarse.

Figura 80. **Número de neutralización fase T banco 2 Guatemala norte**



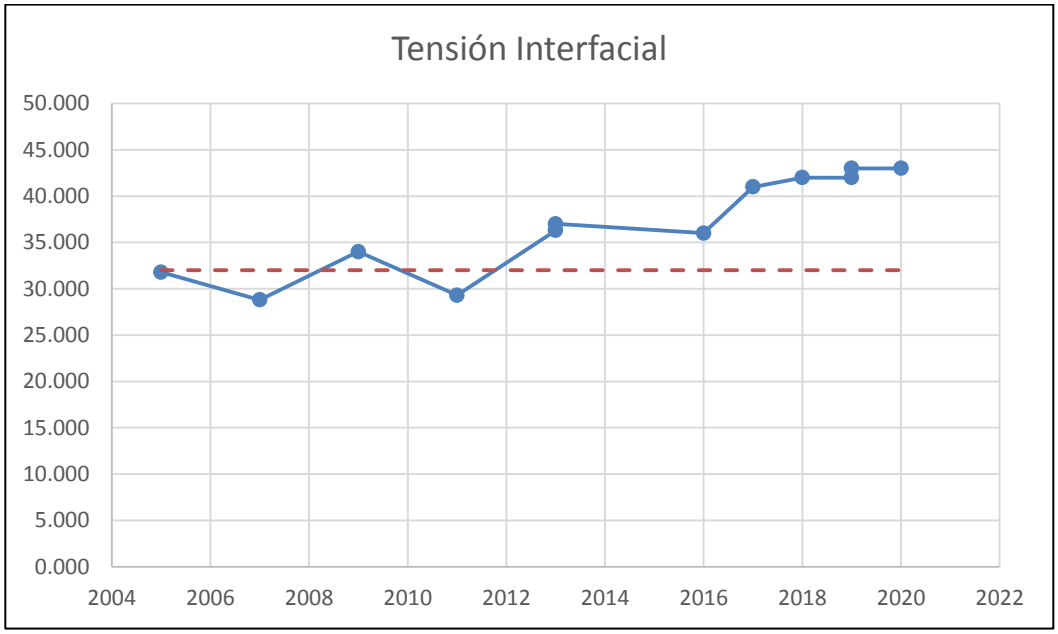
Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.5. Tensión interfacial fase T banco 2 Guatemala norte

La tensión interfacial en algunos casos juega un papel importante, ya que cuando un transformador tiene elevada acidez se sugiere también verificar la tensión interfacial. La combinación entre elevada acidez y baja tensión interfacial puede conducir a una posible generación de lodos. En la figura 81 se pueden observar los resultados relacionados a la tensión interfacial del transformador. La tensión interfacial para el transformador se encuentra por encima de lo sugerido por la norma. En los últimos resultados se confirma que

la tensión interfacial se encuentra por encima de lo recomendado a diferencia de resultados anteriores donde la tensión interfacial variaba entre estar por debajo y por encima del límite recomendado.

Figura 81. **Tensión interfacial fase T banco 2 Guatemala norte**



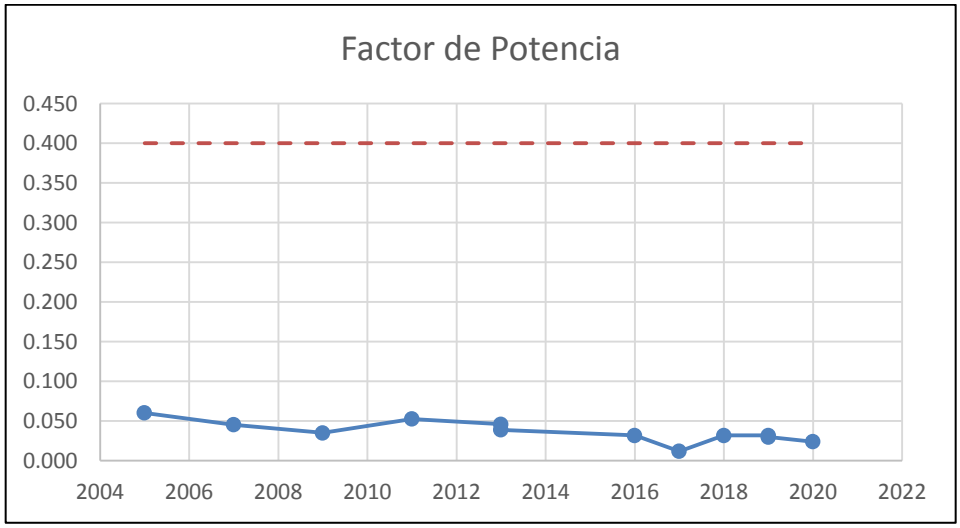
Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.6. Factor de potencia

El factor de potencia evalúa las características eléctricas del aceite mineral, tanto componente resistiva como componente capacitiva. En la Figura 82, se observan los resultados del factor de potencia a lo largo de la vida útil del transformador. Como se puede observar, el transformador mantiene excelentes valores correspondientes a su factor de potencia, ha presentado incrementos leves que puede que estén relacionados a la temperatura en que se tomaron las muestras. El límite de 0,4 % se encuentra lejano y esto indica que el líquido

aislante se encuentra en buenas condiciones. Tomando en consideración que el factor de potencia es muy bajo no es necesario realizar una línea de tendencia.

Figura 82. **Factor de potencia transformador fase T banco 2 Guatemala norte**



Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.7. Evaluación visual y color

Como se puede observar en la tabla LXXVIII, las pruebas realizadas a lo largo de la vida del transformador no presentan ningún cambio o alteración conforme al estado de claro y el color corresponde a un transformador envejecido por su tiempo en servicio. Por lo que por estas pruebas no se observa ningún cambio y la información que podemos obtener de ella se limita por el momento a saber que el aceite mineral no presenta anomalía, manteniéndose conforme a los resultados de otros años. Para la prueba de

color sucede lo mismo, a lo largo de la vida del transformador el color se ha mantenido con un mismo valor asociado a las condiciones del transformador.

Tabla LXXVIII. **Evaluación visual y color aceite mineral transformador fase T banco 2 Guatemala norte**

Fecha	Color	Evaluación Visual
20/08/2005	1,000	Claro
15/05/2007	1,500	Claro
22/09/2009	1,000	Claro
14/09/2011	1,500	Claro
14/01/2013	1,500	Claro
18/12/2013	1,500	Claro
30/06/2016	1,500	Claro
19/07/2017	1,500	Claro
1/08/2018	1,500	Claro
17/07/2019	1,500	Claro
8/11/2019	1,500	Claro
2/09/2020	1,500	Claro

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.8. Azufre corrosivo

El azufre corrosivo en el transformador de la fase T del banco de transformación 2 de la subestación Guatemala Norte muestra un comportamiento estable en la región de potencialmente corrosivo 3B. En la tabla LXXIX se pueden observar los últimos cinco resultados de azufre corrosivo. Esta condición debería de presentar un mayor análisis para conocer la cantidad de DBDS y monitorear la tendencia del mismo. Otro paso a seguir correspondería a la aplicación de

pasivador para poder contrarrestar los efectos de una posible corrosión del cobre. Para este transformador se requiere darle un mayor seguimiento al azufre corrrosivo.

Tabla LXXIX. **Resultados de azufre corrosivo fase T banco 2 Guatemala Norte**

Fecha	Azufre Corrosivo (D1275 B)
19/07/2017	Potencialmente Corrosivo 3B
1/08/2018	Potencialmente Corrosivo 3A
17/07/2019	Potencialmente Corrosivo 3B
8/11/2019	Potencialmente Corrosivo 3B
2/09/2020	Potencialmente Corrosivo 3B

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.2.9. Furanos

En la tabla LXXX se encuentran los valores correspondientes a la generación de furanos (2FAL) a lo largo del tiempo en que se han realizado estas pruebas. Como es posible notar este transformador ha tenido una generación de furanos a lo largo de los años. Con este transformador evaluaremos la condición del sistema de aislamiento sólido y estimaremos la vida restante del transformador utilizando el grado de polimerización. La vida de un transformador no puede calcularse y estimarse con precisión, por lo mismo, la estimación corresponde con un cálculo que busca determinar el nivel de alerta que puede tener un transformador basándose en la estimación del grado de polimerización.

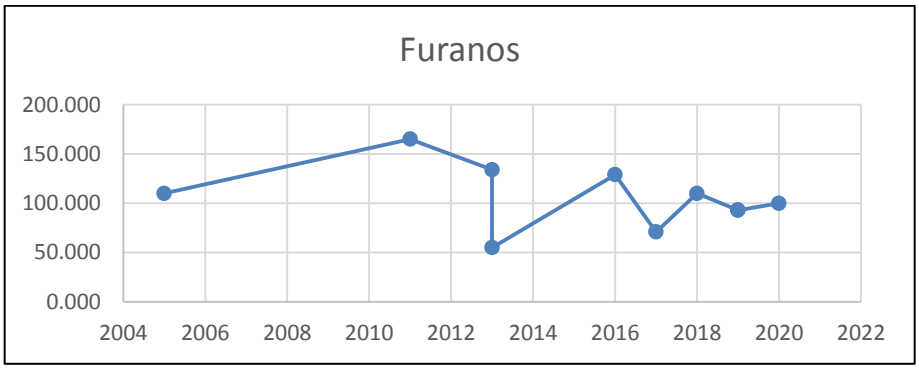
Tabla LXXX. **Contenido de furanos transformador fase T banco 2 Guatemala norte**

Fecha	Furanos (2FAL) [ppb]
20/08/2005	110,000
14/09/2011	165,000
14/01/2013	134,000
18/12/2013	55,000
30/06/2016	129,000
19/07/2017	71,000
1/08/2018	110,000
17/07/2019	93,000
8/11/2019	93,000
2/09/2020	100,000

Fuente: elaboración propia.

En total en el acumulado podemos asumir un total de 404 partes por billón (ppb), esto correspondiendo a los resultados del año 2011 año 2016 y año 2018. Los años fueron seleccionados basados en los cuales se presentaron cambios drásticos entre la caída y la generación de los furanos. La selección puede apreciarse de mejor manera con la figura 83, en esta se observan los cambios de mejor manera. La disminución de los furanos corresponde a mantenimientos donde se perdieron los furanos. Estimando se puede mencionar que el transformador cuenta con un grado de polimerización de 543 aproximadamente.

Figura 83. **Furanos transformador fase T banco 2 Guatemala norte**



Fuente: elaboración propia.

Tomando como punto inicial el grado de polimerización de 543, es posible estimar una 34 % de vida útil restante. Utilizando una regla de tres, podemos determinar que el transformador ha operado 39 años y esto corresponde al 66 % de su vida útil, entonces el 34 % de vida útil corresponde a 20 años. El transformador puede operar por 20 años más trabajando bajo las mismas condiciones de carga, mantenimiento y otras. Estos 20 años planteados pueden verse fácilmente afectados por cualquier clase de anomalía y no deben de tomarse como un análisis final, únicamente como un aproximado. Las condiciones del transformador pueden variar de forma muy rápida ante la presencia de anomalías que afecten el sistema de aislamiento.

5.3.2.3. Pruebas eléctricas

En este apartado se presentarán las pruebas eléctricas realizadas al transformador de la fase T del banco de transformación No. 2 de la subestación Guatemala Norte. Las pruebas serán ordenadas y colocadas de la manera que sea más fácil su comprensión. Las pruebas aquí expuestas fueron realizadas por la Unidad de Metrología y corresponden a las que se tienen en su base de

datos para el transformador. Para las pruebas eléctricas se colocarán tablas y se colocarán las pruebas iguales, pero de diferente fecha cerca para su evaluación.

5.3.2.3.1. Factor de Disipación y Capacitancia

Para este transformador se tienen dos pruebas entre el año 2015 y año 2021 una de las pruebas realizadas en el año 2017 y la otra en el año 2020. En la tabla LXXXI, se encuentran los resultados del factor de disipación cuando se inyecto en el devanado primario. En la tabla LXXXII, se encuentran los resultados cuando se inyecto en el devanado secundario. En la tabla LXXXIII, se encuentran los resultados cuando se inyecto en el devanado terciario. Para los resultados obtenidos podemos determinar que el factor de potencia y la capacitancia son aceptables, además de mantenerse. Para futuras pruebas se recomienda visualizar el comportamiento de las pérdidas para poder determinar si existe alguna variación importante posterior al año 2020.

Tabla LXXXI. **FP inyección en el primario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas	FD med	FD corr	Cap,med,
24/02/2017	ICH	260,25 mW	0,25 %	0,25 %	2 752,6 pF
6/09/2020	ICH (V)	306,50 mW	0,29 %	0,29 %	2 753,6 pF
24/02/2017	ICH+ICHL+ICHT	490,94 mW	0,23 %	0,23 %	5 699,1 pF
6/09/2020	ICH+ICHL+ICHT	532,46 mW	0,25 %	0,25 %	5 702,8 pF
24/02/2017	ICHL	227,91 mW	0,21 %	0,21 %	2 929,5 pF
6/09/2020	ICHL (V)	220,33 mW	0,20 %	0,20 %	2 932,5 pF
24/02/2017	ICHT	1,71 mW	0,26 %	0,26 %	17,2 pF
6/09/2020	ICHT (V)	1,61 mW	0,25 %	0,25 %	17,2 pF

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXII. **FP Inyección en el secundario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas	FD med	FD corr	Cap,med,
24/02/2017	ICL	120,08 mW	0,36 %	0,36 %	886,2 pF
6/09/2020	ICL (V)	127,76 mW	0,38 %	0,38 %	884,2 pF
24/02/2017	ICL+ICLT+ICLH	593,60 mW	0,23 %	0,23 %	6759,7 pF
6/09/2020	ICL+ICLT+ICLH	585,33 mW	0,23 %	0,23 %	6764,6 pF
24/02/2017	ICLH	228,11 mW	0,21 %	0,21 %	2929,5 pF
6/09/2020	ICLH (V)	220,99 mW	0,20 %	0,20 %	2932,8 pF
24/02/2017	ICLT	243,48 mW	0,22 %	0,22 %	2944,6 pF
6/09/2020	ICLT (V)	236,55 mW	0,21 %	0,21 %	2947,8 pF

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXIII. **FP inyección en el terciario**

Fecha	Medid,	* Vatios-pérdidas	FD med	FD corr	Cap,med,
24/02/2017	ICT	244,64 mW	0,35 %	0,35 %	3 799,5 pF
6/09/2020	ICT (V)	511,32 mW	0,36 %	0,36 %	3 798,3 pF
24/02/2017	ICT+ICTH+ICTL	364,99 mW	0,29 %	0,29 %	6 761,1 pF
6/09/2020	ICT+ICTH+ICTL	750,26 mW	0,29 %	0,29 %	6 763,5 pF
24/02/2017	ICTH	0,83 mW	0,26 %	0,26 %	17,2 pF
6/09/2020	ICTH (V)	1,56 mW	0,24 %	0,24 %	17,2 pF
24/02/2017	ICTL	118,72 mW	0,22 %	0,22 %	2 945,2 pF
6/09/2020	ICTL (V)	237,35 mW	0,21 %	0,21 %	2 948,1 pF

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.3.2. Corriente de excitación

La corriente de excitación es evaluada en todos los cambiadores de tomas, esta corriente representa las pérdidas del núcleo y se realiza en el devanado primario. Los resultados se presentan en base a las pruebas que se tienen entre el año 2015 y año 2020. En el periodo correspondiente se tienen dos mediciones de corriente de excitación, en la tabla LXXXIV podrá observar los resultados de la medición. La variación entre ambas muestras no corresponde ni siquiera a 1 mA lo que indica que la corriente de excitación no ha variado entre ambas muestras. Al momento que se presenten anomalías en los resultados puede ser útil comparar contra las fases R y S.

Tabla LXXXIV. **Corriente de excitación**

	24/02/2017	6/09/2020
Toma	I out	* I out
1	35,125 mA	35,256 mA
2	35,816 mA	36,042 mA
3	36,529 mA	36,760 mA
4	37,266 mA	37,499 mA
5	38,057 mA	38,288 mA
6	38,857 mA	39,093 mA
7	39,704 mA	39,936 mA
8	40,586 mA	40,821 mA
9	41,513 mA	41,754 mA
10	42,486 mA	42,720 mA
11	44,747 mA	44,989 mA
12	45,751 mA	46,002 mA
13	46,809 mA	47,074 mA
14	47,917 mA	48,172 mA
15	49,077 mA	49,337 mA
16	50,304 mA	50,580 mA
17	51,590 mA	51,876 mA
18	52,948 mA	53,218 mA
19	54,376 mA	54,655 mA
20	55,890 mA	56,161 mA
21	57,477 mA	57,761 mA

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.3.3. Reactancia de dispersión o impedancia de cortocircuito

La reactancia de dispersión se evalúa con respecto a los valores de placa y a la tendencia a lo largo de los años. En la tabla LXXXV, se encuentra la medición referenciada al valor de placa y la respectiva diferencia entre el devanado primario y el devanado secundario. En la tabla LXXXVI se encuentran los resultados de la medición para el devanado primario comparado con el devanado terciario. En la tabla LXXXVII se encuentran los resultados de la medición entre el devanado secundario y el devanado terciario. El máximo de diferencia permitido por la norma corresponde a un 2 % con holgura a 3 %, todos los resultados respetan lo establecido por la norma.

Tabla LXXXV. **Reactancia de dispersión primario secundario**

Fecha	uk med (%)	uk ref (%)	uk desv (%)
Posición 21			
6/09/2020	12,64 %	12,70 %	-0,44 %
Posición 11			
6/09/2020	12,61 %	12,65 %	-0,35 %
Posición 1			
6/09/2020	13,45 %	13,45 %	0,02 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXVI. **Reactancia de dispersión primario terciario**

Fecha	uk med (%)	uk ref (%)	uk desv (%)
Posición 1			
6/09/2020	23,11 %	23,04 %	0,32 %
Posición 11			
6/09/2020	22,26 %	22,17 %	0,41 %
Posición 21			
6/09/2020	22,28 %	22,26 %	0,10 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXVII. **Reactancia de dispersión secundario terciario**

Fecha	uk med (%)	uk ref (%)	uk desv (%)
6/09/2020	7,39 %	7,23 %	2,18 %

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.3.4. Relación de transformación

La relación de transformación se evalúa con los valores nominales, regularmente estos pueden encontrarse en la placa del transformador o en la placa del cambiador de tomas. Esta relación es importante que se mantenga constante ya que de no mantenerse podemos pensar en una posible deformación de los devanados. En la tabla LXXXVIII se encuentra los resultados de la relación de transformación entre el devanado primario y el secundario. En la tabla XC se encuentra los resultados de la relación de transformación entre el devanado primario y el terciario. En la tabla LXXXIX se encuentra los resultados de la relación de transformación entre el devanado

secundario y el terciario. Los valores de las relaciones satisfacen lo relacionado con la norma.

Tabla LXXXVIII. **Relación de transformación primario secundario**

		24/02/2017		6/09/2020	
Toma	Relación nom,	TTR	Desv,relación	TTR	Desv,relación
21	2,8334	2,8351	0,06 %	2,8352	0,06 %
20	2,8835	2,8853	0,06 %	2,8846	0,04 %
19	2,9335	2,9356	0,07 %	2,9347	0,04 %
18	2,9834	2,9859	0,08 %	2,985	0,05 %
17	3,0335	3,036	0,08 %	3,0357	0,07 %
16	3,0835	3,0862	0,09 %	3,0861	0,08 %
15	3,1336	3,1365	0,09 %	3,136	0,08 %
14	3,1835	3,187	0,11 %	3,1861	0,08 %
13	3,2335	3,2371	0,11 %	3,2372	0,11 %
12	3,2835	3,2875	0,12 %	3,2862	0,08 %
11	3,3335	3,3378	0,13 %	3,3379	0,13 %
10	3,3835	3,3879	0,13 %	3,388	0,13 %
9	3,4335	3,4381	0,13 %	3,4379	0,13 %
8	3,4835	3,4885	0,14 %	3,4873	0,11 %
7	3,5336	3,5387	0,14 %	3,5389	0,15 %
6	3,5835	3,5891	0,16 %	3,5885	0,14 %
5	3,6335	3,6394	0,16 %	3,6397	0,17 %
4	3,6834	3,6898	0,17 %	3,6885	0,14 %
3	3,7335	3,7401	0,18 %	3,7402	0,18 %
2	3,7835	3,7904	0,18 %	3,7896	0,16 %
1	3,8336	3,8406	0,18 %	3,8409	0,19 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXIX. **Relación de transformación secundario terciario**

		6/09/2020	
Toma	Relación nom,	TTR	Desv,relación
1	2,8868	2,8882	-0,05 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla XC. **Relación de transformación primario terciario**

		24/02/2017		6/09/2020	
Toma	Relación nom,	TTR	Desv,relación	TTR	Desv,relación
1	11,0659	11,0966	0,28 %	11,0943	0,26 %
2	10,9214	10,9509	0,27 %	10,9509	0,27 %
3	10,7772	10,8056	0,26 %	10,8017	0,23 %
4	10,6326	10,6603	0,26 %	10,6601	0,26 %
5	10,4884	10,5149	0,25 %	10,5132	0,24 %
6	10,3442	10,3701	0,25 %	10,368	0,23 %
7	10,2	10,2241	0,24 %	10,223	0,23 %
8	10,0554	10,0788	0,23 %	10,0775	0,22 %
9	9,9112	9,9337	0,23 %	9,9342	0,23 %
10	9,7667	9,7886	0,22 %	9,785	0,19 %
11	9,6225	9,6425	0,21 %	9,6407	0,19 %
12	9,4783	9,4972	0,20 %	9,4978	0,21 %
13	9,3337	9,3521	0,20 %	9,3521	0,20 %
14	9,1895	9,2065	0,18 %	9,2038	0,16 %
15	9,0453	9,0614	0,18 %	9,0605	0,17 %
16	8,9007	8,9163	0,18 %	8,9134	0,14 %
17	8,7565	8,7708	0,16 %	8,7706	0,16 %
18	8,612	8,6258	0,16 %	8,6233	0,13 %
19	8,4678	8,4803	0,15 %	8,4777	0,12 %
20	8,3236	8,3345	0,13 %	8,3351	0,14 %
21	8,179	8,1894	0,13 %	8,1893	0,13 %

Fuente: elaboración propia.

5.3.2.3.5. Respuesta dieléctrica a la frecuencia (humedad)

De acuerdo a lo observa en las pruebas fisicoquímicas era posible mencionar que la humedad se encontraba aceptable. Ahora, al observar la respuesta dieléctrica a la frecuencia es posible mencionar que el transformador se encuentra seco. En la tabla XCI se observan los resultados de las pruebas de la respuesta dieléctrica a la frecuencia. En la figura 84 se puede observar la curva del transformador relacionado a la respuesta dieléctrica a la frecuencia.

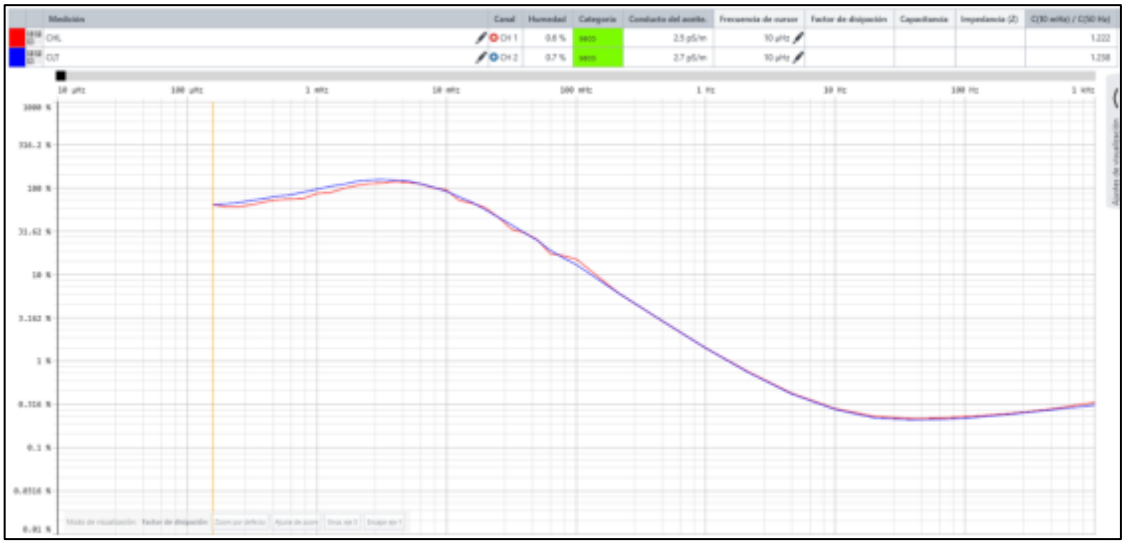
El transformador actualmente no requiere ninguna acción relacionada a la humedad.

Tabla XCI. **Resultados respuesta dieléctrica a la frecuencia fase t banco 2 Guatemala norte**

Fecha	Medición	Humedad	Categoría	Conductividad del Aceite
23/09/2019	CHL	0,60 %	Seco	2,5 pS/m
23/09/2019	CLT	0,70 %	Seco	2,7 pS/m

Fuente: elaboración propia.

Figura 84. **Respuesta dieléctrica 23/09/2019**



Fuente: elaboración propia.

5.3.2.4. Conclusiones del transformador de la fase T del banco 2 de Guatemala norte

El análisis de gases disueltos para este transformador sugiere que de momento no se presenta ninguna alarma y el estatus asignado al transformador corresponde al estatus 1. En las pruebas fisicoquímicas se hace necesario dar seguimiento al contenido de inhibidor y el azufre corrosivo. El contenido de inhibidor se encuentra por muy poco por encima de lo recomendado (0,08 %). Actualmente, el transformador no presenta riesgos relacionados a la acidez. Las pruebas de azufre corrosivo más recientes corresponden a un estado de potencialmente corrosivo y se sugiere realizar una cuantificación del DBDS para llevar la tendencia correspondiente de los compuestos que pueden afectar al cobre.

Las pruebas eléctricas que actualmente se tienen cumplen con la normativa y no presentan ninguna condición de alarma. Hay pruebas eléctricas las cuales hacen falta para tener un mejor análisis del transformador, como por ejemplo resistencia de devanados y resistencia de aislamiento. Para el caso de la resistencia de devanados se hace necesaria tener más de una medición para poder hacer una comparativa.

5.3.3. Pruebas realizadas en ETCEE comparado con la normativa

A continuación, se presentará una comparativa en las pruebas que se realizan en ETCEE y las que se recomiendan por la norma IEEE C57. 152-2013. En la tabla XCII, se encuentran las pruebas que se realizan al líquido aislante recomendadas por la normativa y la condición de cada una con respecto a ETCEE. Como se puede observar, ETCEE realiza todas estas

pruebas como parte de los protocolos de mantenimiento. La prueba de condición de lodos es una prueba que realmente no debe hacerse de forma rutinaria ya que incluso la norma recomienda solo hacerla bajo ciertas condiciones. El análisis de gases disueltos no se incluyó en la tabla ya que es una prueba que si se realiza pero que no forma parte de las pruebas para analizar la condición del líquido aislante.

Tabla XCII. **Pruebas fisicoquímicas al aceite aislante y estatus**

Pruebas al Aceite Mineral	Se Realiza
Evaluación Visual	SI
Condición de lodos	NO RUTINARIO
Color	SI
Rigidez Dielectrica	SI
Factor de Disipación	SI
Contenido de Humedad	SI
Número de Neutralización	SI
Contenido de PCB	SI
Tensión Interfacial	SI
Densidad Relativa	SI
Contenido de Furanos	SI
Conteo de Particulas	SI
Azufre Corrosivo	SI
Contenido de Inhibidor	SI
Análisis de Gases Disueltos	SI

Fuente: elaboración propia.

Para las pruebas eléctricas al aislamiento de los transformadores también se utilizará la norma IEEE C57. 152-2013, la cual también recomienda las pruebas que se deben de realizar. En la tabla XCIII podemos observar las pruebas recomendadas por la norma y el estatus con respecto al protocolo de ETCEE. De acuerdo a lo recomendado por la normativa se cumple con la

mayoría de las pruebas recomendadas. Las pruebas que no se tienen realizan de manera rutinaria son las siguientes: resistencia de aislamiento al núcleo, resistencia de aislamiento, SFRA y prueba de descargas parciales.

La prueba de SFRA no se realiza ya que los transformadores no están expuestos a transporte o movilización. Para los casos en que se requiere movilizar un transformador esta prueba si se realiza, cabe resaltar que por las dimensiones de los transformadores y que estos alimentan la región metropolitana los mismos no son sujetos de transporte. La prueba de descargas parciales no se realiza como parte del protocolo ya que estas no deben de ser comunes en los transformadores y se monitorea la cantidad de hidrógeno/metano en el análisis de análisis de gases disueltos. En caso sea necesaria la prueba de descargas parciales ETCEE la realiza por medio de una contratación externa.

Tabla XCIII. **Pruebas eléctricas y estatus**

Pruebas Eléctricas al Aislamiento	Se Realiza
Resistencia de Aislamiento del Núcleo	NO RUTINARIO
Resistencia de Aislamiento	NO RUTINARIO
Resistencia de Devanados	SI
Relación de Transformación	SI
Corriente de Excitación	SI
Impedancia de Cortocircuito	SI
Factor de Disipación	SI
SFRA	NO RUTINARIO
Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia	SI
Descargas Parciales	NO RUTINARIO

Fuente: elaboración propia.

Las pruebas de resistencia de aislamiento corresponden a las últimas pruebas que se realiza durante los protocolos. En ocasiones la realización de los protocolos conlleva un tiempo considerable en su realización y en ocasiones debido a factores medioambientales no es posible la realizarlas. Adicionalmente, las condiciones resistivas del aislamiento también son evaluadas con la prueba de factor de potencia. Para este caso la tendencia de las pérdidas resistivas debe de monitorearse con mayor atención y al ser necesaria, debe de realizarse la prueba de resistencia de aislamiento.

5.3.4. Recomendaciones conforme al mantenimiento para ETCEE

Aparte del análisis que se realizó a dos transformadores de potencia en este capítulo en el Apéndice 1 se podrá encontrar recomendaciones que se plantean para los transformadores del Sistema Central de ETCEE. Estas recomendaciones se basan en el análisis de los transformadores y se proponen medidas de corto mediano y largo plazo. Adicionalmente, en el Apéndice 2, se propone un procedimiento el cual se puede implementar en la ETCEE para la evaluación de transformadores de potencia, en la cual se incluyen los aspectos más importantes y la forma de evaluación de cada una de las pruebas.

Uno de los aspectos más importantes que se deben de manejar en la Unidad de Metrología del Sistema Central de ETCEE, es el documentar las pruebas que se realizan localmente. Estas pruebas en algunos casos no fueron incluidas, sin embargo, las pruebas que estuvieron al alcance durante la realización de este trabajo fueron incluidas en la base de datos. Principalmente, las pruebas que no se encontraban ingresabas corresponden a rigidez dieléctrica y humedad. En el Apéndice 3 se encuentra una propuesta de

formatos que pueden utilizarse para anotar la información y que pueden ser los utilizados para reportar la rigidez dieléctrica y el contenido de humedad.

Para las pruebas eléctricas, es necesario que se realicen pensando en completar las pruebas que no se tienen actualmente. La resistencia de aislamiento es una de las que se tiene menor seguimiento y la cual debe de realizarse como parte del protocolo, en los casos en los que no dé tiempo la siguiente desconexión de los transformadores debe realizarse la resistencia de aislamiento.

5.3.5. Análisis económico de las pruebas

Los costos de mantenimiento asociados a las pruebas de transformadores de potencia pueden resultar en un gasto importante para una empresa. Por lo que aquí se busca presentar la consideración de los costos que se tendrían para cumplir con un protocolo de pruebas que incluya las pruebas descritas anteriormente. En la tabla No. XCIV, se encuentra un costo estimado de las pruebas las cuales se deberían de considerar. El costo de cada una del conjunto de pruebas se tomó basado en las últimas contrataciones de ETCEE para esos servicios. Cabe resaltar que cada una de las pruebas descritas puede elaborarse en intervalos de tiempo distintos por el propietario de los transformadores o el encargado de mantenimiento.

Las pruebas fisicoquímicas y las pruebas eléctricas, exceptuando respuesta dieléctrica a la frecuencia y SFRA, se colocaron juntas ya que al momento de realizarse estas contrataciones la realización de pruebas individuales correspondería a un precio más alto. Las muestras de aceite para pruebas del aislamiento líquido deben de enviarse a un laboratorio certificado y actualmente en Guatemala no se tiene, por lo que hay que considerar el precio

del envío de las muestras. Para las pruebas eléctricas al contratarse el servicio es también más barato contratar la cantidad de pruebas descritas que contratar pruebas individuales.

Tabla XCIV. **Monto total para la realización de pruebas a un transformador de potencia**

Pruebas	Costo
Análisis de gases disueltos (ASTM D3612) Factor de Potencia (ASTM D924) Rigidez Dieléctrica (ASTM D1816 y D877) Viscosidad (ASTM D445) Gravedad Específica (ASTM D1298) Tensión Interfacial (ASTM D971) Contenido de Humedad (D1533) Número de Neutralización (ASTM D974) Contenido de Furanos (ASTM D5837) Contenido de Inhibidor (ASTM D2668) Azufre Corrosivo (ASTM D1275-B)	Q4 633,93
Factor de Potencia Resistencia de Aislamiento Resistencia de Devanados Relación de Transformación Corriente de Excitación Impedancia de Cortocircuito	Q7 566,67
SFRA	Q4 464,29
Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia	Q4 464,29
Total	Q21 129,17

Fuente: elaboración propia.

5.3.5.1. Monto anual de gastos para ETCEE

Considerando que ETCEE tiene un total de 42 transformadores de potencia podemos asumir una proyección de los gastos de mantenimiento

anuales. Cabe resaltar que en cuanto a pruebas al líquido aislante se realizan a todos los transformadores y se deja siempre la opción de realizar 10 remuestreos por si es necesario verificar alguna condición. Por lo que se debe de pensar en un total de 52 pruebas fisicoquímicas. Para las pruebas eléctricas asumiremos que en un año se realiza el 75 % de los transformadores de potencia, lo que correspondería a 32 transformadores. Las pruebas de respuesta dieléctrica se realizan de forma rutinaria por lo que asumiremos que se realizan a la mitad de los transformadores, 21 transformadores en un año.

Tabla XCV. **Monto presupuestario anual para pruebas en los transformadores de potencia de ETCEE**

Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Pruebas al líquido aislante	52	Q 4 633,93	Q240 964,36
Pruebas eléctricas al aislamiento	32	Q 7 566,67	Q242 133,44
Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia	21	Q 4 464,29	Q93 750, 09
		Total	Q576 847,89

Fuente: elaboración propia.

La ETCEE anualmente deberá de presupuestar un total de 576 847,49 quetzales para realizar pruebas a los transformadores de potencia. El cálculo de este monto se encuentra en la tabla XCV, la cual indica la cantidad de pruebas que se estarían realizando y el monto de cada una. Basándonos en un 3 % que se reconoce por operación y mantenimiento, debemos mencionar que anualmente los transformadores deben ingresar un estimado de 19 228 263,00 quetzales para cubrir los gastos de las pruebas.

5.3.6. Recuperación de la Inversión de un Equipo para ETCEE

Para la Unidad de Metrología que se encarga de realizar pruebas a 42 transformadores de potencia, la importancia de tomar la decisión de comprar un equipo o realizar las pruebas por medio de una contratación externa son bastante importantes. Asumiremos que al año se realizan pruebas eléctricas al 75 % de los transformadores de potencia, es decir aproximadamente 32 transformadores. Por lo que la comparación será realizada entre la realización de pruebas en ETCEE en comparación con una contratación externa.

Tabla XCVI. **Flujo anual de gastos**

No,	Transformadores Medidos	Costo	Gastos	Fecha	Flujo
0	0			1/01/2016	-Q 817 500,00
1	0	Q -	Q -	1/01/2016	Q -
2	0	Q -	Q -	1/02/2016	Q -
3	4	Q 30 266,67	Q 4 003,98	1/03/2016	Q 26 262,69
4	4	Q 30 266,67	Q 4 003,98	1/04/2016	Q 26 262,69
5	4	Q 30 266,67	Q 4 003,98	1/05/2016	Q 26 262,69
6	4	Q 30 266,67	Q 4 003,98	1/06/2016	Q 26 262,69
7	4	Q 30 266,67	Q 4 003,98	1/07/2016	Q 26 262,69
8	3	Q 22 700,00	Q 3 002,98	1/08/2016	Q 19 697,02
9	3	Q 22 700,00	Q 3 002,98	1/09/2016	Q 19 697,02
10	3	Q 22 700,00	Q 3 002,98	1/10/2016	Q 19 697,02
11	3	Q 22 700,00	Q 3 002,98	1/11/2016	Q 19 697,02
12	0	Q -	Q -	1/12/2016	Q -

Fuente: elaboración propia.

A continuación, presentaremos el análisis económico de la compra de un equipo marca OMICRON, CPC 100 el cual puede realizar todas las pruebas eléctricas de un transformador exceptuando SFRA y respuesta dieléctrica a la frecuencia. El cual tiene un valor de Q 817 500,00. Este equipo es el que actualmente se tiene en la Unidad de Metrología y el cual se utiliza para realizar

pruebas a los transformadores de potencia. El precio incluye todos los accesorios del equipo y los elementos necesarios para realizar las pruebas.

En la tabla No. XCVI, el flujo de dinero correspondiente a la distribución de los transformadores que se miden y como se realizarían los pagos correspondientes. En color gris se encuentra el pago de un equipo nuevo. La columna de gastos corresponde al gasto que represente el realizar las pruebas con personal de ETCEE, considerando 3 técnicos y 12 horas de trabajo. Adicional se considera el pago por viáticos de desayuno y almuerzo del personal. Por lo que en la columna de Flujos se encuentra la diferencia entre el gasto en cada prueba entre la contratación externa y el realizar pruebas con el personal.

Tabla XCVII. **Flujo de dinero en 5 años**

No	Gastos	Flujos	Flujo Acumulado
0	-Q 817 500,00	-Q 817 500,00	-Q 817 500,00
1	Q 210 101,52	Q 191 001,38	-Q 626 498,62
2	Q 220 606,60	Q 182 319,50	-Q 444 179,11
3	Q 231 636,93	Q 174 032,25	-Q 270 146,86
4	Q 243 218,77	Q 166 121,70	-Q 104 025,17
5	Q 255 379,71	Q 158 570,71	Q 54 545,54

Fuente: elaboración propia.

Por lo que procedemos a realizar un análisis de los flujos correspondientes a la compra del equipo, contra la realización de pruebas por contratación externa considerando una inflación de los precios del 5 % anual. Este cálculo corresponderá a determinar el tiempo en el cual se recupera la inversión de la compra del equipo. La tasa de interés se determina en un 10 %, considerando

que la ETCEE es una entidad semiautónoma del estado, lo que implica que sus acciones están referidas a cumplir objetivos institucionales e invertir en favor de sus objetivos.

De acuerdo a la tabla No. XCVII, podemos determinar que la recuperación de la inversión del equipo corresponde a 4 años y 8 meses. Este tiempo está sujeto a que durante 5 años se contrate el servicio de la realización de pruebas eléctricas en 32 transformadores de potencia. Cabe resaltar que para poder justificar el gasto de un equipo se deberá de tener un universo importante de transformadores. A partir de los 4 años y 8 meses la ETCEE teniendo su propio equipo, únicamente realizará los gastos del personal, ahorrando Q 6 565,67 por cada transformador. La columna de flujos indica la inversión y los gastos anuales traslados a la fecha de la inversión.

Cabe resaltar que el equipo analizado puede ser utilizado no solo en transformadores de potencia, sino también en otros equipos de la subestación. En caso que el equipo sea utilizado para otros equipos el tiempo de recuperación de la inversión es incluso menor, así como también si se realizan más de las 32 pruebas estimadas. Por esta razón, la mejor opción para ETCEE consiste en comprar los equipos para realizar sus propias pruebas. El tener su propio equipo también incluye aspectos como la disponibilidad inmediata.

Para una empresa con pocos transformadores de potencia, una mejor opción es la de realizar la evaluación importante del mantenimiento que pueden dar a los transformadores de su propiedad y la importancia que tiene el transformador en sus actividades. Otro aspecto a considerar es el costo que representa de una eventual falla en el transformador y el monitoreo al que se tendrá que someter.

CONCLUSIONES

1. Las bases de la aplicación de las pruebas que se realizan a los transformadores de potencia fueron descritas. Para cada una de las pruebas se determinó la forma de interpretar los resultados.

2. Fueron definidos tres grupos de pruebas que se realizan en los transformadores de potencia. La evaluación para cada una de las pruebas nombradas fue descrita por límites o la forma de evaluación pertinente para cada prueba.

3. Fueron elaborados diagramas de flujo que explican y guían la interpretación de resultados de cada una de las pruebas mencionadas o que fuera posible realizar un diagrama de flujo.

4. Fue elaborado un análisis estadístico de las pruebas que han sido realizadas en los transformadores de potencia del Sistema Central de ETCEE, basándose en el año 2016 y año 2020. Fue establecida la cantidad de pruebas realizadas para cada uno de los transformadores de potencia del Sistema Central de ETCEE.

5. El transformador trifásico de la Subestación Guatemala Sur y el transformador monofásico de la fase T del banco de transformación No. 2 de la Subestación Guatemala Norte fueron utilizados para ejemplificar la evaluación de pruebas realizadas en un transformador. Fueron establecidas recomendaciones y conclusiones basándose en los resultados de las pruebas del transformador de potencia.

6. El mantenimiento de pruebas que se realiza a los transformadores de potencia de ETCEE es el adecuado y permite el seguimiento del estado de los transformadores de potencia, cumpliendo con las recomendaciones de las normativas sobre las cuales se basa el mantenimiento.

7. Los costos de la realización de pruebas fueron determinados basados en las recomendaciones de este trabajo de graduación. Adicionalmente, se estableció un tiempo estimado de recuperación de la inversión en la compra de un equipo para elaborar pruebas eléctricas en ETCEE INDE.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar un transformador de potencia conlleva una evaluación integral del mismo. Por lo que el estado del transformador deberá basarse tomando en consideración todas las pruebas realizadas. Un problema en el transformador puede derivar en distintas áreas afectadas. Las pruebas en conjunto pueden brindar una mejor apreciación al momento de existir algún problema con el transformador.

2. Tener alguna posible anomalía puede requerir consultar con la fábrica lo que puede ser de gran apoyo, ya que la fábrica conoce los aspectos constructivos. Además, la fábrica puede tener fallas que se hubieran presentado de forma similar en transformadores bajo el mismo diseño. La fábrica conoce todos los aspectos constructivos y los problemas que han presentado los transformadores de mismas características.

3. Tener una posible falla en un transformador de potencia, es una condición que puede requerir realizar más pruebas enfocadas en detectar el posible problema. La mayor cantidad de pruebas, la mayor certeza que puede tenerse con relación al origen y la magnitud de la falla.

4. Evaluar transformadores de potencia se basa en el estado pasado contra el estado actual. La documentación de las pruebas realizadas y el manejo de la información, especialmente en transformadores viejos, es de vital importancia para poder obtener un mejor análisis del transformador de potencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings. *Working Group D1. 01 (TF 14). Technical Brochure 414. CIGRE.* Abril 2010.

2. Doble Oil Committee. *Transformer Oil Purchase Specifications.* [Publicación]. Estados Unidos de América: Doble Engineering Company, marzo 2017.

3. FAROUK, A. M. Rizk y GIAO N. *Trinh. High Voltage Engineering.* 1a ed. Estados Unidos de América: Taylor & Francis Group, LLC. 2014. 773 p.

4. FLORIÁN CARBONELL, Walter Miguel, 1997. *El Análisis de Gases Disueltos en Aceite Mineral Dieléctric como Alternativa para el Desarrollo de Programas de Mantenimiento Preventivo y Predictivo de Transformadores Trifásicos de Potencia.* Tesis de Grado. Guatemala: Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería [En línea]. <http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0082_ME.pdf.> [Consulta: 4 de febrero de 2020].

5. GILL, Paul. *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. 2a ed. Estados Unidos de América: Taylor & Francis Group, LLC. 2009. 961 p.

6. GRIFFIN, Paul J. y LEWAND, Lance R. *Understanding Corrosive Sulfur Problems in Electric Apparatus.* [Publicación] Estados Unidos de América: Doble Engineering Company, 2007. 240 p.

7. HORNING, M; KELLY, J.; MYERS, S. y STEBBINS, R. *Guía para el Mantenimiento del Transformador.* 3a ed. Estados Unidos de América: Transformers Maintenance Institute, División de S. D. Myers, Inc. 2005. 492 p.

8. KUMAR SAHA, Tapan y PURKAIT. *Prithwiraj. Transformer Ageing.* 1a Ed. Singapur: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd., 2017. 455 p.

9. LEWAND, Lance R. y REED, Scott*. Destruction of Dibenzyl Disulfide in Transformer Oil* [Publicación] Estados Unidos de América: Doble Engineering Company, 2008. 234 p.

10. Mechanical-Condition Assesment of Transformers Windings Using *Frequency Response Analysis (FRA).* Working Group A2. 26. Technical Brochure 342. CIGRE. Abril 2008. 309 p.

11. Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2020-2050.* [En línea] <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2020/03/Plan-de-Expansio%CC%81n-del-Sistema-de-Transporte-2020-2050-mayo.pdf> Consulta: [4 de mayo de 2021].

12. The Instittute Electrical and Electronics Engineers, Inc. IEEE *Recomended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors.* IEEE Power & Energy Society. IEEE Std C57. 113-2010. Nueva York: IEEE-SA Standards Board, 20 de agosto de 2010.

APÉNDICES

Apéndice 1. **Manual de recomendaciones para los transformadores del Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación**

Para cada transformador se encuentra un resumen de las condiciones actuales a modo de referencia. El resumen de cada transformador incluirá la información básica de los transformadores de potencia y las pruebas que se le han realizado, en el caso de las pruebas fisicoquímicas se presentan los últimos resultados; en el caso del análisis de gases disueltos se presenta la generación de gases anuales y el estatus del transformador; para las pruebas eléctricas se encuentra si estas son aceptables o no y si se han realizado.

Como valor agregado de este trabajo de graduación se analizó cada uno de los transformadores para hacer recomendaciones a corto, mediano y largo plazo. Las recomendaciones serán realizadas generalizadas a cada banco de transformación, en los casos en los que sea necesario presentar recomendaciones para un transformador puntualmente se colocará la fase a la que se hace referencia. En los casos en los que el transformador de reserva pueda ser utilizado en más de un banco de transformación las recomendaciones del transformador de reserva se realizaran por aparte de los bancos de transformación.

En las tablas de resumen para cada uno de los transformadores se encuentra una estimación del grado de polimerización. Adicionalmente se establece una regla de tres para establecer la vida restante en años. Cabe resaltar que para transformadores con niveles bajos (del orden de menos de 100 ppb de furanos) los cálculos pueden indicar valores muy altos. La estimación de la vida restante se elaboró solo como una estimación basada en los furanos.

Las recomendaciones que se hacen se distribuyen como: acciones a corto plazo, acciones a mediano plazo y acciones a largo plazo. Las acciones a corto plazo representan regularmente acciones que pueden realizarse de manera inmediata. Las acciones a mediano plazo corresponden a acciones que deben de programarse o planearse y que adicionalmente pueden requerir de un presupuesto asignado para poder ser llevadas a cabo. Las acciones a largo plazo corresponden a acciones que se deben de justificar y que requieren una inversión mayor con estudios que justifiquen la inversión.

Adicionalmente se realizó una estimación de la confiabilidad de cada uno de los transformadores. La confiabilidad fue estimada por medio de una evaluación únicamente de las pruebas, está confiabilidad contempla: análisis de gases disueltos, pruebas fisicoquímicas y pruebas eléctricas. La confiabilidad se estimó por medio de un sistema en serie que contempla los siguientes factores: análisis de gases disueltos, contenido de furanos, rigidez dieléctrica del aceite, humedad del sistema de aislamiento, factores que contribuyen o previenen la oxidación, el estado eléctrico del aislamiento, la geometría del aislamiento, el estado del transformador relacionado al azufre y las condiciones del núcleo junto con los conductores.

Continuación del apéndice 1.

- Guatemala Sur

  - Banco de transformación no. 1 de 138/69 kV

A corto plazo el transformador de la fase T requiere una nueva toma de muestra para análisis de gases disueltos y corroborar su estatus. El transformador de la fase R debe ser un candidato para realizar una prueba de respuesta dieléctrica a la frecuencia para determinar la humedad en porcentaje y basado en estos resultados considerar un secado del transformador. La fase S requiere un mayor seguimiento del contenido de DBDS para determinar si el azufre corrosivo puede presentar un problema.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		1
Fase	R	**Potencia**	25	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2 kV	
No. De Serie	61699	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	114,5005	0	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	16, 644	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CO,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			63 kV	Número de Neutralización	0,06 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			45 kV		
Tensión Interfacial		41 mN/m	Factor de Potencia		0,05 %
Contenido de Inhibidor		0,30 %	Furanos Estimados		1590 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	2
Grado de Polimerización		373,88	Porcentaje de Vida Remanente		17,38 %
Años Estimados de Vida Remanente			10,94 años	Humedad	20 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Humedad Moderada (2,2 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 61,85 %					

A mediano plazo se hace necesario considerar la elaboración de un plan para estos transformadores. Los transformadores cuentan con más de 50 años de servicio y considerar su reemplazo total o su movimiento a una subestación de menor impacto en la red del Sistema Nacional Interconectado. Basados en el plan para estos transformadores se puede considerar la reparación de los cambiadores de tomas ya que las lecturas de la resistencia de contactos presentan cambios en todos los transformadores donde se relaciona el cambiador de tomas. La consideración de la reparación debe basarse en un análisis técnico-financiero que deba justificar la inversión en el cambiador de tomas. A largo plazo estos transformadores deben de ser reemplazados no importando su ubicación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		1
Fase	S	**Potencia**	25	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2	
No. De Serie	61701	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 2775	17,6295	211,408	5,11
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		
ppm/año	8,541	0,073			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H4,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			47 kV	Número de Neutralización	0,08 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			54 kV		
Tensión Interfacial		41 mN/m	Factor de Potencia		0,02 %
Contenido de Inhibidor		0,27 %	Furanos Estimados		499 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	2
Grado de Polimerización		517,68	Porcentaje de Vida Remanente		31,76 %
Años Estimados de Vida Remanente			24,20 años	Humedad	13 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 69. 40 %					

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		1
Fase	T	**Potencia**	25	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2	
No. De Serie	61702	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	56,2465	262,5445	20,1845	2385,2385	505,9995
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	101,7895	4,891			
Estatus	3	Gases de Interes		H2,CH4,CO,CO2,C2H4,C2H6, C2H2	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			47 kV	Número de Neutralización	0,08 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			37 kV		
Tensión Interfacial		39 mN/m	Factor de Potencia		0,04 %
Contenido de Inhibidor		0,18 %	Furanos Estimados		478 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	2, 5
Grado de Polimerización		523, 02	Porcentaje de Vida Remanente		32,20 %
Años Estimados de Vida Remanente			24,81 años	Humedad	12 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,4 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 64,02 %					

Continuación del apéndice 1.

- Reserva bancos de transformación NO. 1 Y NO. 2 de 138/69 kV

A corto plazo, este transformador puede evaluarse si este al igual que los demás transformadores presenta una variación en la resistencia de los devanados derivado del cambiador de tomas. A mediano plazo si esta condición se confirma, debe de evaluarse el plan para este transformador y considerar si debe invertirse en la reparación del cambiador de tomas. A largo plazo este transformador deberá ser reemplazado junto con los del banco 1 y banco 2.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		1
Fase	Reserva	**Potencia**	25	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2 kV	
No. De Serie		**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1,095	0	0	0,0365
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	3,431	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			47 kV	Número de Neutralización	0,08 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			44 kV		
Tensión Interfacial		41 mN/m	Factor de Potencia		0, 04 %
Contenido de Inhibidor		0,00 %	Furanos Estimados		100 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	2
Grado de Polimerización		717,14	Porcentaje de Vida Remanente		51,71 %
Años Estimados de Vida Remanente			55,68 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,9 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 76,50 %					

Banco de transformación NO. 2 de 138/69 kV

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		2
Fase	R	**Potencia**	25	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2 kV	
No. De Serie	61698	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	18,761	602,688	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		
ppm/año	13,9065	0,0365			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			56 kV	Número de Neutralización	0,12 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			43 kV		
Tensión Interfacial		37 mN/m	Factor de Potencia		0,08 %
Contenido de Inhibidor		0,02 %	Furanos Estimados		1542 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	3,5
Grado de Polimerización		377, 69	Porcentaje de Vida Remanente		17,76 %
Años Estimados de Vida Remanente			11,23 años	Humedad	14 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 54,37 %					

A corto plazo en el banco de transformación No. 2 se recomienda reinhibir los tres transformadores, en el caso de la fase R se sugiere regenerar el transformador ya que la acidez ha superado los valores máximos. Los transformadores de la fase S y T requieren una vigilancia de la acidez puesto que no contienen inhibidor. El inhibir los transformadores corresponde a una acción para preservarlos, combatiendo la acidez. Los procesos de inhibición y regenerado de aceite pueden realizarse de manera consecutiva en el transformador. Para esto se requiere tener disponible el transformador de reserva a fin de no desenergizar el banco de transformación por completo durante todo el proceso.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		2
Fase	S	**Potencia**	25 MVA	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa Westinghouse		**Voltajes**	138/69/13. 2 kV	
No. De Serie	61696	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	56,137	48,472	0	113,369
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	18,98	1,314			
Estatus	3	Gases de Interes		CH4,C2H4,C2H6,C2H2	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			60 kV	Número de Neutralización	0. 08 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		43 mN/m	Factor de Potencia		0,04 %
Contenido de Inhibidor		0,04 %	Furanos Estimados		1045 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	2
Grado de Polimerización		425,96	Porcentaje de Vida Remanente		22,59 %
Años Estimados de Vida Remanente			15,17 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Humedad Moderada (3,2 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 63,02 %					

A mediano plazo se hace necesario considerar la elaboración de un plan para estos transformadores. Los transformadores cuentan con más de 50 años de servicio y considerar su reemplazo total o su movimiento a una subestación de menor impacto en la red del Sistema Nacional Interconectado. Basados en el plan para estos transformadores se puede considerar la reparación de los cambiadores de tomas ya que las lecturas de la resistencia de contactos presentan cambios en todos los transformadores donde se relaciona el cambiador de tomas. La consideración de la reparación debe basarse en un análisis técnico-financiero que deba justificar la inversión en el cambiador de tomas. A largo plazo estos transformadores deben de ser reemplazados no importando su ubicación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		2
Fase	T	**Potencia**	25 MVA	**Año de Fab.**	1969
Marca	Cenemesa		**Voltajes**	138/69/13. 2 kV	
No. De Serie	61697	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1,022	10,439	1172,8545	16,06
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	8,687	0,073			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H4,C2H6,C2H2	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			62 kV	Número de Neutralización	0,06 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			45 kV		
Tensión Interfacial		42 mN/m	Factor de Potencia		0,03 %
Contenido de Inhibidor		0,06 %	Furanos Estimados		1122 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 1A		Color	2
Grado de Polimerización		417,14	Porcentaje de Vida Remanente		21,71 %
Años Estimados de Vida Remanente			14,42 años	Humedad	12 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados			X	X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 68,94 %					

- Banco de transformación NO. 3 de 230/69 kV

A corto plazo se debe considerar el reemplazo del transformador de la fase T el cual presenta un bajo grado de polimerización. El análisis de gases disueltos en todos los transformadores, exceptuando la reserva, indica un estatus 2 derivado del etano; debe verificarse con una nueva muestra para corroborar el crecimiento y ver el comportamiento de la tendencia.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		3
Fase	R	**Potencia**	65 MVA	**Año de Fab.**	2018
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	BE10994/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	108,113	299,081	1,095
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	7,6285	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			71 kV	Número de Neutralización	0,02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			55 kV		
Tensión Interfacial		46 mN/m	Factor de Potencia		0,001 %
Contenido de Inhibidor		0,23 %	Furanos Estimados		1 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	0,5
Grado de Polimerización		1288,57	Porcentaje de Vida Remanente		N/A
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	6 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,6 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 92,26 %					

A mediano plazo se debe de cambiar el transformador de la fase S y delimitar si la reserva será sustituida en base a un análisis de su condición en el momento donde se tome la decisión. El transformador de la fase S puede ser sustituido junto con la fase T de ser posible buscando comprar dos unidades. En el largo plazo los transformadores de este banco deben de ser renovados y se tendrán que operar de la mejor manera para su conservación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		3
Fase	S	**Potencia**	37/50 MVA	**Año de Fab.**	1979
Marca	ALSTHOM SAVOISIENNE		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	217412-01	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	0	0	1,4965
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	4,964	0,0365			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			63 kV	Número de Neutralización	0,02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			49 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0,009 %
Contenido de Inhibidor		0,00 %	Furanos Estimados		1160 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	0,5
Grado de Polimerización		413,01	Porcentaje de Vida Remanente		21,30 %
Años Estimados de Vida Remanente			11,37 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 73. 06 %					

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		3
Fase	T	**Potencia**	37, 5/50 MVA	**Año de Fab.**	1979
Marca	ALSTHOM SAVOISIENNE		**Voltajes**	230/69/13. 8	
No. De Serie	217412-03	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0,1825	0	0	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	3,4404	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			62 kV	Número de Neutralización	0,02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			47 kV		
Tensión Interfacial		41 mN/m	Factor de Potencia		0,02 %
Contenido de Inhibidor		0,16 %	Furanos Estimados		5473 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2C		Color	1,5
Grado de Polimerización		220,51	Porcentaje de Vida Remanente		2,05 %
Años Estimados de Vida Remanente			0,88 años	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
onfiabilidad Estimada del Transformador: 51,26 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		3
Fase	Reserva	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8	
No. De Serie	2I7210/5	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 387	67. 598	147. 9345	6. 497
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	5. 2195	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			71 kV	Número de Neutralización	0,03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			43 kV		
Tensión Interfacial		41 mN/m	Factor de Potencia		0.,02 %
Contenido de Inhibidor		0,00 %	Furanos Estimados		452 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	1. 5
Grado de Polimerización		529,96	Porcentaje de Vida Remanente		32,99 %
Años Estimados de Vida Remanente			19. 20 años	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación					X
Corriente de Excitación					X
Impedancia de Cortocircuito					X
Relación de Transformación					X
Resistencia de Devanados					X
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,6 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 81,35 %					

- Banco de transformación NO. 4 de 230/69 kV

A corto plazo se recomienda un monitoreo mensual para este transformador de potencia, los niveles de etano y etileno han presentado un incremento lo que clasifica este transformador en el estatus 3. A mediano plazo se recomienda reinhibir este transformador ya que no cuenta con inhibidor y considerando que es un transformador trifásico al verse afectado por la acidez afectaría a las tres fases. El programa a largo plazo de este transformador debe corresponder a operarlo a la potencia adecuada y mantenerlo en las mejores condiciones posibles.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		4
Fase	3Φ	**Potencia**	70/100 MVA	**Año de Fab.**	2001
Marca	EFACE		**Voltajes**	230/69/13. 2 kV	
No. De Serie	C-13929	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	8. 0655	12. 1545	347. 188	10. 5485
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	31. 171	0			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H4,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			31 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			44 kV		
Tensión Interfacial		45 mN/m	Factor de Potencia		0. 005 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		3 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 1A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1152. 25	Porcentaje de Vida Remanente		95. 22 %
Años Estimados de Vida Remanente			398. 41 años	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados					X
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 9 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 03 %					

- Banco de transformación NO. 5 de 230/69 kV

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		5
Fase	R	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2008
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09439/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 949	2. 2995	53. 3995	1. 4965
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 8615	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			51 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			47 kV		
Tensión Interfacial		45 mN/m	Factor de Potencia		0. 003 %
Contenido de Inhibidor		0. 19 %	Furanos Estimados		5 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 1B		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1088. 86	Porcentaje de Vida Remanente		88. 88 %
Años Estimados de Vida Remanente			103. 91 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 92. 26 %					

Continuación del apéndice 1.

A corto plazo el transformador de la fase T requiere un seguimiento que corresponde a las generaciones anuales de monóxido de carbono y etano, ambos exceden los límites, pero se debe de confirmar esta condición con otra muestra. A mediano y a largo plazo se deben de realizar las acciones correspondientes para salvaguardar la integridad de los transformadores. Algunas de las acciones a tomar en cuenta corresponden a la revisión periódica de las características de los transformadores por medio de pruebas a sus sistemas de aislamiento y el constante monitoreo por medio de análisis de gases disueltos.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		5
Fase	S	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2008
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09439/3	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 825	58. 254	189. 727	2. 2265
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 533	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			51 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			43 kV		
Tensión Interfacial		45 mN/m	Factor de Potencia		0. 009 %
Contenido de Inhibidor		0. 21 %	Furanos Estimados		737 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		469. 29	Porcentaje de Vida Remanente		26. 93 %
Años Estimados de Vida Remanente			4. 79 años	Humedad	13 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 9 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 73. 80 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		5
Fase	Reserva	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2015
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET10598/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 803	8. 5045	20. 221	0. 7665
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 679	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			50 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		48 mN/m	Factor de Potencia		0. 05 %
Contenido de Inhibidor		0. 21 %	Furanos Estimados		1 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1288. 57	Porcentaje de Vida Remanente		N/A
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	11 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1. 5 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 33 %					

Subestación	Guatemala Sur		**Banco de Transformación**		5
Fase	Reserva	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2015
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET10598/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 803	8. 5045	20. 221	0. 7665
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 679	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			50 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		48 mN/m	Factor de Potencia		0. 05 %
Contenido de Inhibidor		0. 21 %	Furanos Estimados		1 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1288. 57	Porcentaje de Vida Remanente		N/A
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	11 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1. 5 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 33 %					

Continuación del apéndice 1.

- Escuintla 1

  - Banco de transformación NO. 1 de 230/138 kV

A corto plazo se sugiere confirmar los resultados del análisis de gases disueltos todas las fases de este banco de transformación, considerando que dos unidades se encuentran en estatus 3 y dos unidades en estatus 2. Las muestras deberán tomarse de los transformadores que se encuentren energizados y deberán confirmarse en el transformador que se encuentre desenergizado cuando este sea energizado. El correspondiente análisis deberá corroborar el estatus de cada transformador.

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		1
Fase	R	**Potencia**	37. 5/50 MVA	**Año de Fab.**	2001
Marca	TOSHIBA		**Voltajes**	230/138/13. 2 kV	
No. De Serie	A01002	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	71. 321	17. 009	49. 129	135. 926	2. 92
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	11. 4245	0			
Estatus	3	Gases de Interes		H2,CH4,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			53 kV	Número de Neutralización	0. 06 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 KV		
Tensión Interfacial		40 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		10 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	2
Grado de Polimerización		1002. 85	Porcentaje de Vida Remanente		80. 28 %
Años Estimados de Vida Remanente			81 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1. 3 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 30 %					

A mediano plazo se recomienda reinhibir los transformadores de las fases R, S y T. El monitoreo de la acidez en la fase R deberá de seguirse ya que se encuentra en 0. 06 y sin inhibidor, lo que podría representar un potencial riesgo de excederse los límites y ser necesario el regenerado del transformador a mediano o largo plazo. A largo plazo se debe de mantener estos transformadores en óptimas condiciones de operación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		1
Fase	S	**Potencia**	37. 5/50 MVA	**Año de Fab.**	2001
Marca	TOSHIBA		**Voltajes**	230/138/13. 2 kV	
No. De Serie	A01003	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 6425	99. 6815	455. 228	4. 34
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 825	0			
Estatus	2	Gases de Interes		CO	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			64 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			45 kV		
Tensión Interfacial		45 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		10 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	1. 5
Grado de Polimerización		1002. 85	Porcentaje de Vida Remanente		80. 28 %
Años Estimados de Vida Remanente			81 años	Humedad	11 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 5 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 98 %					

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		1
Fase	T	**Potencia**	37. 5/50 MVA	**Año de Fab.**	2001
Marca	TOSHIBA		**Voltajes**	230/138/13. 2 kV	
No. De Serie	A01001	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	47. 742	0	0	4. 307
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	26. 8275	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CH4,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			72 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 kV		
Tensión Interfacial		42 mN/m	Factor de Potencia		0. 01 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		12 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2B		Color	1. 5
Grado de Polimerización		980. 23	Porcentaje de Vida Remanente		78. 02 %
Años Estimados de Vida Remanente			70. 99 años	Humedad	9 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 5 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 89. 93 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		1
Fase	Reserva	**Potencia**	37. 5/50 MVA	**Año de Fab.**	2001
Marca	TOSHIBA		**Voltajes**	230/138/13. 2 kV	
No. De Serie	A02023	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 898	80. 373	0	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	9. 198	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			53 kV	Número de Neutralización	mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			49 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 12 %	Furanos Estimados		11 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	1. 5
Grado de Polimerización		991. 03	Porcentaje de Vida Remanente		79. 10 %
Años Estimados de Vida Remanente			68. 12 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 5 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 11 %					

- Banco de transformación No. 2 de 230/69 kV

A corto plazo se deberá de verificar el análisis de gases disueltos de los transformadores de las fases R, S y T. La fase R sobrepasa los límites de generación anual en el etano y según la última muestra se tiene presente el acetileno en 1 ppm, lo cual habrá que monitorear verificando que el transformador no se encuentre generando acetileno. La fase S sobrepasa los límites de monóxido de carbono y la fase T sobrepasa los límites del monóxido de carbono y el etano, por lo que se deben de verificar estos gases por medio de otra muestra. A mediano y largo plazo se debe de mantener estos transformadores en óptimas condiciones de operación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		2
Fase	R	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2008
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09389/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	2. 3725	63. 6925	360. 225	3. 2485
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	7. 9205	0. 292			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H6,CO	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			70 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			45 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 13 %	Furanos Estimados		13 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	0. 5
Grado de Polimerización		970. 3	Porcentaje de Vida Remanente		77. 03 %
Años Estimados de Vida Remanente			43. 58 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 27 %					

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		2
Fase	S	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2008
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09389/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	2. 628	87. 089	694. 814	2. 628
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	0	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CO	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			63 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 01 %
Contenido de Inhibidor		0. 13 %	Furanos Estimados		11 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2B		Color	0. 5
Grado de Polimerización		991. 03	Porcentaje de Vida Remanente		79. 10 %
Años Estimados de Vida Remanente			49. 20 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 9 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 16 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		2
Fase	T	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2008
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09389/3	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	2. 8105	129. 575	575. 7875	3. 8325
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	7. 1175	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CO,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			62 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 002 %
Contenido de Inhibidor		0. 14 %	Furanos Estimados		12 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	1
Grado de Polimerización		980. 23	Porcentaje de Vida Remanente		78. 02 %
Años Estimados de Vida Remanente			46. 14 años	Humedad	14 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (1. 0 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 16 %					

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		2
Fase	Reserva	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2015
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET10599/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 5475	39. 5295	42. 3035	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	0. 073	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			70 kV	Número de Neutralización	0. 01 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			55 kV		
Tensión Interfacial		48 mN/m	Factor de Potencia		0. 05 %
Contenido de Inhibidor		0. 21 %	Furanos Estimados		1 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1288. 57	Porcentaje de Vida Remanente		N/A
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (2. 0 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 41 %					

Continuación del apéndice 1.

- Banco de transformación NO. 3 de 230/69 kV

Subestación	Escuintla 1		**Banco de Transformación**		3
Fase	3Φ	**Potencia**	70/100 MVA	**Año de Fab.**	1980
Marca	Union		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	N406185	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	0	0	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	0	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			54 kV	Número de Neutralización	0. 08 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		40 mN/m	Factor de Potencia		0. 07 %
Contenido de Inhibidor		0. 08 %	Furanos Estimados		44 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2B		Color	2. 5
Grado de Polimerización		N/A	Porcentaje de Vida Remanente		N/A
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 89. 75 %					

A corto plazo este transformador no requiere acciones inmediatas. A mediano plazo se recomienda reinhibir este transformador ya que al ser trifásico los problemas en el mismo pueden representar la pérdida de 100 MVA. Otro aspecto importante es el monitoreo de la acidez en un transformador que no contiene inhibidor. A largo plazo se deberá de velar por mantener este transformador en óptimas condiciones de operación realizando las acciones necesarias.

Continuación del apéndice 1.

- Guatemala este
  - Banco de transformación NO. 1 de 230/69 KV

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		1
Fase	R	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	1997
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	111. 188/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 73	0	0	4. 088
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	4. 7815	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			50 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			54 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 01 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		9 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	1. 5
Grado de Polimerización		1015. 93	Porcentaje de Vida Remanente		81. 59 %
Años Estimados de Vida Remanente			106. 36 años	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 90. 41 %					

A corto plazo se debe de volver a muestrear el transformador para corroborar los resultados del análisis de gases disueltos en los transformadores de las fases R y T, ambos tienen una generación anual de etano la que supera los límites. El transformador deberá monitorearse y corroborar si está generación anual representa algún tipo de alarma o si solo es parte de los gases generados por la operación.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		1
Fase	S	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	1997
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	111. 188/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	2. 8105	36. 755	50. 335	3. 285
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	7. 592	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			58 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			50 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 002 %
Contenido de Inhibidor		0. 03 %	Furanos Estimados		11 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2E		Color	1. 5
Grado de Polimerización		991. 03	Porcentaje de Vida Remanente		79. 10 %
Años Estimados de Vida Remanente			90. 83 años	Humedad	15 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 4 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 89. 50 %					

A mediano plazo se debe contemplar reinhibir los transformadores de las fases R, S y T; los valores de inhibidor no satisfacen con el mínimo requerido. Basados en esta condición deberá de verificarse el número de neutralización de estos tres transformadores a modo de evitar que se llegue a la condición donde el número de neutralización crezca tanto que sea necesario un regenerado. A largo plazo deberán de realizarse las acciones correspondientes para salvaguardar la integridad del transformador.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		1
Fase	T	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	1997
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	111. 188/3	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 752	25. 6595	25. 5135	1. 1315
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	13. 1765	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			66 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			50 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 001 %
Contenido de Inhibidor		0. 03 %	Furanos Estimados		17 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2E		Color	1. 5
Grado de Polimerización		937. 01	Porcentaje de Vida Remanente		73. 70 %
Años Estimados de Vida Remanente			67. 25 años	Humedad	13 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 3 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 88. 59 %					

Reserva bancos de transformación NO. 1 y NO. 2 de 230/69 kV

A corto, mediano y largo plazo; actualmente el transformador no requiere de alguna acción de mantenimiento. Únicamente se recomienda seguir con las pruebas del aislamiento del transformador para seguir monitoreando sus características. En caso las características del aislamiento ameriten alguna intervención o acciones puntuales deberán de realizarse de acorde a la condición del transformador.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		
Fase	Reserva	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09331/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	11. 9355	17. 885	0. 6935
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	0	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			55 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			50 kV		
Tensión Interfacial		46 mN/m	Factor de Potencia		0. 01 %
Contenido de Inhibidor		0. 16 %	Furanos Estimados		6 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1066. 24	Porcentaje de Vida Remanente		86. 62 %
Años Estimados de Vida Remanente			N/A	Humedad	12 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 92. 26 %					

- Banco de transformación NO. 2 de 230/69 kV

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		2
Fase	R	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2011
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09912/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 46	58. 4365	120. 085	1. 606
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		
ppm/año	0. 292	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			58 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 01 %
Contenido de Inhibidor		0. 16 %	Furanos Estimados		10 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1002. 85	Porcentaje de Vida Remanente		80. 29 %
Años Estimados de Vida Remanente			40. 74 años	Humedad	9 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 33 %					

Continuación del apéndice 1.

A corto plazo se deberá de remuestrar el transformador de la fase S, considerando que su generación anual de monóxido de carbono y etano supera los límites establecidos. Cabe resaltar que los valores de monóxido de carbono superan ligeramente los límites correspondientes y puede que la siguiente muestra confirme que no existe un incremento. A mediano y largo plazo se debe de mantener estos transformadores en óptimas condiciones de operación considerando que estos transformadores no cuentan con más de 10 años de operación.

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		2
Fase	S	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2011
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09912/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 0585	85. 921	201. 6625	2. 5185
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	4. 015	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CO,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			68 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			54 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 15 %	Furanos Estimados		9 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1015. 93	Porcentaje de Vida Remanente		81. 59 %
Años Estimados de Vida Remanente			44. 23 años	Humedad	12 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 92. 26 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Este		**Banco de Transformación**		2
Fase	T	**Potencia**	39/65 MVA	**Año de Fab.**	2011
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09912/3	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 949	76. 0295	162. 3885	1. 168
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0. 2
ppm/año	1. 898	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			64 kV	Número de Neutralización	0. 02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			43 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0. 03 %
Contenido de Inhibidor		0. 16 %	Furanos Estimados		9 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1015. 93	Porcentaje de Vida Remanente		81. 59 %
Años Estimados de Vida Remanente			44. 23 años	Humedad	12 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 33 %					

- Guatemala Norte
  - Banco de transformación NO. 2 de 230/69 kV

A corto plazo se requiere verificar los valores correspondientes al etano en el transformador de la fase R, los valores de generación anual superan los límites recomendados. Otros gases en la fase R tiene valores altos en partes por millón pero su generación no corresponde a una alarma por lo que se puede asumir que son gases de algún evento anterior o simplemente gases acumulados, estos no representan una alarma. Para el transformador de la fase S, se recomienda verificar la formación de etileno, ya que está tuvo un aumento con relación a la última muestra y su generación anual supera los límites. La verificación corroborará el crecimiento del etileno.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		2
Fase	R	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/6	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	62. 0865	224. 475	0	98. 3725
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	30. 3315	0			
Estatus	3	Gases de Interes		CO,C2H4,C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			51 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 07 %
Contenido de Inhibidor		0. 10 %	Furanos Estimados		658 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	1. 5
Grado de Polimerización		483. 36	Porcentaje de Vida Remanente		28. 34 %
Años Estimados de Vida Remanente			15. 42 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 9 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 71. 94 %					

A mediano plazo se hace necesario monitorear las condiciones del inhibidor de oxidación en los transformadores, especialmente en los transformadores de las fases R y T. Los valores de oxidación satisfacen actualmente las normativas, sin embargo, el inhibidor puede consumirse y ser necesario el proceso de reinhibir el aceite. A largo plazo, se debe establecer el plan correspondiente para los transformadores y considerar que cuentan con 39 años de operación. Los transformadores pueden ser rotados a otra subestación de menor carga o bien planificar el momento en que deban ser retirados de servicio.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		2
Fase	S	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/4	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0. 2555	71. 248	203. 962	15. 2935
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	3. 504	0			
Estatus	3	Gases de Interes		C2H4	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			63 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			57 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 03 %
Contenido de Inhibidor		0. 17 %	Furanos Estimados		559 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	1. 5
Grado de Polimerización		503. 6	Porcentaje de Vida Remanente		30. 36 %
Años Estimados de Vida Remanente			17 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 6 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 74. 81 %					

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		2
Fase	T	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/7	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	2. 555	28. 397	63. 4735	4. 1975
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	0. 9125	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			65 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 kV		
Tensión Interfacial		43 mN/m	Factor de Potencia		0. 02 %
Contenido de Inhibidor		0. 10 %	Furanos Estimados		514 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3B		Color	1. 5
Grado de Polimerización		514. 01	Porcentaje de Vida Remanente		31. 40 %
Años Estimados de Vida Remanente			17. 85 años	Humedad	8 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 6 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 75. 45 %					

Continuación del apéndice 1.

- Banco de transformación NO. 3 de 230/69 kV

A corto plazo se debe de monitorear el transformador de la fase R de este banco, el mismo presente incrementos en 4 gases los cuales sobrepasan los límites de generación anual considerables. Los gases que sobrepasan los límites son: metano, etano, etileno y acetileno. El muestreo deberá de ser constante a modo de confirmar que el transformador se encuentra generando gases de forma activa o bien que el transformador no presenta ningún riesgo considerable durante su operación. Se recomienda tomar mínimo una muestra mensual durante los siguientes cuatro meses para corroborar la generación de los gases que se están monitoreando.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		3
Fase	R	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	32. 5945	42. 121	377. 2275	21. 8635
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	19. 5275	0. 511			
Estatus	3	Gases de Interes		CH4,C2H4,C2H6,C2H2	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			66 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			51 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 05 %
Contenido de Inhibidor		0. 08 %	Furanos Estimados		419 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	1. 5
Grado de Polimerización		539. 36	Porcentaje de Vida Remanente		33. 93 %
Años Estimados de Vida Remanente			20. 03 años	Humedad	7 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 74. 75 %					

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		3
Fase	S	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	7,3365	32,6675	234,11	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0,2
ppm/año	1,1315	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			69 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			52 kV		
Tensión Interfacial		43 mN/m	Factor de Potencia		0,07 %
Contenido de Inhibidor		0,09 %	Furanos Estimados		449 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	1,5
Grado de Polimerización		530,78	Porcentaje de Vida Remanente		33,07 %
Años Estimados de Vida Remanente			19,27 años	Humedad	7 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 75, 65 %					

A mediano plazo se tendrá que reinhibir tres transformadores de este banco de transformación, actualmente los transformadores se encuentran en el mínimo requerido por la normativa. Posiblemente, con el pasar del tiempo el inhibidor tenderá a reducirse y el transformador requerirá reinhibirse. A largo plazo, se debe establecer el plan correspondiente para los transformadores y considerar que cuentan con 39 años de operación. Los transformadores pueden ser rotados a otra subestación de menor carga o bien planificar el momento en que deba ser retirado de servicio.

Continuación del apéndice 1.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		3
Fase	T	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	1982
Marca	ANSALDO		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	2I7210/3	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	0	0	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		
ppm/año	6. 2415	0			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			69 kV	Número de Neutralización	0,03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			52 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0,06 %
Contenido de Inhibidor		0,09 %	Furanos Estimados		387 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2B		Color	1,5
Grado de Polimerización		549,22	Porcentaje de Vida Remanente		34,92 %
Años Estimados de Vida Remanente			20. 93 años	Humedad	9 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,6 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 75. 79 %					

- Banco de transformación NO. 4 de 230/69 kV

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		4
Fase	R	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2011
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09911/1	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	0	56,794	231,045	0
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		> 0,2
ppm/año	7,9205	0,3285			
Estatus	1	Gases de Interes			
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			50 kV	Número de Neutralización	0,02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			44 kV		
Tensión Interfacial		46 mN/m	Factor de Potencia		0,02 %
Contenido de Inhibidor		0,16 %	Furanos Estimados		7 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmnte Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1047,11	Porcentaje de Vida Remanente		84,71 %
Años Estimados de Vida Remanente			55,40 años	Humedad	9 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 91. 33 %					

Continuación del apéndice 1.

A corto plazo se hace necesario verificar por medio de una nueva muestra los resultados del transformador de la fase S, en estos se observa un incremento considerable de los siguientes gases: hidrógeno, metano, etileno y acetileno. De confirmarse esa condición se debe de considerar desenergizar el transformador y considerar realizar pruebas eléctricas al transformador. Considerando los hallazgos de las pruebas eléctricas se debe de establecer un plan para el transformador.

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		4
Fase	S	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2011
Marca	Crompton Greaves		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	ET09911/2	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	118. 2965	34. 383	113. 1135	73. 9855	50. 0415
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		< 0. 2
ppm/año	1. 46	31. 463			
Estatus	3	Gases de Interes		H2,CH4,C2H4,C2H2	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			50 kV	Número de Neutralización	0,02 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			42 kV		
Tensión Interfacial		47 mN/m	Factor de Potencia		0,008 %
Contenido de Inhibidor		0,16 %	Furanos Estimados		9 ppb
Azufre Corrosivo		Potencialmente Corrosivo 3A		Color	0. 5
Grado de Polimerización		1015,93	Porcentaje de Vida Remanente		81,59 %
Años Estimados de Vida Remanente			44,32 años	Humedad	10 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0,8 %)		X	
Resistencia de Aislamiento					X
Confiabilidad Estimada del Transformador: 88,77 %					

Continuación del apéndice 1.

A mediano plazo se deberá contemplar las acciones correspondientes si es que son necesarias en el transformador de la fase S. Estas acciones podrían requerir una inspección interna, reparación del transformador u otras que dependientes del estado del transformador. A largo plazo se debe de mantener estos transformadores en óptimas condiciones de operación considerando que estos transformadores no cuentan con más de 10 años de operación.

- Transformador de reserva de 230/69 kV

Subestación	Guatemala Norte		**Banco de Transformación**		
Fase	Reserva	**Potencia**	35/50 MVA	**Año de Fab.**	2004
Marca	AREVA		**Voltajes**	230/69/13. 8 kV	
No. De Serie	111. 355/U	**Posiciones Cambiador de Tomas**			21
Análisis de Gases Disueltos					
Gas	**H2**	**CH4**	**CO**	**CO2**	**C2H4**
ppm/año	0	1. 314	63. 3275	316. 4915	2. 5185
Gas	**C2H6**	**C2H2**	**O2/N2**		>0. 2
ppm/año	3. 1025	0			
Estatus	2	Gases de Interes		C2H6	
Pruebas Fisicoquímicas y Eléctricas al Aislamiento Líquido					
Rigidez Dieléctrica ASTM D1816 a 2 mm			54 kV	Número de Neutralización	0. 03 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica ASTM D877			44 kV		
Tensión Interfacial		44 mN/m	Factor de Potencia		0. 005 %
Contenido de Inhibidor		0. 00 %	Furanos Estimados		5 ppb
Azufre Corrosivo		No Corrosivo 2A		Color	1
Grado de Polimerización		1088. 86	Porcentaje de Vida Remanente		88. 88 %
Años Estimados de Vida Remanente			135. 88 años	Humedad	5 ppm
Pruebas Eléctricas al Transformador					
Prueba		**Cumple**	**No Cumple**	**Se tiene**	**No se tiene**
Factor de Disipación		X		X	
Corriente de Excitación		X		X	
Impedancia de Cortocircuito		X		X	
Relación de Transformación		X		X	
Resistencia de Devanados		X		X	
Respuesta Dieléctrica a la F.		Seco (0. 7 %)		X	
Resistencia de Aislamiento		X		X	
Confiabilidad Estimada del Transformador: 92. 26 %					

A corto plazo deberá de volver a tomarse una muestra de aceite del transformador a modo de confirmar la generación de etano, la generación anual de etano supera los valores recomendados. A mediano plazo se tendrá que reinhibir este transformador, actualmente este transformador no cuenta con inhibidor. A largo plazo, se debe establecer el plan correspondiente para el transformador ya que actualmente está funcionando como el único transformador de reserva de la subestación Guatemala Norte. El transformador podría utilizarse para sustituir la fase S del banco de transformación No. 4 si en caso fuera necesario y si este fuera el caso ya no se contaría con una reserva.

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Procedimiento de la evaluación de la condición de transformadores de potencia**

INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 1 de 23

Elaboró	**Revisó**	**Aprobó**
Nombre:	Nombre: Ing. Guillermo Egberto Aguilar Vela	Nombre: Ing. Norman Scott Gamez Higueros
Cargo:	Cargo: Sub-Gerente Empresa de Transporte y Control ETCEE	Cargo: Gerente Interino ETCEE-INDE
Firma y Sello:	Firma y Sello:	Firma y Sello:
_____	_____	_____

Instituto Nacional de Electrificación, INDE
"Este documento impreso es una copia no controlada, se debe confirmar la última vigencia para su uso en la Intranet"

Continuación del apéndice 2.

1. OBJETIVO Y ALCANCE

Establecer el procedimiento interno correspondientes al mantenimiento de los transformadores de potencia que pertenecen a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

El presente procedimiento da inicio posteriormente a la energización de un nuevo transformador y corresponde a una guía para el mantenimiento basado en las pruebas que pueden realizarse a los transformadores de potencia.

2. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- Ley General de Electricidad, Decreto Número 93-96 del Congreso de la República
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución – NTDOID-.
- Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica – NTDOST-.
- IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers
- IEEE Std C57.106-2015 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insultating Mineral Oil in Electrical Equipment
- IEEE Std C57.149-2012 IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers
- IEEE Std C57.127-2018 IEEE Guide for the Detection, Location and Interpretation of Sources of Acoustic Emissions from Electrical Dischargs in Power Transformers and Power Reactors

Continuación del apéndice 2.

- IEEE Std C57.152-2013 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators and Reactors.
- IEEE Std C57.161-2018 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment
- IEEE Std C57.140-2017 IEEE Guide for Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers
- IEEE Std C57.113-2010 IEEE Recomended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors

3. REGISTROS APLICABLES

- Reportes de Pruebas realizadas en Laboratorio
- Registros en Bases de Datos
- Reportes de Equipos de Pruebas
- Documentos de Respaldo
- Otros documentos relacionados

4. DEFINICIONES

4.1. ETCEE: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

4.2. DGA: Análisis de gases disueltos

4.3. ASTM: American Society for Testing and Materials

4.4. IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers

Continuación del apéndice 2.

5. NORMAS

5.1. Cada transformador analizado deberá de evaluarse de manera integral verificando todas las pruebas a su alcance. Los resultados del análisis de un transformador se deberán de presentar a la Superintendencia de ETCEE en un informe Semestral o bien cuando sea requerido.

5.2. El procedimiento aquí presentado hace referencia a buenas técnicas de mantenimiento recomendadas por entidades internacionales. El presente procedimiento no cubre todos los aspectos relacionados al mantenimiento de un transformador de potencia, la responsabilidad de los transformadores de potencia corresponde a la Jefatura de Subestaciones correspondiente.

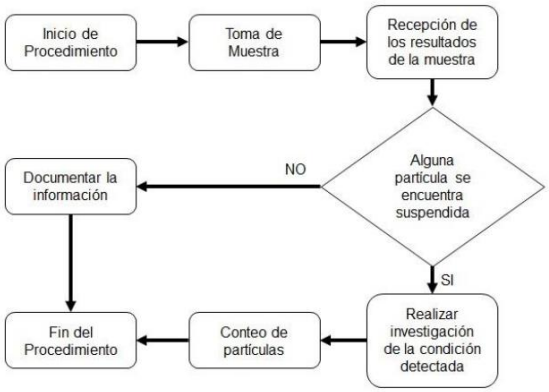
5.3. El procedimiento aquí presentado corresponde a una orientación para la evaluación de un transformador de potencia. Los procedimientos no son definitivos y pueden variar según sea el caso.

Continuación del apéndice 2.

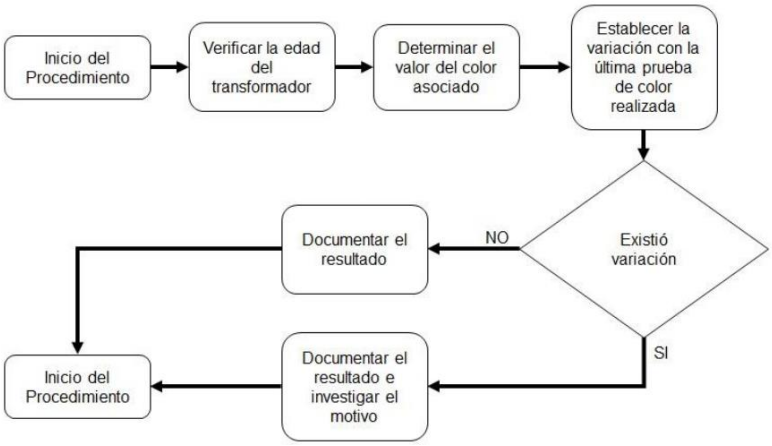
INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 5 de 23

6. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

6.1. Diagrama de Flujo Evaluación Visual:



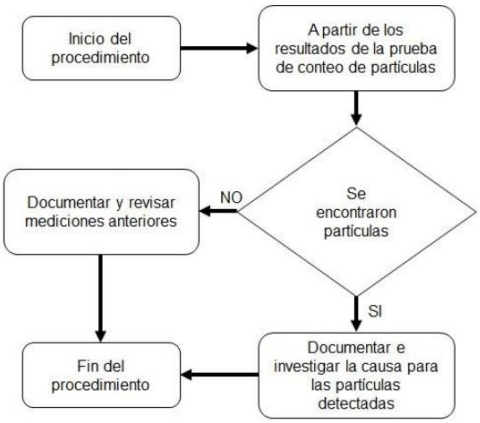
6.2. Diagrama de Flujo Prueba de Color



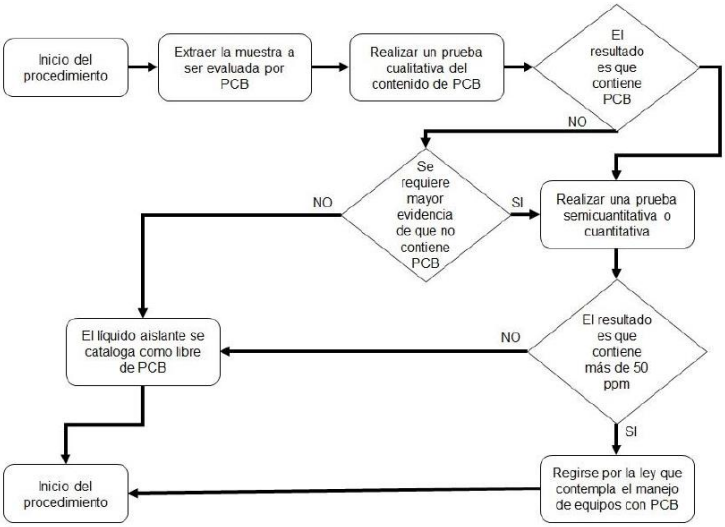
Continuación del apéndice 2.

INDE	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 6 de 23

6.3. Diagrama de Flujo Conteo de Partículas:



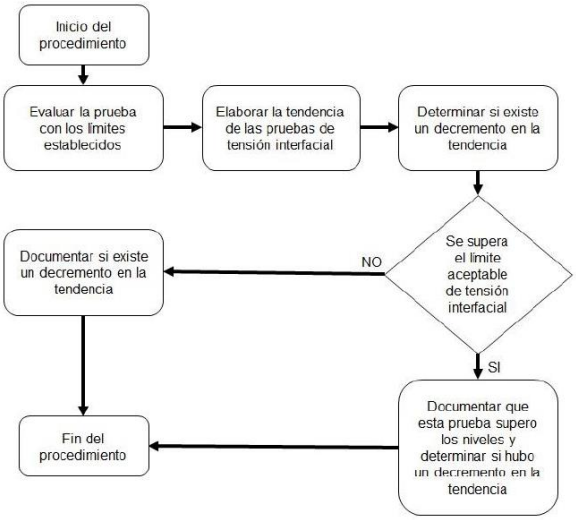
6.4. Diagrama de Flujo Contenido de PCB:



Continuación del apéndice 2.

INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	**PROCEDIMIENTO Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 7 de 23

6.5. Diagrama de Flujo Tensión Interfacial:

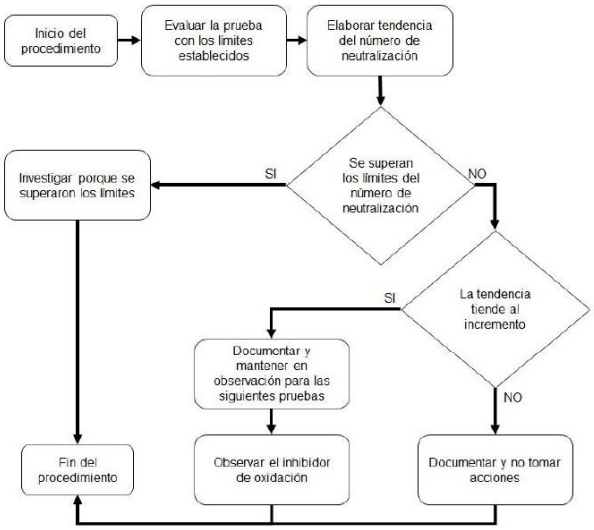


6.6. Diagrama de Flujo Contenido de Inhibidor

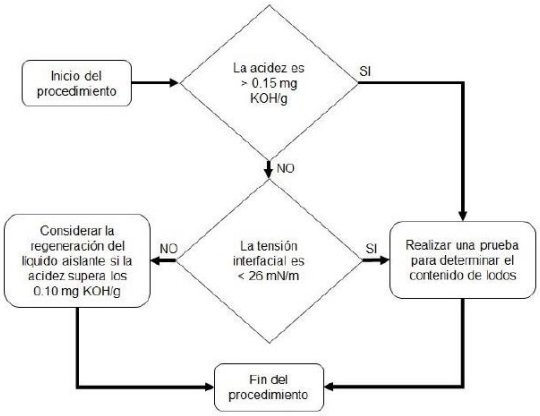
Continuación del apéndice 2.

INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 8 de 23

6.7. Diagrama de Flujo Número de Neutralización



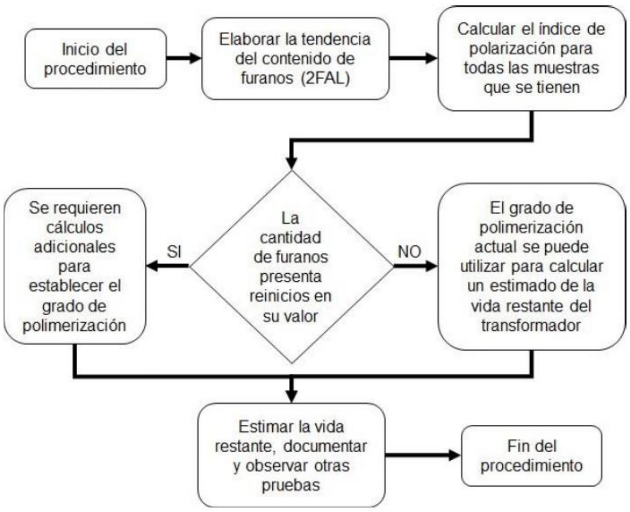
6.8. Diagrama de Flujo Condición de Lodos:



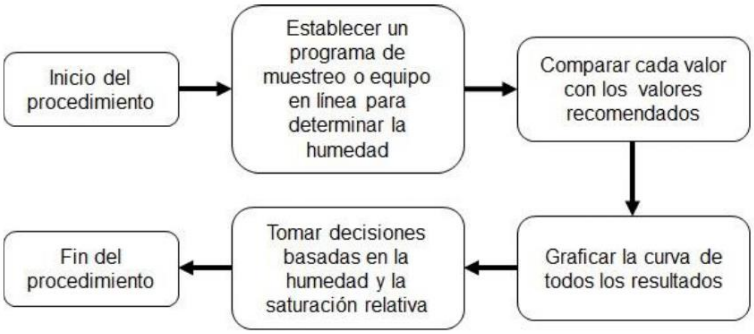
Instituto Nacional de Electrificación, INDE
"Este documento impreso es una copia no controlada, se debe confirmar la última vigencia para su uso en la Intranet"

Continuación del apéndice 2.

6.9. Diagrama de Flujo Furanos

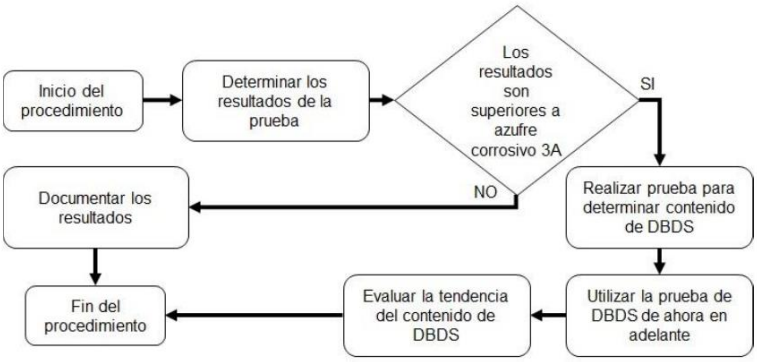


6.10. Diagrama de Flujo Contenido de Humedad

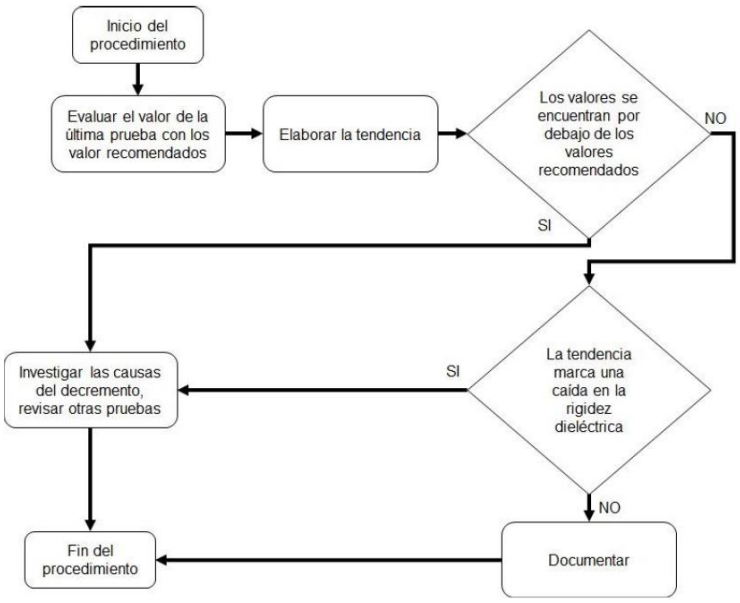


Continuación del apéndice 2.

6.11. Diagrama de Flujo Azufre Corrosivo



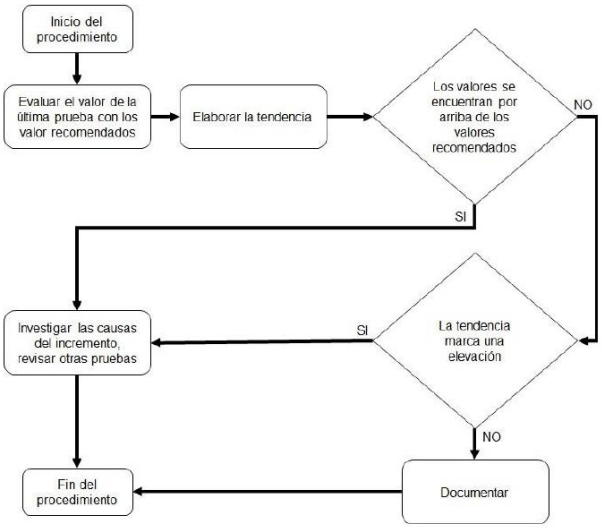
6.12. Diagrama de Flujo Rigidez Dieléctrica



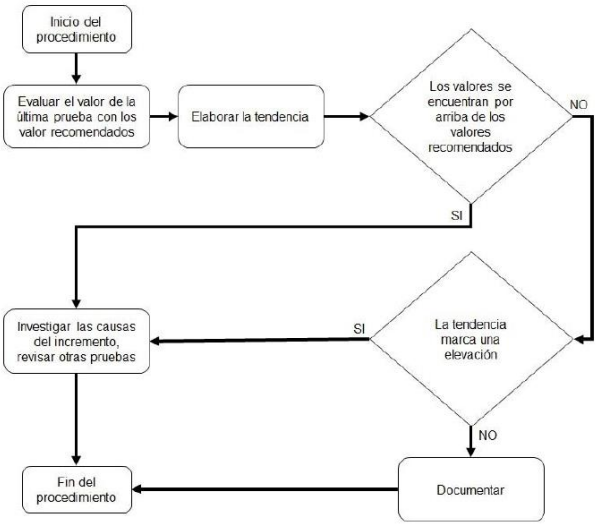
Continuación del apéndice 2.

INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 11 de 23

6.13. Diagrama de Flujo Factor de Potencia

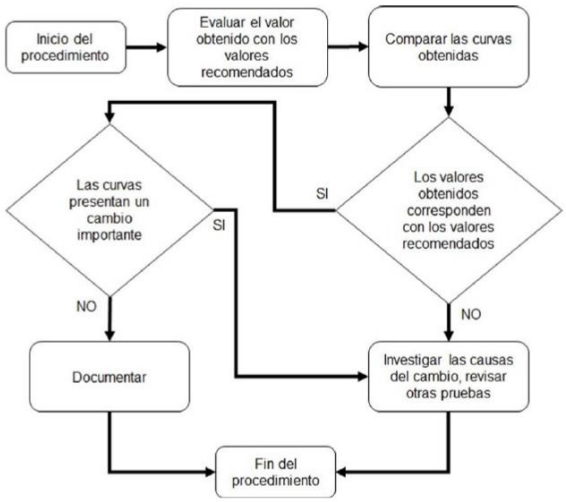


6.14. Diagrama de Flujo Resistencia de Aislamiento:

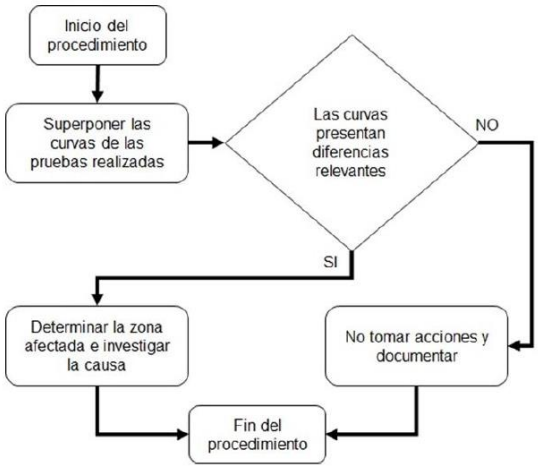


Continuación del apéndice 2.

6.15. Diagrama de Flujo para Evaluar la Resistencia de Aislamiento del Núcleo

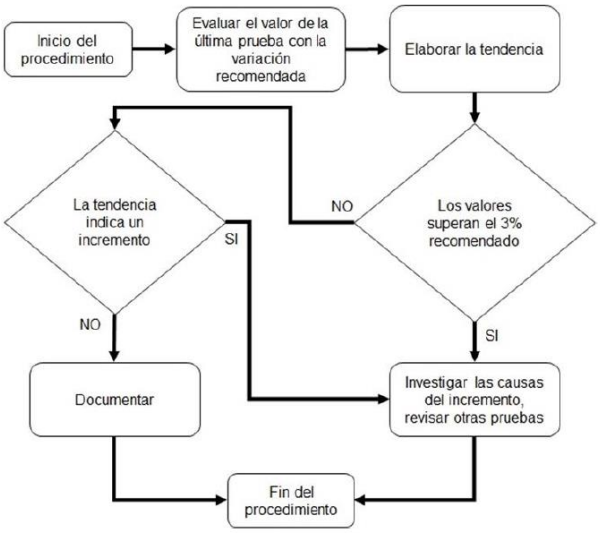


6.16. Diagrama de Flujo para evaluación de la prueba de SFRA

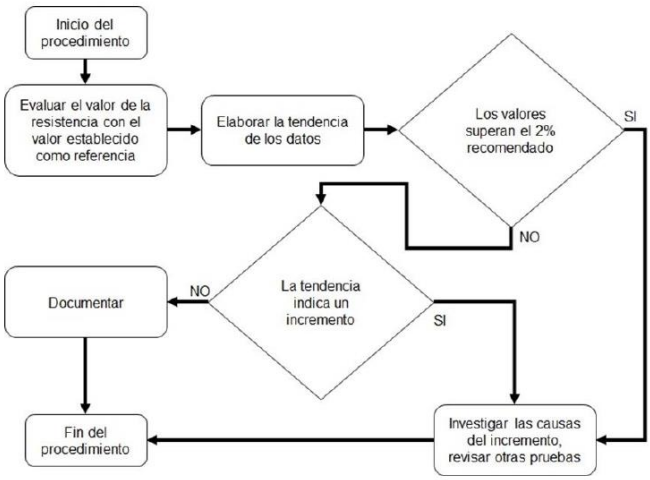


Continuación del apéndice 2.

6.17. Diagrama de Flujo para evaluar la Reactancia de Dispersión



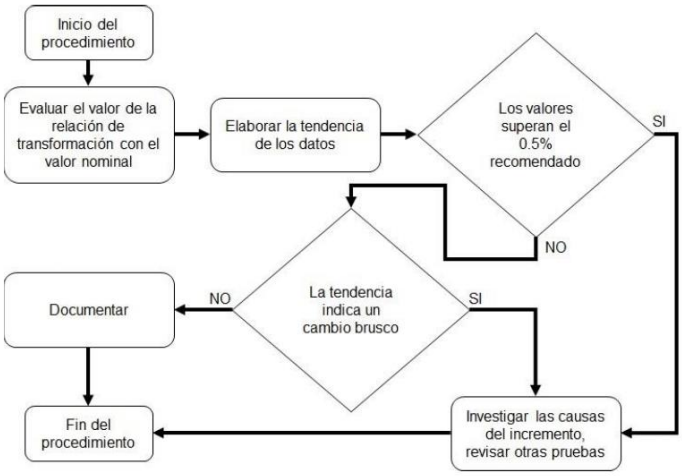
6.18. Diagrama de Flujo para Evaluar la Resistencia de Devanados



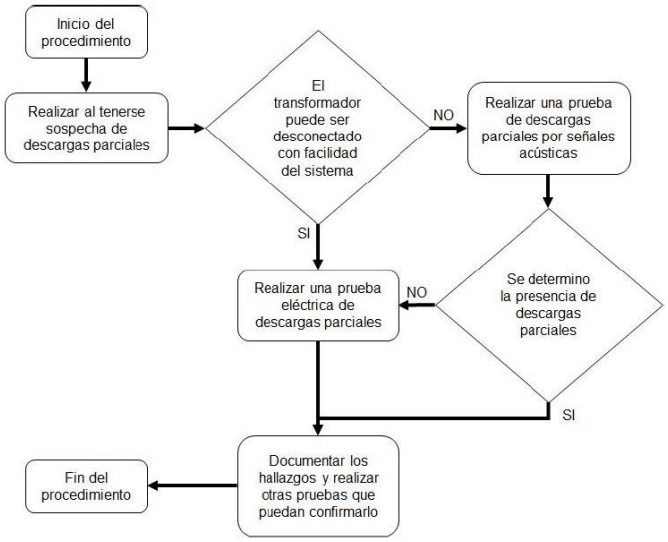
Continuación del apéndice 2.

INDE	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 14 de 23

6.19. Diagrama de Flujo para Evaluar la Relación de Transformación:

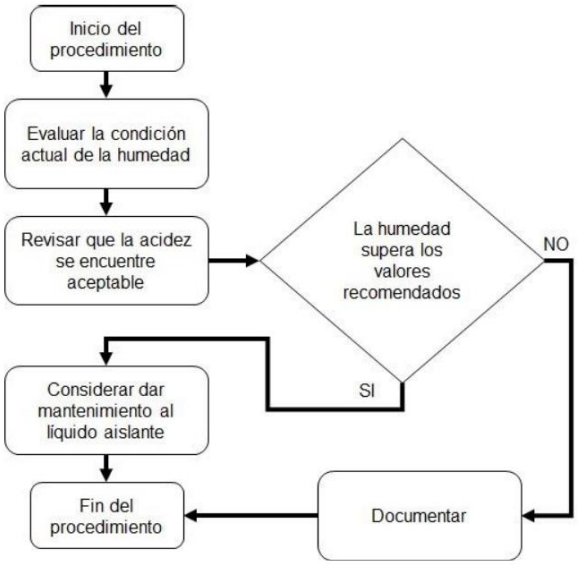


6.20. Diagrama de Flujo para evaluar las Descargas Parciales:



Continuación del apéndice 2.

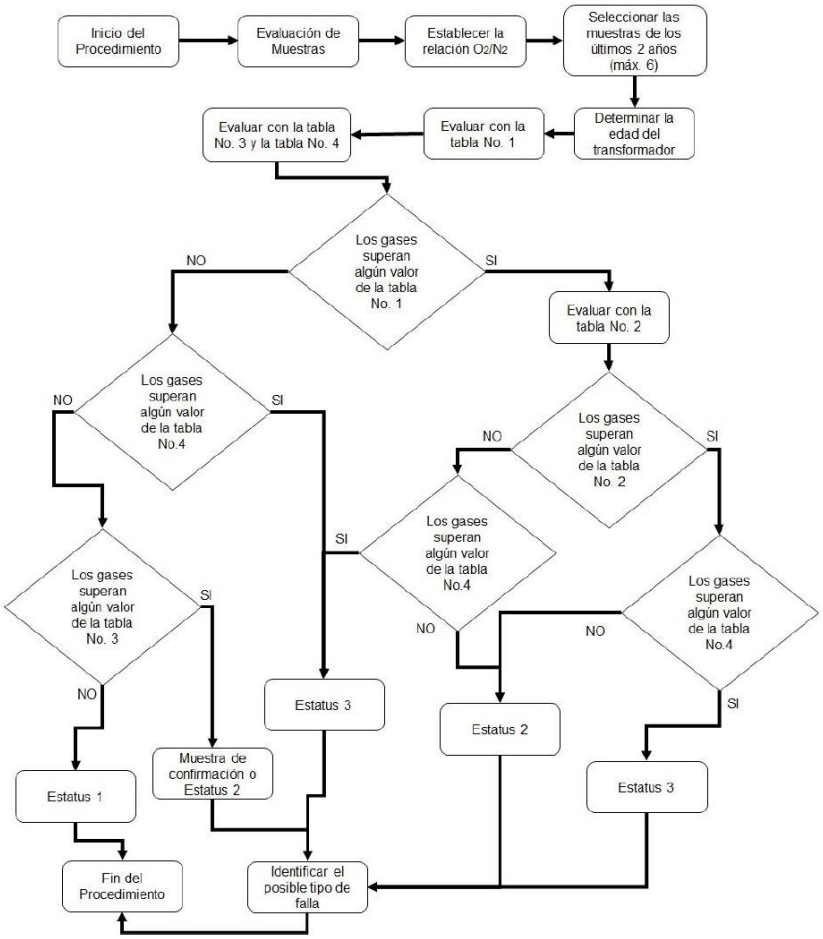
6.21. Diagrama de Flujo para Evaluar la Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia



Continuación del apéndice 2.

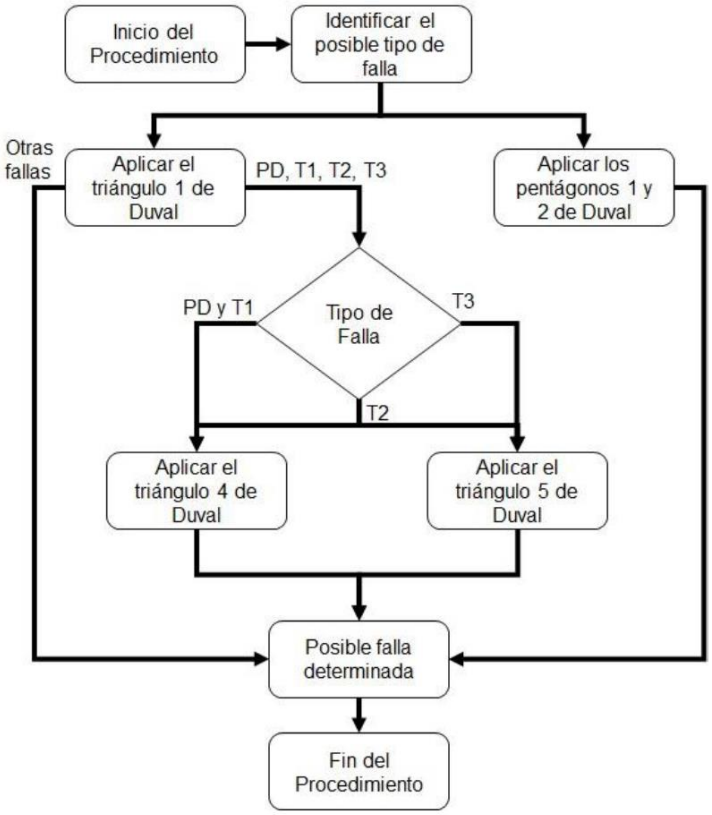
INDE	**PROCEDIMIENTO** **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 16 de 23

6.22. Diagrama de Flujo Análisis de Gases Disueltos



Continuación del apéndice 2.

6.23. Diagrama de Flujo para Identificación de Tipo de Falla en Análisis de Gases Disueltos



6.24. Matriz Plan:

(1) No.	(2) Actividad (Qué)	(3) Responsable (Quién)	(4) Actividad Específica (Cómo)	(5) Frecuencia (Cuándo)	(6) Contingencia	(7) Parámetros (Indicador)	(8) Productos o Servicios	(9) Variable de Control	(10) Registro	(11) Documentos de Referencia
1	Evaluación Visual	Analista de Resultados	Evaluar si la muestra fue tomada correctamente y si contiene partículas suspendidas.	Anual	N/A	N/A	N/A	Condición del aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
2	Color	Analista de Resultados	Evaluar las condiciones del aceite por medio del color	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la contaminación del aceite	Condición del aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
3	Conteo de Partículas	Analista de Resultados	Evaluar si la muestra contiene alguna partícula de un material contaminante	Anual	N/A	N/A	Cuantificación de contaminantes en la muestra	Contaminación del aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
4	Contenido de PCB	Analista de Resultados	Evaluar si la muestra contiene PCB	Una única vez	N/A	50 ppm	Determinación de si el aceite se encuentra libre de PCB	Bifenilos Policlorados	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
5	Tensión Interfacial	Analista de Resultados	Evaluar la tensión interfacial del aceite	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Cuantificación de la tensión interfacial	Tensión Interfacial	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015

Continuación del apéndice 2.

	PROCEDIMIENTO Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 19 de 23

(1) No.	(2) Actividad (Qué)	(3) Responsable (Quién)	(4) Actividad Específica (Cómo)	(5) Frecuencia (Cuándo)	(6) Contingencia	(7) Parámetros (Indicador)	(8) Productos o Servicios	(9) Variable de Control	(10) Registro	(11) Documentos de Referencia
6	Contenido de Inhibidor	Analista de Resultados	Evaluar el inhibidor de oxidación remanente en el líquido aislante	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Cuantificación del inhibidor en el transformador	Porcentaje de Contenido de Inhibidor de Oxidación	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015
7	Número de Neutralización	Analista de Resultados	Evaluar el número de neutralización en el transformador	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Cuantificación de la acidez del transformador	Miligramos de hidróxido de potasio por gramo de aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015
8	Condición de Lodos	Analista de Resultados	Evaluar la cantidad de lodos presentes en el transformador	No Rutinario	N/A	N/A	Cuantificación de los lodos presentes en el transformador	Contaminación del Aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
9	Furanos	Analista de Resultados	Evaluación del aislamiento sólido por medio de furanos	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Cuantificación del grado de polimerización del papel aislante	Condición del papel del transformador	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.140-2017
10	Contenido de Humedad	Analista de Resultados	Evaluación del contenido de humedad en el aceite	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Cuantificación de la cantidad de agua en líquido aislante	Porcentaje de saturación en el aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015

Continuación del apéndice 2.

	PROCEDIMIENTO Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 20 de 23

(1) No.	(2) Actividad (Qué)	(3) Responsable (Quién)	(4) Actividad Específica (Cómo)	(5) Frecuencia (Cuándo)	(6) Contingencia	(7) Parámetros (Indicador)	(8) Productos o Servicios	(9) Variable de Control	(10) Registro	(11) Documentos de Referencia
11	Azufre Corrosivo	Analista de Resultados	Determinación de las características del aceite hacia la corrosión del cobre por medio de azufre	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Grado de corrosión que tiene el aceite hacia el cobre	Contenido de azufre en el aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
12	Rigidez Dieléctrica	Analista de Resultados	Determinación de la rigidez dieléctrica del aceite	Anual	N/A	Documentos de Referencia	Grado dieléctrico del aceite	Voltaje de ruptura del aceite	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015
13	Factor de Potencia	Analista de Resultados	Condición general del aislamiento	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la condición del aislamiento y la geometría del mismo	Condición general del aislamiento	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.106-2015
14	Resistencia de Aislamiento	Analista de Resultados	Grado de resistividad del aislamiento	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la resistividad del aislamiento	Condición resistiva del aislamiento	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
15	Resistencia de Aislamiento del Núcleo	Analista de Resultados	Grado de resistividad del aislamiento del núcleo	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la resistividad del aislamiento del núcleo	Condición resistiva del aislamiento del núcleo	Base de Datos	IEEE C57.152-2013

Continuación del apéndice 2.

	PROCEDIMIENTO Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia	Código: Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 21 de 23

(1) No.	(2) Actividad (Qué)	(3) Responsable (Quién)	(4) Actividad Específica (Cómo)	(5) Frecuencia (Cuándo)	(6) Contingencia	(7) Parámetros (Indicador)	(8) Productos o Servicios	(9) Variable de Control	(10) Registro	(11) Documentos de Referencia
16	SFRA	Analista de Resultados	Evaluación geométrica del transformador	Cuando el transformador sea sometido a transporte o se sospeche de alguna falla	N/A	Documentos de Referencia	Curva fundamental del transformador	Condición geométrica del transformador	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.149-2012
17	Impedancia de Cortocircuito / Reactancia de Dispersión	Analista de Resultados	Evaluación de las características geométricas de los devanados	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la deformación de los devanados	Cambio de la reactancia de dispersión medida contra la de la placa del transformador	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
18	Resistencia de Devanados	Analista de Resultados	Evaluación de las condiciones resistivas de los devanados	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la resistencia de los devanados incluyendo el cambiador	Cambio en la resistencia de los devanados del transformador	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
19	Relación de Transformación	Analista de Resultados	Evaluación de la relación de transformación	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la relación entre devanados	Cambio en la relación de transformación	Base de Datos	IEEE C57.152-2013
20	Descargas Parciales	Analista de Resultados	Evaluación de la existencia de descargas parciales	Cuando se tengan indicios de posibles descargas parciales	N/A	Documentos de Referencia	Determinación de la existencia de descargas parciales y su posible ubicación	Generación de descargas en el transformador	Base de Datos	IEEE C57.152-2013, IEEE C57.127-2018 e IEEE C57.113-2010

Continuación del apéndice 2.

			PROCEDIMIENTO **Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia**			Código:				
						Fecha de Vigencia:				
						Versión 1	Página 22 de 23			
(1) No.	**(2) Actividad (Qué)**	**(3) Responsable (Quién)**	**(4) Actividad Específica (Cómo)**	**(5) Frecuencia (Cuándo)**	**(6) Contingencia**	**(7) Parámetros (Indicador)**	**(8) Productos o Servicios**	**(9) Variable de Control**	**(10) Registro**	**(11) Documentos de Referencia**
21	Respuesta Dieléctrica a la Frecuencia	Analista de Resultados	Evaluación de la humedad en el transformador por medio de la respuesta dieléctrica a la frecuencia	Cada dos años	N/A	Documentos de Referencia	Porcentaje de Humedad en el transformador y conductividad del aceite	Porcentaje de humedad	Base de Datos	IEEE C57.152-2013 e IEEE C57.161-2018
22	Análisis de Gases Disueltos (DGA)	Analista de Resultados	Evaluación de la cantidad de gases presentes en el aceite del transformador	En base a la condición	Contingencia 1	Documentos de Referencia	Estatus actual del transformador con relación a la cantidad de gases	Cantidad en partes por millón de los gases	Base de Datos	IEEE C57.104-2019
23	Diagnóstico Tipo de Falla (DGA)	Analista de Resultados	Evaluación de la posible causa de la generación de gases	Cuando sea necesario	N/A	Documentos de Referencia	Posible falla presente en el transformador	N/A	Base de Datos	IEEE C57.104-2019
24	Evaluación Integral del Transformador	Analista de Resultados	Resumir las condiciones del transformador e identificar las áreas que requieren atención	Anual o cuando sea requerida	Contingencias 2 y 3	Documentos de Referencia	Informe de las condiciones en las que se encuentra el transformador	N/A	Base de Datos	N/A

Instituto Nacional de Electrificación, INDE
"Este documento impreso es una copia no controlada, se debe confirmar la última vigencia para su uso en la Intranet"

Continuación del apéndice 2.

	PROCEDIMIENTO Evaluación de la Condición de Transformadores de Potencia	Código:	
		Fecha de Vigencia:	
		Versión 1	Página 23 de 23

6.25. Contingencias:

(1) No.	(2) Contingencia	(3) Responsable	(4) Solución a Posibles Contingencias
1	Generación extrema de gases que requiere atención inmediata	Jefe de Subestaciones	Desenergización del transformador y revisión del mismo por medio de pruebas eléctricas basadas en el posible tipo de falla.
2	Falla interna en el transformador no liberada por las protecciones del transformador	Jefe de Subestaciones	Establecer los protocolos de pruebas correspondiente para asegurar el estado del transformador
3	Condición dudosa de un transformador	Jefe de Subestaciones	En caso de ser un transformador monofásico, el transformador deberá de ser sustituido por el transformador de reserva. En caso de ser un transformador trifásico, el transformador deberá someterse a más pruebas para poder determinar el riesgo de energización

Instituto Nacional de Electrificación, INDE
"Este documento impreso es una copia no controlada, se debe confirmar la última vigencia para su uso en la Intranet"

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. **Reporte de mantenimiento toma de muestras para rigidez dieléctrica en transformadores**

REPORTE DE MANTENIMIENTO TOMA DE MUESTRAS PARA RIGIDEZ DIELÉCTRICA EN TRANSFORMADORES

Departamento _____ Subestación _____

Fecha _____

TRANSFORMADOR # 1

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Voltaje Promedio de Ruptura _____ kV

NORMA

☐ IEC 60156 (1) ☐ ASTM D877 ☐ ASTM D1816 1 mm

☐ IEC 60156 (2) ☐ ASTM D1816 2 mm

TRANSFORMADOR # 2

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Voltaje Promedio de Ruptura _____ kV

NORMA

☐ IEC 60156 (1) ☐ ASTM D877 ☐ ASTM D1816 1 mm

☐ IEC 60156 (2) ☐ ASTM D1816 2 mm

TRANSFORMADOR # 3

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Voltaje Promedio de Ruptura _____ kV

NORMA

☐ IEC 60156 (1) ☐ ASTM D877 ☐ ASTM D1816 1 mm

☐ IEC 60156 (2) ☐ ASTM D1816 2 mm

Continuación del apéndice 3.

REPORTE DE MANTENIMIENTO TOMA DE MUESTRAS PARA CONTENIDO DE HUMEDAD

Departamento _____ Subestación _____

Fecha _____

TRANSFORMADOR # 1

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Contenido de Humedad _____ ppm

TRANSFORMADOR # 2

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Contenido de Humedad _____ ppm

TRANSFORMADOR # 3

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Contenido de Humedad _____ ppm

TRANSFORMADOR # 4

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Contenido de Humedad _____ ppm

TRANSFORMADOR # 5

Temperatura Ambiente _____ °C Banco de Transformación _____

Humedad Relativa _____ % Fase _____

Temperatura de la Muestra _____ °C Contenido de Humedad _____ ppm

Fuente: elaboración propia.