

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS A REALIZAR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Omar E. Useche M.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2016.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS A REALIZAR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Nerio Ojeda.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Omar E. Useche M.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2016.

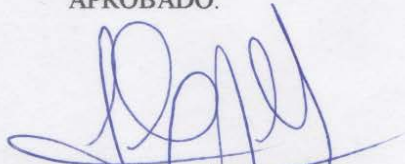
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 29 de noviembre de 2016


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Omar E. Useche M., titulado:

“ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS A REALIZAR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA”

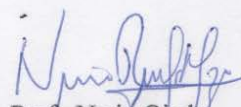
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Alexander Cepeda
Jurado



Prof. Julián Pérez
Jurado



Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

Este Trabajo de Investigación se lo dedico a mis padres, hermanos y a mi prometida, con quienes comparto la alegría de haber logrado esta meta, fruto de años de esfuerzo y entrega que me permiten alcanzar a su lado el primero de muchos sueños.

AGRADECIMIENTOS

En estas líneas me gustaría agradecer a todas aquellas personas que me han prestado su colaboración durante el desarrollo de este trabajo de investigación. En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor, el Prof. Nerio Ojeda, por haberme orientado siempre que lo necesite. De igual forma, agradezco al Ing. Nasser Obeid, por su invaluable y desinteresado apoyo durante la visita e inspección de las distintas instalaciones que fueron objeto de estudio. Así mismo, quiero expresar mi reconocimiento tanto al Prof. Rene Rojas, por servir de guía y brindar apoyo en la aplicación de las pruebas de laboratorio en la Escuela de Ingeniería de Petróleo; como al Prof. Demian Pereira por compartir su conocimiento en el área de las inspecciones por termografía, permitiéndome hacer uso de la cámara termográfica que dispone. Quiero agradecer también, a la Dirección de Mantenimiento de la UCV, quienes brindaron su apoyo y nos permitieron acceder a los diferentes recintos donde se encontraban cada uno de los transformadores estudiados. Por último, en este ámbito académico, agradezco a los profesores Alexander Cepeda y Julián Pérez, por su colaboración con documentación que ayudó a sustanciar esta investigación.

Finalmente, me gustaría agradecer a aquellas personas que siempre estuvieron para mí durante estos años de estudio. A mis padres, por su amor, por darme aliento y enseñarme que con perseverancia todo es posible; a mi hermano, compañero y amigo que con su ejemplo siempre ha sabido mostrarme el camino correcto; y a mi adorada prometida, que siempre ha sabido ayudarme a sacar mi mejor lado y quien en los momentos más difíciles me ha ayudado a seguir de pie. A todos ellos, Gracias.

Useche M., Omar E.

ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS A REALIZAR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tutor Académico: Prof. Nerio Ojeda. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Universidad Central de Venezuela. 2016. 102 h. + anexos.

Palabras claves: Transformador; Pruebas diagnóstico; Termografía; Aceite dieléctrico.

Resumen. Para determinar la vida útil del transformador, es necesario aplicar pruebas que suministren información de sus características en el tiempo. La Escuela de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la UCV, puede aplicar ensayos que sirvan en el proceso de diagnóstico del estado de los transformadores de distribución instalados en la Ciudad Universitaria de Caracas. Para establecer los ensayos que estarán disponibles, se realizó una investigación documental que permitió establecer las características tanto de los ensayos existentes, como de los tipos de transformadores que pueden ser estudiados. En base a lo investigado, se determinó que la EIE, actualmente, con el apoyo de otras escuelas y dependencias de la UCV, puede hacer pruebas al aceite dieléctrico y realizar inspecciones por termografía a los transformadores que se encuentran instalados en la UCV, pudiéndose ampliar el universo de pruebas, con la adquisición de los equipos de medición necesarios. Para establecer un plan de mediciones en los puntos de transformación, se realizó una base de datos que contiene la ubicación de los transformadores de la UCV y se establecieron las metodologías para las principales pruebas disponibles. A fin de probar las metodologías planteadas, se realizó una serie de inspecciones por termografía, que arrojó resultados alentadores en la detección temprana de situaciones de riesgo para los transformadores. De igual forma se realizaron pruebas a muestras de aceite dieléctrico, determinándose que estos ensayos pueden ser aplicados en el diagnóstico, si se realizan los procedimientos correctos para la toma de las muestras a estudiar.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE GENERAL.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABLAS.....	xv
SIGLAS.....	xvii
ACRONIMOS.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	4
1.1 Planteamiento del Problema.....	4
1.2. Objetivos.....	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos.....	5
1.3. Justificación de la investigación.....	6
1.3. Alcance.....	6
CAPÍTULO II.....	8
MARCO TEORICO.....	8
2.1 Mantenimiento preventivo en transformadores de potencia.....	8
2.2. Pruebas diagnostico en transformadores de potencia.....	9
2.2.1. Métodos de prueba para transformadores nuevos:.....	9
2.2.1.1. Pruebas tipo:.....	10
2.2.1.2. Pruebas de rutina	10
2.2.1.3. Pruebas especiales:.....	10
2.2.2. Ensayos útiles para el diagnóstico en transformadores en servicio.....	11

2.2.2.1. Medición de la resistencia de los devanados:	12
2.2.2.2. Medición de la relación de transformación, comprobación de la polaridad de los transformadores monofásicos y del símbolo de grupo vectorial de los transformadores trifásicos:.....	13
2.2.2.3. Medición de resistencia de aislamiento:	14
2.2.2.4. Ensayo de factor de potencia o factor de disipación ($\tan \delta$) del aislamiento:	15
2.2.2.5. Medición de las descargas parciales:	16
2.2.2.6. Medición de la corriente de excitación:	16
2.2.2.7. Análisis de la respuesta en frecuencia:.....	17
2.2.2.8. Inspección Termográfica:.....	17
2.2.3. Análisis Físico – Químico Del Aceite.....	18
2.2.3.1. Color [9] [10]:	18
2.2.3.2. Punto de Inflamación [11] [12]:.....	19
2.2.3.3. Tensión interfacial [13] [14]:	19
2.2.3.4. Factor de potencia [15] [16]:.....	19
2.2.3.5. Contenido de agua o humedad [17] [18]:.....	19
2.2.3.6. Número de neutralización o acidez [19] [20]:.....	20
2.2.3.7. Viscosidad [21] [22]:.....	20
2.2.3.8. Gravedad específica o densidad relativa [23] [24].....	20
2.2.3.9. Cromatografía de gases (análisis de gases disueltos) [25]:.....	21
2.2.3.10. Cromatografía de furano (análisis de furanos) [26]:	21
2.2.3.11. Conteo de partículas [27]:	21
2.2.3.12. Contenido de Bifenilos Policlorados [28]:.....	22
2.2.3.13. Presencia de lodo [29]:.....	22
2.2.3.14. Rigidez dieléctrica [30] [31] [32]:.....	22
2.4. Transformadores disponibles en el mercado nacional.	23
2.4.1. Transformadores Tipo Aéreo.	23
2.4.2. Transformadores Tipo Sumergible.	25
2.4.3. Transformador Tipo Pedestal (Pad-Mounted)	27
2.4.4. Transformador Tipo Sub-Estación.....	28
CAPÍTULO III	31

3.1. Transformadores que pueden ser objeto a prueba.....	31
3.3. Factibilidad técnica para realizar los ensayos en la EIE y en la UCV.	32
3.3.1. Medición de resistencia de aislamiento.....	32
3.3.2. Medición de la relación de transformación.	33
3.3.3. Medición del factor de potencia o factor de disipación ($\tan \delta$) y las capacitancias.	34
3.3.4. Medición de la corriente de excitación.	35
3.3.5. Medición de la resistencia de los devanados.....	35
3.3.6. Inspección termográfica.	36
3.3.7. Medición de las descargas parciales.	36
3.3.8. Análisis de la respuesta en frecuencia.....	37
3.3.9. Medición de la rigidez dieléctrica del aceite.....	37
3.3.4. Análisis físico - químico del aceite dieléctrico.	38
CAPÍTULO IV	39
METODOLOGIA DE ENSAYO.....	39
4.1. Recomendaciones generales a tener en cuenta para realizar los ensayos.	39
4.2. Prueba de medición de aislamiento.....	41
4.2.1. Preparación para realizar la prueba.	41
4.2.2. Descripción de la prueba.	41
4.2.3. Conexiones para realizar la prueba.	41
4.2.4. Procedimiento para realizar el ensayo.....	43
4.2.5. Interpretación de los resultados.....	44
4.3. Medición del factor de potencia (fp) o factor de disipación ($\tan \delta$) del aislamiento.	47
4.3.1. Preparación para realizar la prueba.	47
4.3.2. Descripción de la prueba.	48
4.3.3. Conexiones para realizar la prueba.	50
4.3.4. Procedimiento para realizar el ensayo.....	51
4.3.5. Interpretación de los resultados.....	52
4.4. Medición de la corriente de excitación.	56
4.4.1. Preparación para realizar la prueba.	56
4.4.2. Descripción de la prueba.....	57

4.4.3. Conexiones para realizar la prueba.	58
4.4.3.1. Transformadores monofásicos.	58
4.4.3.2. Transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión.....	59
4.4.3.3. Transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión.	60
4.4.3.4. Transformadores trifásico conexión delta en alta tensión.....	61
4.4.4. Procedimiento para realizar la prueba.....	61
4.4.5. Interpretación de los resultados.....	62
4.5. Medición de la relación de transformación.....	64
4.5.1. Preparación para realizar la prueba.	64
4.5.2. Descripción de la prueba.	64
4.5.3. Conexiones para realizar la prueba.	65
4.5.3.1. Medición por método de los dos voltímetros.....	65
4.5.3.2. Medición por método del puente de relación.....	66
4.5.4. Procedimiento para realizar la prueba.....	67
4.5.5. Interpretación de los resultados.....	69
4.6. Medición de la resistencia de los devanados.....	69
4.6.1. Preparación para realizar la prueba.	69
4.6.2. Descripción de la prueba.	70
4.6.3. Conexiones para realizar la prueba.	71
4.6.3.1. Transformador monofásico.	71
4.6.3.2. Transformadores trifásicos en conexión estrella.....	71
4.6.3.3. Transformadores trifásicos en conexión delta.....	72
4.6.4. Procedimiento para realizar la prueba.....	75
4.6.5. Interpretación de los resultados.....	75
4.7. Análisis de la respuesta en frecuencia.....	76
4.7.1. Preparación para realizar la prueba.	76
4.7.2. Descripción de la prueba.	77
4.7.3. Conexiones para realizar la prueba.	77
4.7.4. Procedimiento para realizar la prueba.....	78
4.7.5. Interpretación de los resultados.....	78

4.8. Inspección termográfica.	79
4.8.1. Preparación para realizar la prueba.	79
4.8.2. Descripción de la prueba.	79
4.8.3. Método de aplicación de la prueba.....	80
4.8.4. Interpretación de los resultados.....	81
4.9. Análisis Físico - Químico del aceite.	82
4.9.1. Toma de muestra del aceite dieléctrico.	82
4.9.2. Procedimientos a seguir para realizar las pruebas al aceite dieléctrico. ...	83
4.9.3. Interpretación de los resultados.....	84
4.10. Formatos de recolección de datos.	86
CAPÍTULO V	87
APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	87
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES.	101
Recomendaciones para la Escuela de Ingeniería Eléctrica:	101
Recomendaciones para la Dirección de Mantenimiento de la UCV.....	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103
BIBLIOGRAFIA.	111
[ANEXO N° 1].....	112
[Formatos de recolección de datos para transformadores monofásicos]	112
[ANEXO N° 2].....	115
[Formatos de recolección de datos para transformadores trifásicos]	115
[ANEXO N° 3].....	118
[Ubicación de los puntos de transformación en la CUC].....	118
[ANEXO N° 4].....	122
[Datos proporcionados por el fabricante para algunos transformadores dispuestos en la CUC]	122
ANEXO N°5	155
[Resultados de la inspección termográfica a los transformadores de la CUC].....	155

LISTA DE FIGURAS.

Pág.

Figura N° 1. Representación del Megóhmetro con sus terminales de conexión. [1].	42
Figura N° 2. Ubicación equivalente de las resistencias de aislamiento del transformador. [1]	42
Figura N° 3. Modos de prueba para medir el fp. [1].....	50
Figura N° 4. Ubicación equivalente de las capacitancias del transformador. [1]	51
Figura N° 5. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores monofásicos, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).....	58
Figura N° 6. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).	59
Figura N° 7. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).	60
Figura N° 8 Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásico conexión delta en alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b)	61
Figura N° 9. Conexión de los voltímetros para la prueba de RT por el método de los dos voltímetros.....	65
Figura N° 10. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador monofásico. [1]	71
Figura N° 11. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador trifásico con conexión en estrella. [1]	72
Figura N° 12. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador trifásico con conexión en delta. [1].....	73
Figura N° 13. Conexiones para realizar la prueba del análisis de respuesta en frecuencia con los devanados no bajo pruebas flotantes (a) y cortocircuitadas (b) [1]	77
Figura N° 14. Conexión para las mediciones transferidas de la prueba de análisis de respuesta en frecuencia [1].....	78
Figura N° 15. Elementos del termograma generado por la cámara Flir I5.	90
Figura N° 16. Comparación mediciones ST-16.	91

Figura N° 17. Comparación mediciones ST-26.	91
Figura N° 18. Comparación mediciones ST-26.	92
Figura N° 19. Termogramas transformador 750kVA, ST-26.	93
Figura N° 20. Termogramas transformador 500kVA, ST-37I.	93
Figura N° 21. Comparación de temperaturas, punto caliente en terminal de alta tensión, transformador 500kVA, ST-27.	95
Figura N° 22. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-12.	95
Figura N° 23. Termogramas transformador 1, 300kVA, ST-3.	155
Figura N° 24. Termogramas transformador 2, 300kVA, ST-3.	156
Figura N° 25. Termogramas transformador 3. 500kVA. ST-3.	156
Figura N° 26. Termogramas transformador 750kVA ST-16.	158
Figura N° 27. Termogramas transformador 500kVA ST-37I.	159
Figura N° 28. Termogramas Transformador 500kVA, ST-19.	159
Figura N° 29. Termogramas Transformador 300kVA, ST-19.	160
Figura N° 30. Punto caliente en terminal baja tensión, transformador 300kVA ST-19.	160
Figura N° 31. Ubicación de puntos calientes en el cableado de baja tensión ST-19.	161
Figura N° 32. Fallas de aislamiento, cableado de baja tensión ST-19.	162
Figura N° 33. Comparación de los termogramas obtenidos con visión directa y a través de la reja de los sótanos.	163
Figura N° 34. Transformador 1000kVA en vacío. ST Biblioteca Central.	164
Figura N° 35. Transformador 1000kVA operando con carga. ST Biblioteca Central.	164
Figura N° 36. Punto caliente, transformador 1000kVA bajo carga. ST Biblioteca Central.	165
Figura N° 37. Punto caliente, transformador 1000kVA bajo carga. Inspección previa al acceso al sótano.	166
Figura N° 38. Termogramas transformador 750kVA, ST-26.	167
Figura N° 39. Comparación de las termogramas con visión directa y a través de la reja del sotano ST-26.	168
Figura N° 40. Termogramas transformador 1, 300kVA, Sótano ST-12.	169
Figura N° 41. Termogramas transformador 2, 300kVA, Sótano ST-12.	170
Figura N° 42. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-12.	170
Figura N° 43. Termogramas, transformador 300kVA, Sótano edificio Museo.	171
Figura N° 44. Termogramas transformador ST-6.	172
Figura N° 45. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-7.	173
Figura N° 46. Termogramas transformador 1, 167kVA. Sótano ST-21.	174
Figura N° 47. Termogramas transformador 2, 167kVA. Sótano ST-4.	174

Figura N° 48. Termogramas transformador 3, 167kVA. Sótano ST-4.....	174
Figura N° 49. Termogramas transformador 300kVA. Sótano ST-21A.....	175
Figura N° 50. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-20.....	176
Figura N° 51. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-9A.....	177
Figura N° 52. Termogramas transformador 1, Sótano ST-14.....	177
Figura N° 53. Termogramas transformador 2, Sótano ST-14.....	178
Figura N° 54. Termogramas transformador 75kVA, Sótano ST-15.....	179
Figura N° 55. Termogramas banco trifásico CT-8.....	180
Figura N° 56. Termogramas banco trifásico PT-31.....	180
Figura N° 57. Termogramas transformador 1 500kVA, Sótano ST-27.....	181
Figura N° 58. Termogramas transformador 2, 500kVA, Sótano ST-27.....	182
Figura N° 59. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-27	182
Figura N° 60. Termogramas transformador 750kVA, Sótano ST-42.....	183
Figura N° 61. Termogramas transformador Sótano Microbiología.....	184
Figura N° 62. Termogramas banco trifásico CT-44.....	184
Figura N° 63. Termogramas transformador 1, 37,5kVA. Sótano CT-28	185
Figura N° 64. Termogramas transformador 2, 37,5kVA. Sótano CT-28	185
Figura N° 65. Termogramas transformador 3, 37,5kVA. Sótano CT-28	186
Figura N° 66. Termogramas transformador sumergible 250kVA. CT-28.....	186

LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla N° 1. Dimensiones de los transformadores tipo aéreo, según su capacidad. [34]	24
Tabla N° 2. Dimensiones de los transformadores tipo sumergible monofásico, según su capacidad. [34].....	26
Tabla N° 3. Dimensiones de los transformadores tipo sumergible trifásico, según su capacidad. [34]	26
Tabla N° 4. Dimensiones de los transformadores tipo pedestal, según su capacidad. [34]	27
Tabla N° 5. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “para líneas aéreas”, según su capacidad. [34].....	28
Tabla N° 6. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “de una garganta”, según su capacidad. [34]	29
Tabla N° 7. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “de dos gargantas”, según su capacidad. [34].....	30
Tabla N° 8. Valores mínimos recomendados por NETA para la medición de la resistencia de aislamiento. [36]	33
Tabla N° 9. Disponibilidad de pruebas al aceite dieléctrico en la Facultad de Ingeniería.	38
Tabla N° 10. Conexiones para la medición de aislamiento en transformadores sin devanado terciario. [1]	43
Tabla N° 11. Factores de corrección según temperatura para la prueba de resistencia de aislamiento. [4].....	45
Tabla N° 12. Estado del aislamiento según la relación de absorción dieléctrica. [41]	47
Tabla N° 13. Estado del aislamiento según el índice de polarización. [5].....	47
Tabla N° 14. Tensión de prueba respecto a tensión nominal según Doble.....	49
Tabla N° 15. Conexiones y modos de ensayo en transformadores monofásicos y trifásicos sin terciario. [1]	51
Tabla N° 16. Factor de corrección por temperatura para ensayo de factor de potencia. [4]	54
Tabla N° 17. Continuación factor de corrección por temperatura para ensayo de factor de potencia. [4].....	55
Tabla N° 18. Valores máximos permitidos de factor de potencia, según condición del transformador. [5]	56

Tabla N° 19. Mediciones de corriente de excitación a realizar en transformadores monofásicos	58
Tabla N° 20. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión.	59
Tabla N° 21. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión.	60
Tabla N° 22. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásico conexión delta en alta tensión.	61
Tabla N° 23. Mediciones a realizar mediante el método de los dos voltímetros. [3]	66
Tabla N° 24. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador monofásico. [1]	71
Tabla N° 25. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador trifásico con conexión en estrella. [1]	72
Tabla N° 26. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador trifásico con conexión en delta. [1]	73
Tabla N° 27. Pruebas físico - químicas disponibles a realizar en la EIDP y normas a seguir.	84
Tabla N° 28. Condición del aceite según su color. [5]	85
Tabla N° 29. Tensión Interfacial mínima requerida según condición del aceite. [5].	85
Tabla N° 30. Valor de densidad relativa aceptable a 15°C. [46]	85
Tabla N° 31. Valores mínimos de rigidez dieléctrica. [5]	86
Tabla N° 32. Rigidez dieléctrica de las muestras de aceite estudiadas.	97
Tabla N° 33. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 1.	97
Tabla N° 34. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 2.	98
Tabla N° 35. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 3.	98
Tabla N° 36. Sótanos de transformación CUC.	118
Tabla N° 37. Continuación Sótanos de transformación CUC	119
Tabla N° 38. Casetas de transformación CUC	120
Tabla N° 39. Continuación Casetas de transformación CUC.	121
Tabla N° 40. Poste de transformación CUC.	121

SIGLAS

AC: Corriente alterna. (siglas en ingles)

ASTM: American Society for Testing Materials.

BIL: Nivel básico de aislamiento. (siglas en ingles)

CUC: Ciudad Universitaria de Caracas.

DAR: Relación de absorción dieléctrica. (siglas en ingles)

DC: Corriente continua. y aire

EIDP: Escuela de Ingeniería de Petróleo.

EIE: Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Fp: Factor de potencia.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IP: Índice de polarización.

ONAN: Oil Natural Air Natural. Aceite y aire no forzados.

ONAF: Oil Natural Air Forced. Aceite no forzado y aire forzado.

PCB: Bifenilos policlorados. (siglas en ingles)

TTR: Transformer turn ratio. Relación de transformación del transformador.

S/E: Sub-estación.

UCV: Universidad Central de Venezuela.

ACRONIMOS

CAIVET: Compañía Anónima Industria Venezolana Electro Técnica.

COPRED: Consejo de Preservación y Desarrollo.

COVENIN: Comisión Venezolana de Normas Industriales.

NETA: InterNational Electrical Testing Association.

INTRODUCCIÓN.

Los transformadores de potencia destacan como el componente más importante en los sistemas de transmisión y distribución, ya que permiten el manejo de la energía de forma eficiente, reduciendo los costos económicos ocasionados por las pérdidas en las líneas de transmisión. Un fallo en la operación de uno de estos equipos, representa la interrupción del servicio y la necesidad de invertir en la reparación o sustitución, con la finalidad de restituir el suministro eléctrico. Es por ello que resulta determinante, establecer el estado del transformador de forma rutinaria, a fin de controlar su deterioro y aplicar mantenimientos preventivos que permitan alargar su vida útil.

Los medios por los cuales se ve disminuida la vida útil de un transformador, pueden ser principalmente por deterioro de su parte activa, o por degradación o contaminación del aislamiento que este posee. A fin de tener una idea más clara de la acción de estos mecanismos, existen múltiples ensayos que suministran información de las características tanto externas como internas, lo que permite realizar un diagnóstico a los equipos bajo prueba.

Actualmente en la Ciudad Universitaria de Caracas, existen más de 50 transformadores que se encuentran en distintos puntos de su vida útil, por lo cual resulta importante determinar el estado de conservación que presentan, y los mantenimientos o correctivos necesarios. En este sentido, la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, tiene la capacidad de realizar ensayos en transformadores de potencia, con lo cual puede brindar apoyo en el diagnóstico a las unidades dispuestas a lo largo del campus.

El presente trabajo, tiene como propósito establecer las características más importantes para realizar las pruebas eléctricas que puedan arrojar resultados en el tiempo para garantizar el funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad de transformadores de distribución. Para ello se toman como referencias los ensayos propuestos tanto en normas nacionales e internaciones, como en distintas bibliografías y catálogos de fabricantes de equipos de medición.

El trabajo especial de grado estará conformado por los siguientes capítulos:

En el Capítulo I, se hace énfasis en el planteamiento del problema, objetivo general y específicos que presenta dicha investigación, la justificación de la investigación y el alcance que tendrá el estudio.

El Capítulo II, presenta el marco teórico, en el cual se hace referencia a los ensayos disponibles actualmente para ser aplicados a transformadores de potencia, de igual forma se presentan los principales tipos de transformadores de distribución disponibles en el mercado, así como sus características técnicas y físicas más resaltantes.

En el Capítulo III, se identifican las pruebas que pueden ser aplicadas con el propósito de realizar diagnóstico a los transformadores de distribución, se presentan los transformadores que pueden ser objeto de ensayo y se determina la factibilidad técnica de realizar los ensayos tanto en la EIE como en la UCV.

En el Capítulo IV, se presentan las metodologías propuestas para realizar los ensayos seleccionados, teniendo en cuenta los equipos necesarios y los procedimientos a seguir.

En el Capítulo V, se discutirán los ensayos aplicados, así como los resultados obtenidos.

Para finalizar, se presentan las conclusiones a las que se han llegado con la realización de este trabajo y del mismo modo se presentan las recomendaciones respectivas.

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del Problema.

El transformador es parte fundamental de los sistemas de potencia, por ello su conservación y operatividad es vital para el funcionamiento de cualquier red. A fin de reducir los escenarios de fallas o interrupción de servicio en transformadores, resulta importante aplicar estrategias de mantenimiento preventivo rutinario, para lo cual a lo largo de los años se han desarrollado pruebas realizables a estos equipos. La aplicación de algunas de estas pruebas, puede servir para realizar un diagnóstico del estado del transformador.

Las instalaciones eléctricas de la Universidad Central de Venezuela, cuentan con un gran número de transformadores, los cuales no reciben mantenimiento de forma rutinaria, por lo cual no existe una certeza de sus condiciones actuales, lo que eleva la situación de riesgo que presentan.

La Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCV, tiene en sus instalaciones: espacios, instrumentos y equipos, con los cuales se pueden llevar a cabo distintos tipos de ensayos. A fin de realizar las pruebas diagnóstico a transformadores dentro de la escuela, es necesario identificar cada uno de los ensayos existentes, así como su utilidad en el análisis del estado de los equipos que sean objeto de estudio; también resulta importante, identificar los instrumentos requeridos para llevar a cabo los referidos ensayos, los parámetros y condiciones que se deben tener en cuenta y las limitaciones presentes según los instrumentos y espacios disponibles. Es por ello que se debe identificar las características que presentan los transformadores que pueden ser ensayados.

Es necesario, además, establecer las metodologías o procedimientos a aplicar, cumpliendo lo dispuestos en las normas y referencias vigentes.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo General: Analizar las pruebas diagnóstico que se pueden realizar a los transformadores de distribución en la UCV.

1.2.2. Objetivos Específicos:

- Evaluar las pruebas diagnóstico que se pueden realizar a los transformadores de distribución, con los equipos existentes en la EIE y los existentes en el mercado.
- Establecer las características de los ensayos que se pueden realizar, considerando las características de los transformadores existentes en el país y las fuentes que se requieren.
- Identificar los tipos de transformadores, que pueden ser objeto a prueba.
- Determinar técnicamente la factibilidad de realizar los ensayos, en la Escuela de Ingeniería Eléctrica y en la UCV.
- Establecer la metodología, equipos y procedimientos para realizar los ensayos.
- Seleccionar los transformadores para la realización de los ensayos.
- Analizar los resultados obtenidos tomando en cuenta las referencias seleccionadas.
- Realizar una base de datos que dé inicio a un plan de mediciones de las pruebas seleccionadas.

1.3. Justificación de la investigación.

Determinar el estado y funcionamiento de un transformador, representa una gran forma de evitar fallas y paradas en cualquier sistema eléctrico, debido a que permite programar mantenimientos preventivos o sustituir, los equipos que presenten condiciones desfavorables. Es por ello, que la realización de pruebas diagnósticas, constituye un elemento clave en las estrategias de mantenimiento de los mencionados equipos.

En este marco, la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCV, posee la capacidad de realizar pruebas a transformadores, siendo el propósito de esta investigación, establecer el alcance de los ensayos que se pueden realizar en las condiciones y con los elementos disponibles actualmente. Del mismo modo, el estudio permitirá el desarrollo de procedimientos, para la realización de los ensayos, que se determinen factibles de ser aplicados.

Gracias a la existencia de procedimientos como los que se pretende elaborar, la EIE podrá prestar apoyo en el diagnóstico de transformadores provenientes del campus de la UCV, sugiriendo además planes que puedan contribuir al mantenimiento preventivo de los mismos.

1.3. Alcance.

Los ensayos estudiados se enfocarán, en la utilidad que presenten en el diagnóstico en transformadores de distribución, de cara a la realización de mantenimiento preventivo. Se presentarán las metodologías para aquellos ensayos

seleccionados, especialmente aquellos que la EIE posea capacidad de aplicar actualmente.

Los transformadores estudiados se limitarán a los equipos monofásicos o trifásicos de dos devanados sumergidos en aceite dieléctrico, no siendo objeto de esta investigación autotransformadores o equipos con devanados terciarios.

Se considerará realizar ensayos a transformadores disponibles dentro de la Ciudad Universitaria de Caracas, con el apoyo del personal del COPRED y de la dirección de mantenimiento de la UCV. Los ensayos se desarrollarán dentro de la CUC, con los equipos e instrumentos disponibles en la EIE, se prevé contar con el apoyo de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, para el desarrollo de pruebas en el aceite dieléctrico de acuerdo a las capacidades que la misma posea. De igual forma, se estima que se contara con la colaboración del Postgrado en Física de los Ensayos No Destructivos de la Facultad de Ingeniería por medio del profesor Demian Pereira, quien facilitaría la cámara termográfica, a utilizar en las inspecciones térmicas a realizar.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

En este capítulo se definen los aspectos generales del mantenimiento preventivo aplicable a transformadores de potencia. Además, se presenta la clasificación establecida por COVENIN para los ensayos que pueden ser aplicados a transformadores nuevos; de igual forma, se definen las pruebas aplicadas en el diagnóstico de transformadores en servicio

Se incluyen además los principales tipos de transformadores que se encuentran en el mercado, mencionando sus principales características de diseño, necesaria para la selección de los transformadores que pueden ser objeto de estudio.

2.1 Mantenimiento preventivo en transformadores de potencia.

El mantenimiento preventivo, es aquel destinado a conservar o mantener un nivel de servicio determinado en los transformadores, a fin de disminuir las interrupciones indeseadas y aumentar la vida útil. Se caracteriza por ser planificado y aplicado de forma regular, antes de la ocurrencia de algún escenario de falla, basado en el diagnóstico que se tenga del estado de los equipos o bajo recomendación del fabricante [1]. Entre los elementos que deben ser objeto de mantenimiento preventivo en los transformadores, se tiene el aceite dieléctrico, el cual según su grado de deterioro puede afectar los elementos que constituyen el aislamiento sólido. Es por ello que, según su degradación, el aceite puede requerir distintos procesos de restablecimiento o la sustitución por aceite nuevo. El tanque o cuba del transformador, expuesto constantemente a las condiciones atmosféricas, es otro elemento susceptible a deterioro, por lo cual debe recibir mantenimiento a fin de evitar la acumulación de

polvo o la aparición de óxido, producto de la degradación de la pintura. De igual forma, el transformador durante el proceso de mantenimiento puede requerir la reparación o cambio de los accesorios por envejecimiento o deterioro, así como la restitución de algún elemento de su parte activa [2].

2.2. Pruebas diagnóstico en transformadores de potencia.

Las distintas partes que constituyen un transformador de potencia, son susceptibles al deterioro y envejecimiento por distintas causas y medios, conllevando esto a una posible modificación de sus características de diseño, lo que genera a su vez un comportamiento distinto al esperado o insuficiente antes las condiciones de operación requeridas; es por ello, que resulta de vital importancia, tener medios por los cuales diagnosticar el estado de cualquier equipo en operación o próximo a operar.

Evaluar el estado de un transformador requiere conocer las características del mismo, así como las condiciones a las cuales este debe funcionar, ya que esto determinara las variables que serán evaluadas durante el diagnóstico a realizar.

2.2.1. Métodos de prueba para transformadores nuevos:

Durante el proceso de construcción de los transformadores, el fabricante realiza ensayos destinados a comprobar el cumplimiento de las características de diseño, los cuales pueden ser usados como referencia para la comparación y diagnóstico durante su vida útil. De acuerdo con la norma COVENIN 536-94 [3], los ensayos para transformadores nuevos se dividen en tres categorías:

2.2.1.1. Pruebas tipo: “Son ensayos que se realizan a un transformador cuyas características nominales y de construcción son idénticas a las de su grupo para demostrar que este cumple con los requerimientos especificados, se complementan con los ensayos de rutina” [3]. Las pruebas tipo mencionadas en la referida norma son las siguientes:

- Ensayo del aumento de temperatura.
- Ensayo de onda de choque completa.

2.2.1.2. Pruebas de rutina: “Son aquellos destinados a verificar la calidad y la uniformidad de la mano de obra y de los materiales usados en la fabricación de los transformadores. Se realizan a todas las unidades de la producción” [3]. Las pruebas de rutina descritas son las siguientes:

- Medición de la resistencia de los devanados.
- Medición de la relación de transformación, comprobación de la polaridad de los transformadores monofásicos y del símbolo de grupo vectorial de los transformadores trifásicos.
- Medición de las tensiones de cortocircuito.
- Ensayo por tensión inducida.
- Ensayos por tensión aplicada.
- Ensayo de hermeticidad.

2.2.1.3. Pruebas especiales: “Son ensayos adicionales exigidos por el comprador, los cuales se realizan además de los ensayos de rutina y tipo” [3]. Las pruebas especiales mencionadas en la referida norma son:

- Ensayo de onda de choque cortada.
- Medición de la resistencia del aislamiento.
- Ensayo de factor de potencia del aislamiento.

- Medición de las descargas parciales.
- Ensayo de cortocircuito.
- Medición del nivel de ruido.
- Medición de la impedancia de secuencia cero.
- Medición del aislamiento del circuito magnético.
- Ensayo de tensión de maniobra.

La norma COVENIN 3172-95 [4] presenta las principales características de cada ensayo, los métodos para aplicarlos, los instrumentos que se necesitan y las condiciones y correcciones que se deben aplicar a las mediciones obtenidas.

2.2.2. Ensayos útiles para el diagnóstico en transformadores en servicio.

Los ensayos descritos en esta sección, son aquellos aplicables a transformadores con el fin de determinar el estado de su aislamiento y de su parte activa.

Se pueden dividir según las condiciones de su aplicación, en ensayos de campo y ensayos de laboratorio. Los primeros se pueden realizar directamente en la ubicación del transformador, cumpliendo una serie de requerimientos y haciendo uso de instrumentos y equipos portátiles que arrojen resultados en sitio; el segundo tipo de ensayo, se lleva a cabo en laboratorio, requiriendo el transporte de la unidad a probar a las instalaciones destinadas a la aplicación de los ensayos, en el caso de esta investigación, las pruebas de laboratorio serán aquellas que deban ser realizadas en la EIE o en alguna otra escuela que colabore con la misma. La norma IEEE C57.152-2013 [5] presenta los ensayos aplicados durante el diagnóstico en campo de transformadores sumergidos en aceite.

Estos ensayos se realizan en la mayoría de los casos, con el transformador desenergizado y desconectado de la red. A continuación, se definen los principales ensayos cuya aplicación brinda información útil para el diagnóstico de transformadores, en el marco del mantenimiento preventivo al que puedan ser objeto.

2.2.2.1. Medición de la resistencia de los devanados:

Tiene como propósito determinar el valor de la resistencia de los devanados del transformador en prueba, el cual es fundamental para propósitos diversos como calcular pérdidas, cálculo de la temperatura de los devanados después de ciertos ensayos, así como, para ser usada como base de comprobación de posibles daños en campo. Fundamentalmente se puede realizar usando dos posibles métodos, los cuales son el método del puente y el método del voltímetro-amperímetro; el primero permite haciendo uso de uno de los puentes de medición de impedancia (Wheatstone, Thompson, Kelvin), realizar mediciones de forma precisa y conveniente, siendo posible además utilizar algún instrumento digital de alta precisión basado en alguno de estos circuitos, este método según la norma COVENIN 3172-95 debe ser usado en devanados con corriente nominal menor a 1A. Por su parte el segundo método, hace uso como su nombre lo indica, de un par de instrumentos de corriente continua que permite censar las variables fundamentales en un determinado devanado, al aplicar sobre este una corriente continua, mediante el uso de una fuente de corriente continua con bajo contenido de rizado, teniendo la ventaja de poder ser utilizado en condiciones de corriente nominal mayores a 1A, el cálculo de la resistencia usando este método, se realiza haciendo uso de la ley de Ohm. Es importante destacar que este ensayo debe ser realizado siempre a una corriente igual o menor al 15% de la corriente nominal del devanado. [4]

Al realizar este ensayo, es necesario tener en cuenta que las mediciones obtenidas son influenciadas por los cambios en la temperatura a la cual se encuentra el devanado, ya que su resistencia varia proporcionalmente con la temperatura, por lo tanto es necesario realizar mediciones simultaneas de temperatura durante el ensayo usando un termómetro o termocupla, a fin de mediante el uso de la debida expresión matemática, ajustar el resultado a un valor de temperatura referencial establecido en la norma COVENIN 536-94, a fin de poder establecer de forma más directa el comportamiento de la resistencia medida. [4]

2.2.2.2. Medición de la relación de transformación, comprobación de la polaridad de los transformadores monofásicos y del símbolo de grupo vectorial de los transformadores trifásicos:

Este ensayo tiene como finalidad determinar el cumplimiento de la relación de transformación expresada en la placa del transformador, dando información referente a posibles problemas en las espiras de algún devanado (cortocircuito o circuito abierto), problemas en los cambiadores de toma, estado del transformador después de la operación de alguna protección primaria, también permite investigar problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo. Adicionalmente se puede comprobar la polaridad de transformadores monofásicos o el grupo vectorial de transformadores trifásicos, lo cual permite realizar la correcta conexión en paralelo de transformadores, o la formación de bancos polifásicos mediante el uso de transformadores monofásicos con igual polaridad. [4]

Primordialmente se puede realizar este ensayo mediante tres métodos, el primero denominado método de los voltímetros, hace uso de una fuente de tensión AC que permite alimentar el primario del transformador en cuestión y realizar la medición

de la tensión en los distintos devanados del mismo, hallando la relación de transformación, mediante el cociente de la tensión en el primario y la tensión en el secundario/terciario. El segundo método permite medir la relación de transformación mediante comparación, haciendo uso de un transformador de relación nominal idéntica, el cual se conecta en paralelo con el transformador en estudio a una fuente de tensión AC, de igual forma se conectan en paralelo dos terminales de igual polaridad del secundario mediante un voltímetro que permite tener lectura de la diferencia de tensión en los mismos. El tercer método conocido como método del puente de relación, hace uso de un instrumento denominado comúnmente como TTR, el cual al ser conectado entre los terminales del transformador permite realizar la medición de la relación de transformación de forma directa con gran precisión, este equipo puede ser utilizado además para verificar la polaridad en transformadores monofásicos y el grupo vectorial en transformadores trifásicos. [4]

2.2.2.3. Medición de resistencia de aislamiento:

La prueba de medición de la resistencia de aislamiento, permite determinar la tendencia al deterioro del aislamiento. Es decir, si existen caminos de baja resistencia presentes en el aislamiento, bien sea hacia tierra o entre los devanados. Además, da información referente a la calidad y degradación en el sistema de aislamiento. Esta prueba por sí sola no puede considerarse concluyente y es necesario complementarla con pruebas adicionales, como la prueba del factor de potencia. [1] [4]

A fin de llevar a cabo este ensayo, se aplica sobre el aislamiento una tensión DC, tomando medida de tanto la tensión, como la corriente que se genera en el aislamiento, para mediante la ley de Ohm, hacer cálculo de la resistencia equivalente del aislamiento. Este procedimiento se puede realizar mediante el uso de un instrumento especialmente diseñado para realizar estas mediciones, conocido como

Megóhmetro, el cual expresa directamente en unidades de resistencia el valor de la resistencia de aislamiento. La medición obtenida varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes; para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base. [1] [4] [6]

2.2.2.4. Ensayo de factor de potencia o factor de disipación ($\tan \delta$) del aislamiento:

La prueba del factor de potencia o factor de disipación del aislamiento es un indicativo de la calidad del aislamiento del equipo, que puede verse afectada por la presencia de humedad, contaminación del aceite por materiales o partículas disueltas, entre otras causas.

Se basa en un modelo circuital que define al aislamiento como un arreglo de una resistencia y un capacitor, bien sea en serie o en paralelo, donde la resistencia representa la potencia disipada en el aislamiento y la capacitancia dependerá de la geometría y la constante dieléctrica del material que constituye el aislamiento. [1]

Para hacer la prueba se aplica sobre el aislamiento, una tensión AC que no supera los valores nominales del equipo, generalmente se aplica un máximo de 10 kV a frecuencia nominal, ya que los equipos en el mercado están estandarizados a esa tensión de prueba. Según la norma COVENIN 3172, se pueden aplicar dos métodos, el método de los vatios/voltamperes que permite mediante el uso de un puente de medición de vatios (mW) y VA (mVA), tomar medida de los valores de potencia aparente de la carga del aislamiento, las pérdidas del aislamiento y la capacitancia, finalmente el factor de potencia del aislamiento se calcula como el cociente entre los mW y los mVA obtenidos del ensayo. El segundo método emplea el puente para

medición de capacitancias y factor de disipación, que mide de forma directa el factor de disipación ($\tan \delta$) y la capacitancia del aislamiento. Al igual que otros ensayos, el factor de potencia o disipación varía según la temperatura del aislamiento, por lo tanto, es necesario realizar ajustes al mismo según la temperatura del aislamiento al realizar el ensayo. [1] [4]

2.2.2.5. Medición de las descargas parciales:

Esta prueba permite evaluar la homogeneidad en el aislamiento sólido, pureza en el medio dieléctrico, ausencia de defectos de diseño, entre otras. Es de gran importancia en transformadores que operan a muy altas tensiones o con bajo nivel de aislamiento. Se utilizan diversos equipos para realizar este ensayo, entre ellos una impedancia o filtro que permita prevenir el paso de pulsos de descarga de la fuente y reduzcan la interferencia, un condensador de acoplamiento, impedancia de medida, microvoltímetro, una fuente de tensión alterna y un transformador auxiliar de al menos 1,5 veces la tensión normalmente inducida. [4]

2.2.2.6. Medición de la corriente de excitación:

Este ensayo permite medir la corriente de excitación también llamada corriente en vacío, aquella necesaria para magnetizar y mantener el flujo magnético del núcleo del transformador, adicionalmente se pueden medir las pérdidas en vacío del transformador. Mediante este ensayo se pueden detectar distintos problemas en el transformador, entre ellos: problemas en el núcleo, contactos o conexiones eléctricas defectuosas, espiras cortocircuitadas o bobinados abiertos, entre otros. Para realizar esta prueba se aplica tensión nominal mediante una fuente de tensión AC en un devanado del transformador mientras el otro se encuentra en circuito abierto, se toma

medida de la corriente en el devanado excitado mediante un amperímetro AC para medir valores eficaces y de la potencia consumida mediante un vatímetro. [1] [4]

2.2.2.7. Análisis de la respuesta en frecuencia:

Permite mediante el estudio de las respuestas eléctricas dependiente de las frecuencias aplicadas a cada devanado de un transformador, detectar cambios en las capacitancias, resistencias e inductancias del circuito RLC equivalente de un devanado, debido a cambios físicos. Sirve para detectar fallas como el movimiento del núcleo, deformación de los bobinados, desplazamiento de los bobinados, estructuras rotas, espiras en corto o en circuito abierto. Se realiza mediante la aplicación una señal de tensión de amplitud constante y frecuencia variable en rangos que van desde los 10Hz hasta los 2MHz en una terminal y se mide la respuesta en la otra terminal, graficándose la relación entre la tensión aplicada y la reflejada (función de transferencia). [1]

2.2.2.8. Inspección Termográfica:

La termografía permite realizar la medición de la temperatura de la superficie de un objeto sin hacer contacto con él, mediante la captación de la radiación infrarroja del espectro electromagnético. Para realizar estas mediciones se hace uso de la cámara termográfica, que cuentan con sensores capaces de captar las ondas infrarrojas, lo cual permite medir la energía emitida en forma de radiación por un objeto, elemento que sirve para determinar la temperatura de su superficie mediante imágenes denominadas termogramas. Esta técnica permite determinar problemas existentes como: Conexiones flojas, conexiones afectadas por corrosión, suciedad en conexiones y/o en contactos, degradación de los materiales aislantes. [1] [7]

Para la compresión de este ensayo, es importante conocer el concepto de emisividad, valor que refleja la capacidad de un material de emitir radiación infrarroja, el cual debe ser configurado en la cámara termográfica utilizada, para que esta convierta la radiación infrarroja recibida del material al valor correspondiente de temperatura. [8]

Uno de los elementos utilizados durante esta prueba, se conoce con el nombre de radiador de Lambert. Un radiador Lambert es un objeto que refleja la radiación incidente con la difusión óptima, es decir, con la misma intensidad en todas las direcciones. [8]

2.2.3. Análisis Físico – Químico Del Aceite

El aceite dieléctrico de un transformador es un elemento primordial en el correcto funcionamiento del equipo, sirviendo tanto de aislamiento, así como facilitando la refrigeración o control de temperatura. Es por ello, que es necesario, estudiar el estado del aceite, ya que esto permite evaluar tanto su degradación como la presencia de cualquier posible elemento de contaminación. Las principales pruebas que se realizan, para determinar el estado del aceite se menciona a continuación.

2.2.3.1. Color [9] [10]:

Esta prueba tiene como finalidad determinar el color del aceite, ella nos puede indicar variaciones en el aceite durante su uso. El color se expresa con un valor numérico comparado con unos estándares de colores. Durante la operación normal de un transformador, ocurren cambios en el color del aceite, como consecuencia de su uso,

sin embargo, un crecimiento acelerado del número de color puede revelar deterioro o contaminación del aceite aislante.

2.2.3.2. Punto de Inflamación [11] [12]:

Esta prueba determina la temperatura a la cual debe calentarse el aceite para que se genere suficiente vapor para formar una mezcla que se inflame por al menos cinco segundos, un descenso en la temperatura de inflamación revela la presencia de algún material combustible en el aceite. Un punto de inflamación más elevado representa que el aceite puede ser usado de forma más segura.

2.2.3.3. Tensión interfacial [13] [14]:

Esta prueba mide la tensión interfacial, que representa la fuerza de atracción entre moléculas de dos líquidos inmiscibles como pueden ser el agua y el aceite. La disminución de la tensión interfacial puede representar la presencia de impurezas como partículas polares solubles en el aceite o productos de oxidación.

2.2.3.4. Factor de potencia [15] [16]:

Mediante esta prueba se determinan las pérdidas dieléctricas en forma de calor que presenta el líquido aislante al aplicarle a este una tensión AC. Un factor de potencia bajo, implica bajas pérdidas dieléctricas ante tensiones AC.

2.2.3.5. Contenido de agua o humedad [17] [18]:

La presencia de humedad es inevitable en los transformadores, principalmente debido a que el papel presente en el aislamiento, tiene gran afinidad por el agua. La presencia de humedad en el aceite dieléctrico repercute de forma directa en la rigidez dieléctrica del mismo, por lo que es importante tener medida y controlar el contenido de humedad que presenta el aislamiento

2.2.3.6. Número de neutralización o acidez [19] [20]:

Esta prueba se realiza para medir los componentes ácidos en el aceite. La acidez en aceites nuevos se puede deber al proceso de refinación, mientras que en los aceites en servicio (usado) es consecuencia de la oxidación o contaminación por materiales como el barniz, pintura u otro, siendo un indicativo de formación de lodo en el aceite.

2.2.3.7. Viscosidad [21] [22]:

La viscosidad representa la resistencia que ofrece un líquido a moverse sobre una superficie sólida. Mientras más alta sea la viscosidad del aceite dieléctrico, mayor será la resistencia que presentará a moverse dentro del transformador, impactando negativamente en la función de refrigeración que cumple.

2.2.3.8. Gravedad específica o densidad relativa [23] [24]

Mide el peso por unidad de volumen de un aceite a una temperatura de 15,6°C. Permite evaluar la función de convección del aceite que representa su capacidad de disipación térmica o refrigeración.

2.2.3.9. Cromatografía de gases (análisis de gases disueltos) [25]:

La cromatografía de gases del aceite es una prueba de laboratorio que permite estudiar los gases disueltos en una muestra de aceite, los cuales son separados mediante la aplicación de un vacío. En esta prueba se evalúa los gases presentes y las cantidades en las que estos se encuentran, sirviendo como herramienta para diagnosticar el estado en que se encuentra el transformador y la ocurrencia de algún tipo de falla o situación no deseada durante la operación del equipo (sobrecalentamiento, descargas parciales, arcos eléctricos, combustiones, fallas, entre otras).

2.2.3.10. Cromatografía de furano (análisis de furanos) [26]:

Esta prueba de laboratorio se hace para determinar la cantidad de componentes furaldehidos en el aceite. Este componente es producido solo por la degradación de la celulosa (papel) utilizada como aislamiento sólido en el transformador. La presencia de un alto contenido de furanos indica una degradación de la celulosa, causada por el envejecimiento o por una falla interna.

2.2.3.11. Conteo de partículas [27]:

Este ensayo determina el número y tamaño de las partículas presentes en el aceite aislante. La presencia de partículas en el aceite, pueden afectar la rigidez dieléctrica y el factor de potencia del mismo.

El origen de las partículas puede ser interno producto de carbonización, fibra de celulosa, metal y degradación del aceite; de igual forma, las partículas pueden

provenir de alguna fuente exterior, durante el procesamiento del aceite o durante alguna eventual apertura del transformador al medio ambiente.

2.2.3.12. Contenido de Bifenilos Policlorados [28]:

Este ensayo permite determinar el contenido de PCB en muestras de aceite en uso. Los PCB son sustancias reguladas por su toxicidad.

2.2.3.13. Presencia de lodo [29]:

Esta prueba permite determinar la presencia de lodo insoluble en pentano. Se realiza cuando las pruebas de tensión interfacial es menor a 26 mN/m y el Número ácido es mayor a 0.15 mg KOH/g. La presencia de lodo en el aceite, indica el deterioro del líquido aislante, su contaminación o ambas. Sirve como señal de advertencia de la formación de sedimentos en el aceite. [5]

2.2.3.14. Rigidez dieléctrica [30] [31] [32]:

La rigidez dieléctrica es el valor de la diferencia de potencial máxima aplicada entre dos electrodos sumergidos en aceite, separados a una distancia determinada antes de que ocurra un arco eléctrico entre ellos. Esta prueba refleja la resistencia del aceite al paso de una corriente eléctrica, es decir su capacidad como aislante. Indica la presencia de partículas polares conductoras y especialmente la presencia de agua disuelta en el aceite.

De acuerdo con la ASTM existen dos métodos para las pruebas de rigidez dieléctrica: el establecido por la norma D-877 y la D-1816. El aparato utilizado de acuerdo a la norma D-877- ASTM, consiste en un equipo integrado con: un transformador, un regulador de voltaje, un interruptor, un voltímetro y una copa de pruebas que contiene dos electrodos separados a una distancia de 2.54 mm para la norma (D-877) y 1mm para la norma (D-1816).

2.4. Transformadores disponibles en el mercado nacional.

Los transformadores de distribución se fabrican, según su uso, aplicación y lugar de instalación, de distintas formas y con distintas configuraciones. Cada tipo de transformador, presenta características propias, lo que permite seleccionar cual usar, según las necesidades y disponibilidad ofrecida por fabricantes y distribuidores.

Entre las distintas empresas que hacen vida en el país como fabricantes y distribuidores de transformadores de potencia [33] [34] [35], es posible identificar la existencia de los tipos de transformadores descritos en las secciones 2.4.1 a la 2.4.4. El fabricante CAIVET [34], suministra valores referenciales de las especificaciones técnicas y dimensiones de los transformadores que produce en sus instalaciones, las cuales serán presentadas a fin de ser usadas como referencia en la evaluación de los transformadores objeto de estudio.

2.4.1. Transformadores Tipo Aéreo.

Son transformadores destinados al uso residencial, comercial y a la pequeña industria en baja tensión, se caracterizan por ser diseñados para adosarse a postes para líneas de distribución aérea y por ser monofásicos.

Especificaciones técnicas [34]:

- Potencia: 10 a 500 kVA
- Clase: 65 °C
- Alta Tensión: 2,4 kV a 34,5 kV
- Baja Tensión: 120/240 V, 240/480 V y 277 V
- Frecuencia: 60 Hz (50 Hz disponible)
- Enfriamiento Natural (ONAN)

Tabla N° 1. Dimensiones de los transformadores tipo aéreo, según su capacidad. [34]

Capacidad (kVA)	Dimensiones (mm)					Peso (Kg)
	Ancho	Ancho con Radiador	Profundidad	Profundidad con Radiador	Altura	
15	490	-	570	-	865	130
25	490	-	570	-	865	160
37,5	555	-	635	-	1100	235
50	555	-	635	-	1215	290
75	645	-	825	-	1410	420
100	645	-	825	-	1410	516
167	-	925	825	-	1510	660
250	-	1100	-	1030	1540	930
333	-	1100	-	1030	1540	1060
500	-	1220	-	1220	1540	1500

2.4.2. Transformadores Tipo Sumergible.

Los transformadores tipo sumergible, vienen diseñados para operar generalmente en redes de distribución subterránea, con capacidad para operar en sótanos de transformación, teniendo capacidad de servicio aun en condiciones de inundación. Este tipo de transformador, se fabrican en configuración monofásica o trifásica.

Los transformadores sumergibles monofásicos, de forma similar a los transformadores tipo aéreo poseen un tanque cilíndrico, son destinados para uso residencial, comercial e industria liviana. La versión trifásica de este tipo de transformadores, tiene como característica diferenciadora con respecto a la versión monofásica, su geometría rectangular y mayor capacidad de potencia, además de mayor dimensión.

Especificaciones técnicas [34]:

Monofásicos:

- Potencia: 25 a 500 kVA
- Clase: 55 °C ó 65 °C
- Alta Tensión: 2,4 kV a 15 kV (95 kV BIL)
- Baja Tensión: 120/240 V, 240/480 V y 277 V
- Frecuencia: 60 Hz (50 Hz disponible)

Tabla N° 2. Dimensiones de los transformadores tipo sumergible monofásico, según su capacidad.

[34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)					Peso (Kg)
	Ancho	Ancho con Radiador	Profundidad	Profundidad con Radiador	Altura	
25	620	-	590	-	790	250
50	620	-	590	-	1040	390
100	-	790	780	-	1140	420
167	-	920	-	840	1340	850
250	-	960	-	980	1340	1250
333	-	1170	-	1160	1340	1630
500	-	1240	-	1180	1340	2000

Trifásicos:

- Potencia: 150 a 2000 kVA
- Clase: 55 °C ó 65 °C
- Alta Tensión: 4,8 kV a 15 kV (95 kV BIL)
- Baja Tensión: 120/240V, 240/480V y 277V
- Frecuencia: 60 Hz (50 Hz disponible)

Tabla N° 3. Dimensiones de los transformadores tipo sumergible trifásico, según su capacidad. [34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)			Peso (Kg)
	Ancho	Profundidad	Altura	
150	1200	900	1150	1510
300	1300	1010	1250	2435
500	1460	1050	1400	3500
750	1600	1150	1700	4700
1000	1750	1400	1780	6200
1500	1900	1620	1850	10720
2000	2100	1700	2100	11000

2.4.3. Transformador Tipo Pedestal (Pad-Mounted)

Este tipo de transformador han sido diseñados para uso exterior o interior, se caracterizan por ser herméticos, compactos y seguros, al mismo tiempo, por ser estéticamente más agradables a la vista que sus contrapartes, pudiéndose realizar su instalación en lugares visibles. Son fabricados en forma de transformadores trifásicos, siendo una de sus principales características, la inclusión de un gabinete, que posee el tablero con el cual se controla el equipo; de igual forma, cuentan con un tanque en la parte posterior del gabinete, el cual contiene la parte activa del transformador.

Especificaciones técnicas [34]:

- Capacidad: 75 a 1.500 kVA
- Clase: 65 °C
- Enfriamiento: Natural (ONAN)
- Alta Tensión: hasta 24,9Y kV (125 kV BIL)
- Baja Tensión: hasta 480 V
- Ancho: 1770m

Tabla N° 4. Dimensiones de los transformadores tipo pedestal, según su capacidad. [34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)				Peso (Kg)
	Ancho	Profundidad del gabinete	Profundidad con Radiador	Altura	
75	1770	490	1490	1360	1750
150	1770	490	1410	1735	2100
300	1770	490	1450	1735	2100
500	1770	490	1480	1735	2200
750	1770	490	1720	1735	2700
1000	1770	610	1750	1735	3300
1500	1770	610	1900	1735	4200

2.4.4. Transformador Tipo Sub-Estación.

Estos transformadores se caracterizan por ser de mayores dimensiones, a la par de su capacidad nominal, se utilizan generalmente en subestaciones de subtransmisión y distribución al aire libre, siendo usados principalmente por medianas y grandes industrias o empresas de servicio eléctrico para la distribución. Según uno de los catálogos consultados [34], se pueden conseguir distintas configuraciones las cuales se mencionan a continuación:

Especificaciones técnicas [34]:

Tipo Sub Estación “Para Líneas Aéreas”:

- Capacidad: 150 a 500 kVA
- Alta Tensión: hasta 15 kV (95 kV BIL) ó 24,9Y kV (125 kV BIL)
- Baja Tensión: hasta 5 kV (Máximo 60 kV BIL)

Tabla N° 5. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “para líneas aéreas”, según su capacidad. [34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)					Peso (Kg)
	Ancho	Profundidad	Altura	Ancho Apoyos	Profundidad Apoyos	
150	1250	650	1300	720	500	1400
300	1250	1250	1350	720	600	1800
500	1250	1400	1450	820	600	2380

Tipo Sub Estación Sin y Con Conservador “(1 Garganta/ Líneas Aéreas)”:

- Capacidad: 150 a 3.750 kVA
- Enfriamiento: Natural (ONAN) o Aire Forzado (ONAF)
- Alta Tensión: hasta 34,5 kV (200 kV BIL)
- Baja Tensión: hasta 15 kV (110 kV BIL) Máximo 4.000 A

Tabla N° 6. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “de una garganta”, según su capacidad. [34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)							Peso (Kg)
	Ancho sin Conservador	Ancho con Conservador	Profundidad	Altura sin Conservador	Altura con Conservador	Ancho Apoyos	Profundidad Apoyos	
150	1850	-	650	1300	-	720	500	1550
300	1850	-	1250	1350	-	720	600	1950
500	1850	-	1400	1450	-	820	600	2380
750	2100	-	1600	1700	-	920	750	2980
1000	-	2100	1700	-	2200	920	750	4100
1500	-	2200	1750	-	2300	1120	1000	4850
2000	-	2300	1950	-	2400	1120	1000	5750
2500	-	2750	2210	-	2560	1120	1000	6950
3000	-	2750	2200	-	2775	1220	1000	8100
3750	-	2850	2500	-	2800	1220	1000	8500

Tipo Sub Estación Para Cables O Ductos De Barras - “2 Gargantas”:

- Capacidad: 150 a 3.750 kVA
- Clase: 55 °C ó 65 °C
- Enfriamiento: Natural (ONAN) o Aire Forzado (ONAF)

- Alta Tensión: hasta 34,5 kV (200 kV BIL)
- Baja Tensión: hasta 15 kV (110 kV BIL) Máximo 4.000 A
- Frecuencia: 60 Hz

Tabla N° 7. Dimensiones de los transformadores tipo S/E “de dos gargantas”, según su capacidad. [34]

Capacidad (KVA)	Dimensiones (mm)					Peso (Kg)
	Ancho	Profundidad	Altura	Ancho Apoyos	Profundidad Apoyos	
500	2440	1530	1500	920	600	2800
750	2500	1730	1670	1000	750	3300
1000	2860	1750	1850	1000	750	4300
1500	2810	2130	1845	1000	1000	4950
2000	2860	2250	1900	1120	1000	6200
2500	3010	2300	2045	1220	1000	6600
3000	3210	2300	2360	1220	1000	8000
3750	3210	2500	2380	1220	1000	8500

CAPÍTULO III

En este capítulo se pretende delimitar los transformadores que pueden ser objeto de estudio en la EIE. De igual forma, se determinará técnicamente la factibilidad de realizar los ensayos en la EIE y la UCV, presentando sugerencia de equipos para aquellas pruebas para la cuales no se cuente con los equipos necesarios.

3.1. Transformadores que pueden ser objeto a prueba.

Se estima que se pueden realizar pruebas de laboratorio a aquellos transformadores cuyas características físicas permitan el transporte a la EIE, teniendo como mayor limitante, las dimensiones de las puertas de entrada del edificio, las cuales son aproximadamente 2m x 2m; cabe destacar, que el peso de cada transformador, hace necesaria la utilización de grúas, gatos hidráulicos o montacargas para su movilización, lo que incrementa la necesidad de espacio para introducir los equipos en el edificio. En otras palabras, las dimensiones del transformador y sus medios para ser movilizadas deben ser menores a 2m x 2m, para poder ser introducido a la EIE. Actualmente se dispone de una grúa tipo señorita con capacidad máxima de 2 toneladas, por lo cual se podrán probar aquellos transformadores que no superen esta limitación y a su vez cumplan con las dimensiones descritas anteriormente.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente y las características de los transformadores presentadas en la sección 2.4., se estima que todos los transformadores monofásicos presentados, tanto tipo aéreo como sumergibles, pueden ser introducidos en las instalaciones de la EIE; por su parte, solo pueden introducirse transformadores sumergibles trifásicos de 150kVA o menos, tipo pedestal de 75kVA o menos, tipo S/E

“de una garganta” de 300kVA o menos, y tipo S/E para líneas aéreas de 300kVA o menos, siendo la principal limitación para movilizar transformadores de mayores dimensiones, la capacidad de la grúa disponible.

Los transformadores dispuestos en la CUC pueden ser objeto de pruebas de campo, siempre y cuando exista la autorización y colaboración del personal de la dirección de mantenimiento de la UCV. De igual forma, se pueden realizar los ensayos al aceite dieléctrico de los transformadores a los cuales se le pueda extraer de forma adecuada, según lo presentado en la sección 4.9.1.

3.3. Factibilidad técnica para realizar los ensayos en la EIE y en la UCV.

La Escuela de Ingeniería Eléctrica, actualmente no cuenta con la capacidad técnica de realizar muchas de las pruebas, principalmente por falta de equipos e instrumentos necesarios. A continuación, se describe la condición específica para cada uno de los ensayos.

3.3.1. Medición de resistencia de aislamiento.

La EIE posee en sus instalaciones un Megóhmetro analógico marca Megger. El instrumento tiene una escala máxima de 1000M Ω y opera mediante el giro de una manivela, por su forma de operación permite realizar lecturas por tiempos cortos. Sin embargo, la escala máxima de este instrumento, se encuentra por debajo del valor de resistencia de aislamiento mínimo recomendado por la NETA [36] para transformadores de los niveles de tensión disponibles en la UCV (4,8kV y 12,47kV). Por lo tanto, este instrumento no permite la aplicación de este ensayo.

Tabla N° 8. Valores mínimos recomendados por NETA para la medición de la resistencia de aislamiento. [36]

Tensión del devanado (V)	Tensión de prueba mínima (V)	Resistencia de aislamiento mínima (MΩ)
0 - 600	1000	100
601 - 5000	2500	1000
5001- 15000	5000	5000

A fin de realizar este ensayo, se recomienda la adquisición de algún equipo que cumpla las características mínimas requeridas. En el mercado se disponen de marcas reconocidas como Megger y Fluke que ofrecen distintos modelos de equipos con características similares o superiores a las que se requieren. Como punto de partida se plantean como opciones el Megger MIT515 y el Fluke 1550C, ambos equipos permiten realizar mediciones de hasta 2T Ω de resistencia de aislamiento, inyectado tensiones de hasta 5kV.

3.3.2. Medición de la relación de transformación.

Para realizar este ensayo, haciendo uso del método de los dos voltímetros, se requiere una fuente de tensión AC, que pueda ser ajustada para los valores de operación, a su vez se requieren dos voltímetros AC para llevar a cabo las mediciones. Actualmente la EIE no cuenta con una fuente de tensión que pueda ser movilizadada a fin de realizar este ensayo en campo. De igual forma la EIE no cuenta con un medidor que aplique el método del puente para medir la relación de transformación o TTR por sus siglas en ingles.

Para llevar a cabo este ensayo en campo, se recomienda la adquisición de un puente TTR, los cuales por lo general aplican niveles de tensión entre 1V y 250V dependiendo del fabricante y modelo. Ya que la mayor relación de transformación presentes en los transformadores de la UCV es menor a 60 (12,47kV/208V), cualquiera de los equipos disponibles en el mercado permiten llevar a cabo este ensayo, como los ofrecidos por la empresa Megger en sus modelos: TTR25-1 que permite realizar mediciones monofásicas en transformadores monofásicos o trifásicos o algún equipo de la serie TTR300 que permite realizar mediciones trifásicas en transformadores trifásicos. La empresa Haefely (Tettex) ofrece entre sus productos, los TTR modelo 2795 y 2796, que pueden ser usados para realizar tanto mediciones trifásicas como monofásicas.

Como alternativa, los distintos fabricantes de instrumentos de medición, ofrecen equipos que constituyen por sí mismo sistemas de análisis de transformadores de potencias, capaces de aplicar este y otros ensayos haciendo uso de un solo instrumento. Entre estos equipos, se encuentran los vendidos por la marca OMICRON modelo CPC 100, el equipo Haefely (Tettex) modelo WINDING ANALYZER 2293 o el MEGGER serie TRAX.

3.3.3. Medición del factor de potencia o factor de disipación ($\tan \delta$) y las capacitancias.

Para realizar este ensayo se hace uso de algún instrumento que aplique alguno de los métodos puentes, bien sea el que realiza la medición por el método de los vatios y VA, como el que realiza la medición directa del factor de disipación.

La EIE no cuenta con un instrumento con las características necesarias para realizar este ensayo en campo, por lo que se recomienda la adquisición de algún equipo capaz de llevar a cabo esta prueba. Esta prueba se realiza con valores de tensión que no superen la tensión nominal de los transformadores. En el mercado se encuentran disponibles distintos equipos capaces de aplicar este ensayo en campo, como el OMICRON CPC 100, utilizando el accesorio CP TD1. De igual forma se puede elegir el equipo MEGGER serie TRAX con la utilización del accesorio TCX 200. Ambos equipos son capaces de realizar este ensayo aplicando una tensión de hasta 12kV, gracias a los accesorios adicionales.

3.3.4. Medición de la corriente de excitación.

Para llevar a cabo esta medición se requiere un amperímetro AC y una fuente con características similares a la necesitada para la medición de resistencia de aislamiento. Al no disponerse de una fuente con las características necesarias, este ensayo no puede ser llevado a cabo.

Este ensayo puede ser llevado a cabo en muchos casos, por los equipos usados para realizar la medición de la relación de transformación y los equipos usados para medir el factor de potencia/disipación, por lo que se sugiere adquirir un equipo capaz de realizar estos ensayos.

3.3.5. Medición de la resistencia de los devanados.

Para llevar a cabo esta medición la EIE necesita disponer de una fuente de tensión DC y un amperímetro, que puedan ser movilizadas a la ubicación de los transformadores. De forma alternativa se puede llevar a cabo este ensayo con los

equipos sugeridos anteriormente para las pruebas de relación de transformación, específicamente el MEGGER serie TRAX, el OMICRON CPC 100 y el Haefely 2293, ya que estos entre sus virtudes permiten la medición de la resistencia de los devanados en corriente continua y permiten desmagnetizar el transformador a fin de realizar mediciones más precisas.

3.3.6. Inspección termográfica.

El Postgrado en Física de los Ensayos No Destructivos dictado por la Facultad de Ingeniería, posee una cámara termográfica marca Flir modelo I5, la cual presenta entre sus principales características: un campo visual de 21° (Horizontal) x 21° (Vertical), calidad de imagen térmica de 100x100 píxeles, sensibilidad térmica de 0,1°C, rango de temperaturas de -20°C a 250°C y capacidad de realizar una lectura de temperatura en el punto central de la imagen.

Dicha cámara puede ser utilizada por la EIE para realizar este ensayo previa solicitud, siendo aplicado a transformadores activos con el apoyo de la Dirección de Mantenimiento de la UCV o el COPRED. A fin de determinar la emisividad, se usará un radiador Lambert improvisado, fabricado usando papel de aluminio y un trozo de cartón, según lo sugerido en [8].

3.3.7. Medición de las descargas parciales.

La EIE no cuenta con los equipos necesarios para llevar a cabo esta prueba en campo, sin embargo, se tiene la capacidad de atender a los transformadores que se reciban en las instalaciones de la escuela.

En el mercado se encuentra distintos detectores de descargas parciales diseñados para ser usados en campo, como los ofrecidos por Haefely (Tettex), con su modelo DDX9101, o por OMICRON con su modelo MPD 600, cabe destacar que adicionalmente se requieren otros componentes del circuito de medición como lo son, la impedancia de medida, los capacitores de acoplamiento, los calibradores, entre otros. Cada fabricante de instrumentos, ofrece los equipos necesarios para realizar las mediciones.

3.3.8. Análisis de la respuesta en frecuencia.

La EIE no posee equipos para llevar a cabo un análisis de la respuesta en frecuencia de un transformador. Este ensayo se puede llevar a cabo con los equipos disponibles en el mercado como lo son: OMICRON modelo FRANEO 800 y Haefely (Tettex) modelo FRA 5310, ambos equipos hacen unos de la técnica de barrido para llevar a cabo la medición.

3.3.9. Medición de la rigidez dieléctrica del aceite.

En la EIE se cuenta con un medidor de rigidez dieléctrica, con el cual se puede realizar este ensayo, siendo necesario la obtención de la muestra debidamente manejada y extraída, debido a que no se cuentan con los medios para realizar la extracción o muestreo del aceite directamente de los transformadores.

3.3.4. Análisis físico - químico del aceite dieléctrico.

La Escuela de Ingeniería de Petróleo, mediante el profesor Rene Rojas [37], se encuentra en disposición a brindar apoyo en la realización de ensayos al aceite dieléctrico que se le pueda suministrar para su análisis. Esta escuela cuenta con equipos y reactivos suficientes para realizar las siguientes pruebas: (a) densidad relativa, (b) color, (c) viscosidad, (d) tensión interfacial. Adicionalmente cuentan con los equipos necesarios para realizar la prueba de presencia de lodos, necesitando únicamente las membranas filtro y la acetona grado reactivo requerida. Los demás ensayos sugeridos por la norma IEEE C57.152 [34] para ser aplicados en aceites dieléctricos, no pueden ser aplicados, debido a que la Escuela de Ingeniería de Petróleo, no cuenta con los equipos, materiales o instrumentos necesarios para llevarlos a cabo.

Tabla N° 9. Disponibilidad de pruebas al aceite dieléctrico en la Facultad de Ingeniería.

Ensayo sugeridos	Disponible	No Disponible
Sedimentos y lodos		x
Color	x	
Factor de disipación		
Rigidez dieléctrica	x	
Contenido de agua (humedad)		x
Contenido de PCB		x
Tensión interfacial	x	
Densidad relativa	x	
Furanos		x
Conteo de partículas		x
Azufre corrosivo		x
Inhibidores de corrosión		x
Gases disueltos		x
Viscosidad	x	

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA DE ENSAYO.

Este capítulo establece las metodologías para la aplicación de los principales ensayos útiles realizar diagnóstico en transformadores de distribución, se incluyen los que la EIE está en capacidad de realizar actualmente, así como aquellos que con la adquisición de los equipos adecuados pueden aplicarse sin mayor inconveniente.

4.1. Recomendaciones generales a tener en cuenta para realizar los ensayos.

A fin de llevar a cabo los ensayos de forma correcta, garantizando tanto la seguridad del operador, como la obtención de resultados que permitan realizar un diagnóstico acertado, es necesario establecer ciertas recomendaciones previas, válidas para todas las pruebas a menos que se indique lo contrario. A tales fines, se establecen las siguientes recomendaciones generales:

- a) Procurar registros de ensayos previos realizados al transformador a estudiar, tanto de mantenimientos anteriores, programados o no, como información proveniente del fabricante.
- b) Hacer uso de equipo de seguridad personal según la situación (botas de seguridad, lentes, guantes, casco, tapaboca, entre otros).
- c) No acceder a sótanos de transformación inundados parcial o totalmente, o en aquellos en los que exista algún líquido en el suelo. En dado caso, se debe realizar el achique de la instalación de forma previa.
- d) En transformadores actualmente en funcionamiento, delimitar el área de trabajo con cinta, a fin de evitar el paso de personas ajenas y asegurarse que el equipo

no se encuentra energizado, verificando la apertura de interruptores o seccionadores.

- e) Conectar o verificar la correcta puesta a tierra del tanque del transformador, haciendo uso de un conductor preferiblemente desnudo, a fin de observar que no existan roturas o discontinuidades, haciendo conexión en un punto de masa del tanque con un conector tipo caimán o similar, realizando conexión con la barra de tierra de la instalación o sótano.
- f) Desconectar de la línea los terminales del equipo.
- g) Hacer una inspección visual del equipo a fin de determinar si existen daños visibles o deterioro en la pintura o accesorios, tomando nota de la información contenida en la placa.
- h) Preparar de forma previa, los equipos, instrumentos, formatos y herramientas a utilizar en los ensayos, verificando el correcto funcionamiento en caso de que sea necesario.
- i) En caso de que sea necesario, realizar una limpieza a los terminales y bushings, a fin de reducir las corrientes de fuga que se puedan producir por la acción de la acumulación de polvo. Haciendo uso según de la cantidad y tipo de suciedad, de paños secos, malla o cepillo acero, solventes o agua a presión. [39]
- j) Tomar nota los datos obtenidos en los ensayos, usando para ello los formatos definidos previamente.
- k) Una vez finalizada la prueba, se debe descargar los equipos ensayados, según las recomendaciones de los fabricantes de los instrumentos de medición, a fin de evitar descargas o accidentes, producto de cargas remanentes en los mismo.
- l) Las pruebas eléctricas realizadas a transformadores de potencia sumergidos en líquido aislante, se recomienda realizarse cada 24 meses [36].

4.2. Prueba de medición de aislamiento.

4.2.1. Preparación para realizar la prueba. [40]

- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico.
- Los devanados se deben encontrar en cortocircuito.
- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga
- La temperatura de los arrollados y aceite dieléctrico debe ser cercano a la temperatura de referencia (20°C)

4.2.2. Descripción de la prueba.

La prueba básicamente consiste en aplicar un voltaje DC, realizando lecturas a los 30 segundos y en cada minuto hasta alcanzar los diez minutos en caso de usar un instrumento digital, si se usa un instrumento de manivela, se realiza la prueba durante un minuto solamente. En general el voltaje aplicado para esta prueba no debe excederse del valor nominal del transformador. Ante la ausencia de referencias normativas, el Comité Técnico de la NETA sugiere los valores de prueba que se observan en la tabla N°8, que pueden ser utilizados a menos que el fabricante indique otra cosa [36].

4.2.3. Conexiones para realizar la prueba.

Comúnmente los Megóhmetro disponibles en el mercado, cuentan con tres terminales, como se muestra en la siguiente figura.

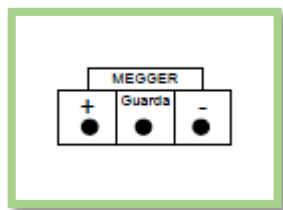


Figura N° 1. Representación del Megóhmetro con sus terminales de conexión. [1]

Cada terminal del instrumento será conectado según el aislamiento a medir. Tanto en transformadores monofásicos, como en los trifásicos se puede medir la resistencia de aislamiento presente entre devanados y entre cada devanado y tierra. La figura N° 2 muestra la ubicación equivalente de las resistencias de aislamiento de los transformadores, cuando estos se encuentran en régimen permanente al aplicárseles una tensión DC.

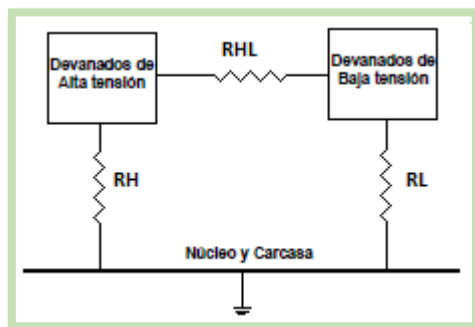


Figura N° 2. Ubicación equivalente de las resistencias de aislamiento del transformador. [1]

Dependiendo de la resistencia a medir, se conectarán los terminales del instrumento como muestra la siguiente tabla.

Tabla N° 10. Conexiones para la medición de aislamiento en transformadores sin devanado terciario. [1]

Positivo	Negativo	Guarda	Medición
Alta tensión	Baja tensión	Tierra	RHL
Alta tensión	Tierra	Baja tensión	RH
Baja tensión	Tierra	Alta tensión	RL

4.2.4. Procedimiento para realizar el ensayo.

A fin de realizar el ensayo de manera correcta, suponiendo el uso del Megóhmetro disponible en la EIE, se deben seguir los siguientes pasos:

- Se conectan las puntas de prueba al equipo en las respectivas salidas.
- Se colocan los terminales del instrumento en las posiciones correspondientes, según la resistencia a medir.
- Se girará la manivela de forma continua y a un ritmo constante, de manera de que se observe la medición de la resistencia en la escala del instrumento.
- Tomar lecturas a los 30 segundos y al minuto.
- Una vez tomadas las mediciones, se desconecta el instrumento de medición de los bornes del transformador.
- Se realiza un corto entre los puntos en los cuales se colocaron los terminales del instrumento a fin de asegurar que no quede cargado el equipo medido.

En caso de utilizar un Megóhmetro digital, se siguen de forma general los siguientes pasos:

- Se conectan las puntas de prueba al equipo en las respectivas salidas.
- Se colocan los terminales del instrumento en las posiciones correspondientes, según la resistencia a medir.
- Encender el equipo y esperar a que calibre.
- Fijar el valor de tensión para la prueba (Según la tabla N°8) y el tiempo de duración de la prueba.
- Iniciar la prueba presionando el botón de inicio.
- Tomar lecturas a los 30 segundos y luego en cada minuto, continuando hasta que se cumplan 10 minutos o el tiempo programado para la prueba
- Una vez realizada la medición, se apaga el instrumento de forma que se descargue el mismo.
- Se realiza un corto entre los puntos en los cuales se colocaron los terminales del instrumento a fin de asegurar que no quede cargado el equipo medido.

4.2.5. Interpretación de los resultados.

Una vez tomadas las mediciones, es importante destacar que la resistencia de aislamiento varia de forma inversamente proporcional con la temperatura para la mayor parte de los materiales, por lo que es necesario a fin de poder realizar comparaciones validas, referir todas las mediciones a una misma base. COVENIN recomienda ajustar los valores obtenidos a la referencia de 20°C. A fin de aplicar la corrección indicada, se hará uso de la ecuación 4.1. Los valores de Kt se toman de la tabla N° 11.

$$R_c = K_t * R_m \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

Rc: Resistencia corregida a 20 °C.

Kt: Factor de corrección por temperatura.

Rm: Resistencia medida.

Los valores obtenidos del ajuste de las mediciones, sirve como base para una primera evaluación del estado del aislamiento, sin embargo, no existe una referencia normativa que fije los valores mínimos de resistencia de aislamiento.

Tabla N° 11. Factores de corrección según temperatura para la prueba de resistencia de aislamiento. [4]

Temperatura (°C)	Factor de corrección	Temperatura (°C)	Factor de corrección
0	0,25	40	3,95
5	0,36	45	5,6
10	0,5	50	7,85
15,6	0,74	55	11,2
20	1	60	15,85
25	1,4	65	22,4
30	1,98	70	31,75
35	2,8	75	44,7

Otra forma aceptada para analizar las mediciones obtenidas, es la comparación con valores registrados en ensayos previos, información suministrada por el fabricante, o la comparación con unidades de igual construcción de las cuales se tengan registros. Adicionalmente, de los valores obtenidos se puede trazar la curva de absorción que representa gráficamente el comportamiento de la resistencia con el paso del tiempo; de la cual se pueden calcular dos índices o relaciones que permiten hacer un diagnóstico más acertado. Los índices a calcular son: La relación de absorción dieléctrica y el índice de polarización. Para calcular los mencionados valores, se hace uso de las ecuaciones 4.2 y 4.3 respectivamente.

$$DAR = \frac{R60}{R30} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

DAR: Relación de absorción dieléctrica.

R60: Resistencia al minuto.

R30: Resistencia a los treinta segundos.

$$IP = \frac{R10}{R1} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde:

IP: Índice de polarización.

R10: Resistencia a los 10 minutos.

R1: Resistencia al minuto.

Los valores obtenidos pueden ser evaluados según las siguientes tablas. Siendo recomendable en caso de ser posible, hacer uso del índice de polarización, ya que proporciona mejores resultados [41].

Tabla N° 12. Estado del aislamiento según la relación de absorción dieléctrica. [41]

DAR	Estado del aislamiento
1 a 1,25	Dudoso
1,4 a 1,6	Bueno
> 1,6	Excelente

Tabla N° 13. Estado del aislamiento según el índice de polarización. [5]

IP	Estado del aislamiento
< 1	Peligroso
1 - 1,1	Pobre
1,1 - 1,25	Cuestionable
1,25 - 2	Aceptable
> 2	Bueno

4.3. Medición del factor de potencia (fp) o factor de disipación ($\tan \delta$) del aislamiento.

4.3.1. Preparación para realizar la prueba.

Antes de realizar este ensayo, es necesario tener en cuenta algunas generalidades que resultan importantes. Entre las cuales tenemos:

- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico y el nivel de aceite del transformador debe ser adecuado.

- Los devanados se deben encontrar en cortocircuito.
- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga.
- La temperatura de los arrollados y aceite dieléctrico debe ser cercano a la temperatura de referencia (20°C). Se debe tomar nota de la temperatura del aceite a fin de referenciar las mediciones al valor recomendado.
- Se recomienda colocar la tierra del instrumento a utilizar en el mismo punto de tierra del equipo a probar.
- Si el equipo posee cambiador de tomas, ubicarlo en la posición más alejada del neutro y mantenerlo en la misma posición durante el experimento.
- Desconectar los neutros de sus conexiones a tierra. [4]

4.3.2. Descripción de la prueba.

Esta prueba consiste en aplicar una tensión AC en el aislamiento del transformador, a fin de observar el comportamiento del circuito RC equivalente que se forma al aplicar la tensión seleccionada. Existen principalmente dos tipos de instrumentos de medición, basados en los métodos puentes para medir bien sea las potencia consumida y potencia aparente (método de los vatios y VA), o directamente el factor de disipación (método del puente de medición para capacitancias y factor de disipación) [4]; en ambos casos, el instrumento registra la capacitancia medida.

En la tabla N° 14 se observan los valores recomendadas por la DOBLE para la aplicar esta prueba como cita [1].

Independientemente del método que aplique el instrumento utilizado, existen distintos modos de prueba que dependerán de cómo se realicen la conexión de los terminales del equipo seleccionado.

Tabla N° 14. Tensión de prueba respecto a tensión nominal según Doble.

Tensión nominal (kV)	Tensión de prueba (kV)
>12	10
5,04 - 8,72	5
2,4 - 4,8	2
<2,40	1

A continuación, se explican los tres modos de prueba más comunes de los medidores de factores de potencia, los cuales se realizan variando la conexión interna de los equipos de medición.

- a) UST: Equipo bajo prueba no puesto a tierra, en este modo solamente se mide la corriente que circula por el cable de alto voltaje (donde se inyecta la fuente) y el cable de bajo voltaje, no se mide la corriente que circula hacia tierra (Ver figura N°3 (a)).
- b) GST: Equipo bajo prueba puesto a tierra, en este modo se mide la corriente de fuga que circula hacia tierra y la que circula por el cable de bajo voltaje (Ver figura N°3 (b)).
- c) GST-g: Equipo bajo prueba puesto a guarda, en este modo solo se mide la corriente de fuga hacia tierra (Ver figura N°3 (c)).

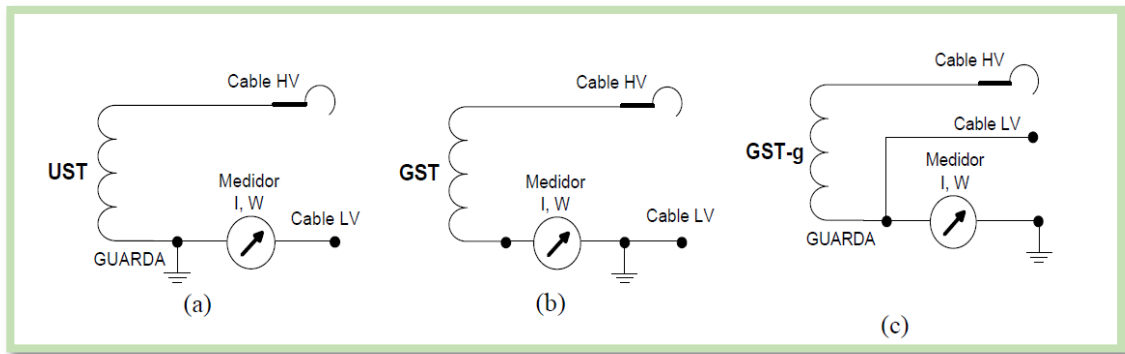


Figura N° 3. Modos de prueba para medir el fp. [1]

4.3.3. Conexiones para realizar la prueba.

Al igual que en la sección 3.2.3. al describir las conexiones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento, para la medición del factor de potencia se utilizarán modelos equivalentes del transformador según sea su construcción; esto a fin de representar la ubicación de las capacitancias que se miden durante este ensayo.

La figura N° 4 muestra la ubicación equivalente de las capacitancias a medir a los transformadores, que representa además la ubicación del factor de potencia a medir. En esta representación se obvian las resistencias que forman parte del aislamiento.

La tabla N° 15 muestra las conexiones y modo de ensayo, que deben ser aplicados a fin de medir las distintas capacitancias y factores de potencia que constituyen este tipo de transformador.

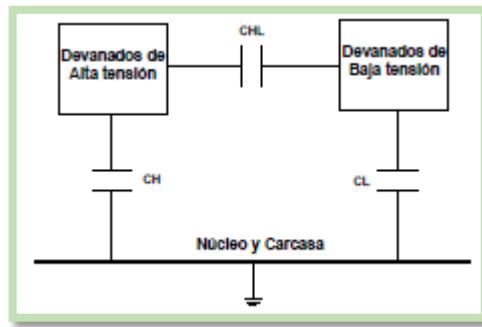


Figura N° 4.Ubicación equivalente de las capacitancias del transformador. [1]

Tabla N° 15. Conexiones y modos de ensayo en transformadores monofásicos y trifásicos sin terciario. [1]

Cable HV	Cable LV	Modo de prueba	Tierra	Guarda	UST	Medición	Prueba #
Alta Tensión	Baja Tensión	UST	-	-	Baja Tensión	CHL	1
		GST	Baja Tensión	-	-	CH+CHL	2
		GST-g	-	Baja Tensión	-	CH	3
Baja Tensión	Alta tensión	UST	-	-	Alta tensión	CHL	4
		GST	Alta tensión	-	-	CT+CHL	5
		GST-g	-	Alta tensión	-	CL	6

4.3.4. Procedimiento para realizar el ensayo.

El procedimiento a seguir, dependerá particularmente del equipo utilizado. Sin embargo, en forma general para realizar este ensayo de forma correcta, se seguirán los siguientes pasos:

- Se conectan las puntas de prueba al equipo en las respectivas salidas.
- Se colocan los terminales del instrumento en las posiciones correspondientes, según la capacitancia y factor de potencia a medir.
- Encender el equipo, y fijar el valor de tensión para la prueba (Según la tabla N°14), así como el modo de prueba.
- Tomar lecturas de todos los valores obtenidos, incluyendo la temperatura del aceite en la parte superior [4].
- Una vez realizada la medición, se apaga el instrumento de forma que se descargue el mismo.

4.3.5. Interpretación de los resultados.

Las mediciones obtenidas para este ensayo, específicamente el factor de potencia (medido directamente o calculado usando los datos registrados), aumenta proporcionalmente con la temperatura del transformador, es por ello que a fin de hacer una evaluación e interpretación que permita diagnosticar de forma correcta, resulta necesario ajustar los valores a una base de temperatura de 20°C.

En el caso de aplicar el método de los vatios y VA, se debe calcular el factor de potencia haciendo uso de la ecuación 4.4. En caso de que el instrumento no refleje directamente la potencia aparente (VA), se hará uso de la ecuación 4.5, para calcular de los valores de tensión y corriente que mida el equipo.

$$Fp = \frac{P}{S} * 100 \quad \text{Ec. 4.4.}$$

Donde:

Fp: Factor de potencia.

P: Potencia activa en mW o W.

S: Potencia aparente en mVA o VA.

$$S = V.I \quad \text{Ec. 4.5.}$$

Donde:

S: Potencia aparente.

V: Tensión medida.

I: Corriente medida.

Para realizar el ajuste el ajuste por temperatura se usará la ecuación 4.6 mostrada a continuación.

$$Fpc = \frac{Fpm}{K} \quad \text{Ec. 4.6.}$$

Donde:

Fpc: Factor de potencia corregido a 20 °C.

Fpm: Factor de potencia medido.

K: Factor de corrección por temperatura.

N°17 Los valores del factor de corrección K se encuentran en las tablas N° 16 y

Tabla N° 16. Factor de corrección por temperatura para ensayo de factor de potencia. [4]

Temperatura de ensayo(°C)	Tipo	
	Con Conservador y respirador	Sellado
0	1,56	1,57
1	1,54	1,54
2	1,52	1,5
3	1,5	1,47
4	1,48	1,44
5	1,46	1,41
6	1,45	1,37
7	1,44	1,34
8	1,43	1,31
9	1,41	1,28
10	1,38	1,25
11	1,35	1,22
12	1,31	1,19
13	1,27	1,16
14	1,24	1,14
15	1,2	1,11
16	1,16	1,09
17	1,12	1,07
18	1,08	1,05
19	1,04	1,02
20	1	1
21	0,96	0,98
22	0,91	0,96
23	0,87	0,94
24	0,83	0,92
25	0,79	0,9
26	0,76	0,88
27	0,73	0,86

Tabla N° 17. Continuación factor de corrección por temperatura para ensayo de factor de potencia. [4]

Temperatura de ensayo(°C)	Tipo	
	Con Conservador y respirador	Sellado
28	0,7	0,84
29	0,67	0,82
30	0,63	0,8
31	0,6	0,78
32	0,58	0,76
33	0,56	0,75
34	0,53	0,73
35	0,51	0,71
36	0,49	0,7
37	0,47	0,69
38	0,45	0,67
39	0,44	0,66
40	0,42	0,65
42	0,38	0,62
44	0,36	0,59
46	0,33	0,56
48	0,3	0,54
50	0,28	0,51
52	0,26	0,49
54	0,23	0,47
56	0,21	0,45
58	0,19	0,43
60	0,17	0,41
62	0,16	0,4
66	0,14	0,36
70	0,12	0,33

Después de corregidos a 20°C los valores de factor de potencia se deben comparar con valores de fábrica, valores registrados anteriormente y con unidades similares; haciendo uso de esta tendencia histórica para determinar posibles cambios en el equipo que puedan ser señal de deterioro. De forma adicional se deben cumplir

las exigencias normativas presentadas por la IEEE, cuyos valores máximos recomendados se muestran en la tabla N° 18.

Tabla N° 18. Valores máximos permitidos de factor de potencia, según condición del transformador. [5]

Tensión Nominal	Condición del transformador	
	Nuevos	En servicio
< 230kV	0,5%	1%
≥230kV	0,4%	1%

Valores de factor de potencia entre 0,5% y 1% son aceptables, pero cualquier valor de factor de potencia superior a los recomendados, es motivo de alerta y debe ser investigado con otras pruebas.

Las capacitancias medidas dependen puramente de la geometría del transformador, por lo tanto, no se esperan cambios con la edad; variaciones importantes de los valores de capacitancia, reflejan cambios físicos, como movimiento de los devanados que pueden ser causados por fallas o por el manejo de la unidad durante la instalación.

4.4. Medición de la corriente de excitación.

4.4.1. Preparación para realizar la prueba.

En la aplicación de este ensayo se recomienda tener en cuenta las siguientes condiciones.

- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico.

- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga
- La tensión de prueba debe ser lo mayor posible, siempre y cuando no se exceda la tensión nominal del devanado y una frecuencia nominal.
- La tensión durante la prueba debe permanecer constante, ya que el resultado varía con la tensión aplicada, además las comparaciones deben ser realizadas entre mediciones hechas con el mismo nivel de tensión.
- En el caso de transformadores con conexión en estrella en el lado de alta tensión, se debe desconectar el neutro de su conexión a tierra.

4.4.2. Descripción de la prueba

Esta prueba consiste en aplicar de forma monofásica, una tensión AC sobre cada uno de los devanados de alta tensión, midiendo la corriente en el mismo devanado, mientras se mantiene el devanado de baja tensión flotante. Se aplica la tensión en el devanado de alta tensión ya que este produce menor corriente. Inicialmente se recomienda hacer la prueba en la posición central del cambiador de toma, en la posición neutral y un paso en la dirección opuesta, a fin de determinar cualquier falla o defecto presente en las tomas [5].

El ensayo de medición de la corriente de excitación, se puede realizar aplicando una tensión AC con una fuente y tomando medidas de las corrientes en cada devanado mediante el uso de un amperímetro AC; de igual forma, se puede realizar este ensayo, haciendo uso del instrumento utilizado para aplicar la prueba del factor de potencia, en modo UST, si este equipo refleja la medición de la corriente que circula por el devanado.

4.4.3. Conexiones para realizar la prueba.

Dependiendo del método utilizado, para cada transformador se usará alguna de las conexiones presentadas a continuación, tomando medida de lo especificado en cada una de las tablas.

4.4.3.1. Transformadores monofásicos.

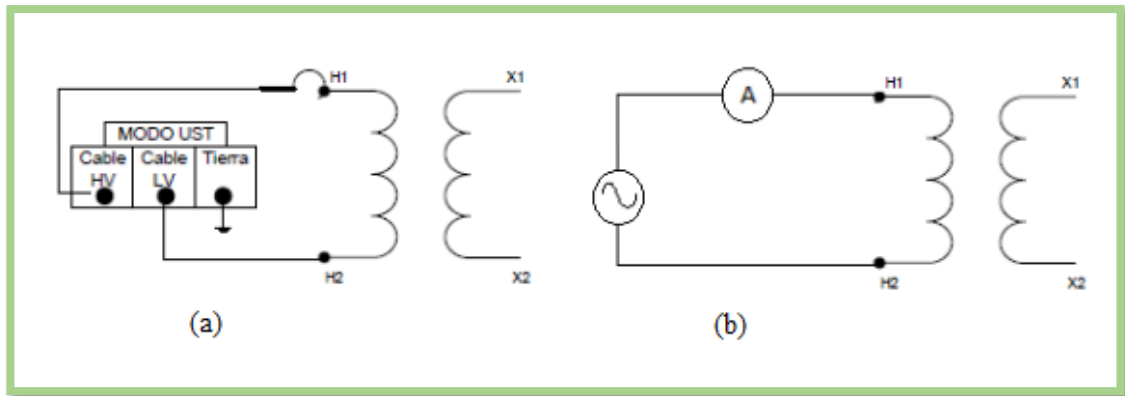


Figura N° 5. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores monofásicos, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).

Tabla N° 19. Mediciones de corriente de excitación a realizar en transformadores monofásicos

Energizado	Neutro	Flotante	Corriente medida
H1	H2	X1 - X2	H1-H2

4.4.3.2. Transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión.

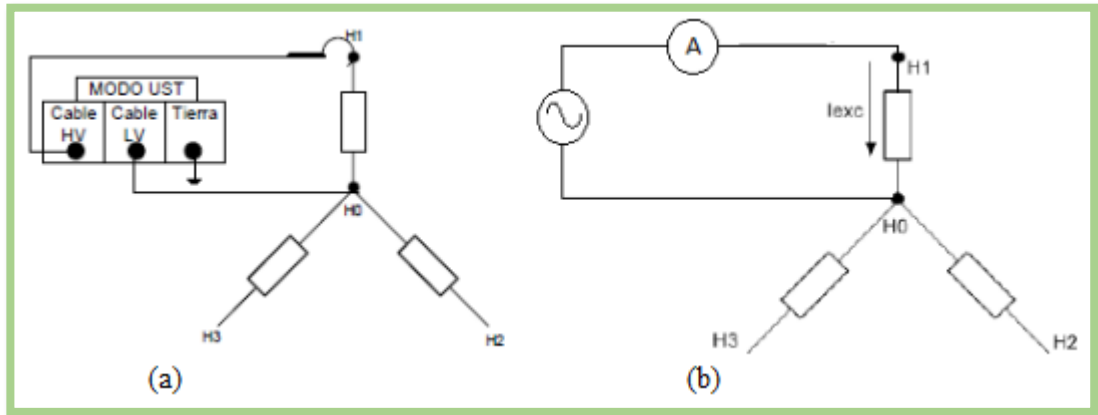


Figura N° 6. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).

Tabla N° 20. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro accesible en lado de alta tensión.

Energizado	Neutro	Flotante	Corriente medida
H1	H0	H2, H3, X1, X2, X3	H1-H0
H2	H1	H1, H3, X1, X2, X4	H2-H0
H3	H2	H1, H2, X1, X2, X5	H3-H0

En transformadores con el devanado de baja tensión conectado en estrella, se conectará a tierra el neutro de dicho devanado.

4.4.3.3. Transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión.

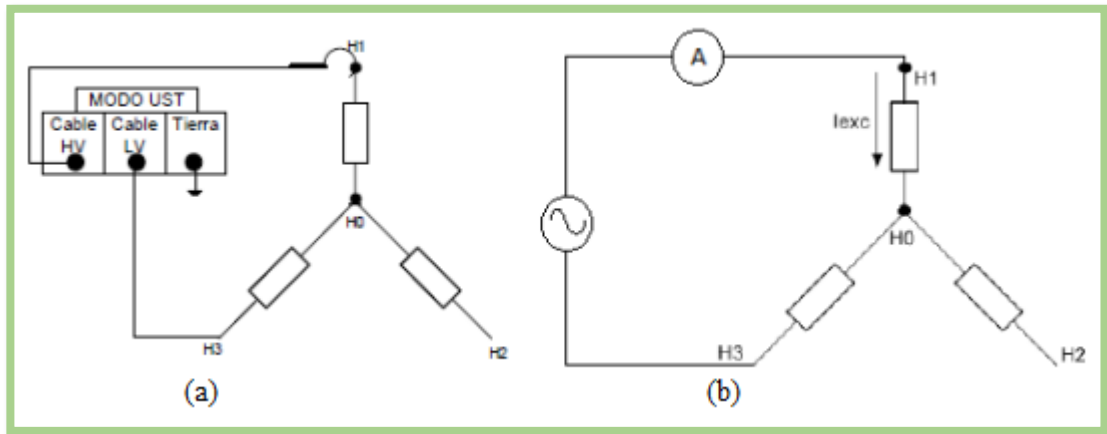


Figura N° 7. Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b).

Tabla N° 21. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásicos en conexión estrella con neutro no accesible en lado de alta tensión.

Energizado	Neutro	Flotante	Corriente medida
H1	H2	H3, X1, X2, X3	H1-H2
H2	H3	H1, X1, X2, X4	H2-H3
H3	H1	H2, X1, X2, X5	H3-H1

Si el devanado de baja tensión se encuentra conectado en estrella, el nuestro debe ser puesto a tierra.

4.4.3.4. Transformadores trifásico conexión delta en alta tensión.

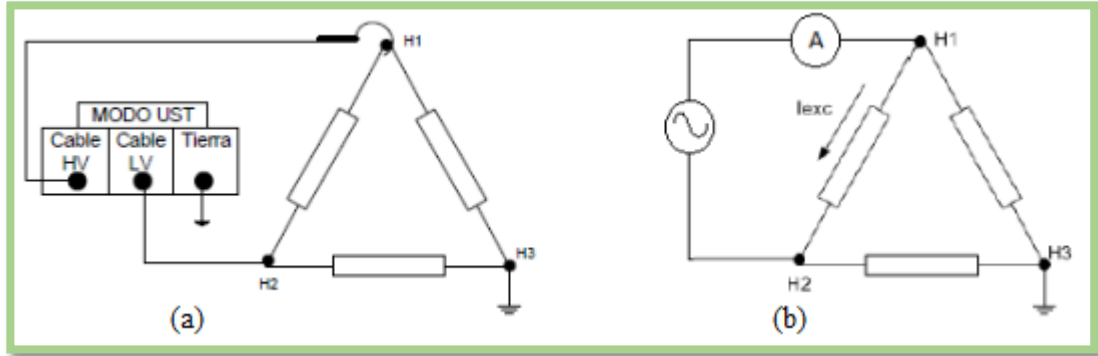


Figura N° 8 Conexión para medir la corriente de excitación en transformadores trifásico conexión delta en alta tensión, usando un medidor de fp (a) [1] y usando una fuente AC y un amperímetro (b)

Tabla N° 22. Mediciones de corriente de excitación a realizar en excitación en transformadores trifásico conexión delta en alta tensión.

Energizado	Neutro	Flotante	Corriente medida
H1	H2	X1, X2, X3	H1-H2
H2	H3	X1, X2, X4	H2-H3
H3	H1	X1, X2, X5	H3-H1

Si el devanado de baja tensión se encuentra conectado en estrella, el nuestro debe ser puesto a tierra.

4.4.4. Procedimiento para realizar la prueba.

El procedimiento aplicado dependerá del método y del instrumento utilizado, por lo general se realiza siguiendo el siguiente procedimiento:

- Se realizan las conexiones correspondientes al tipo de transformador a medir.
- Se ajustará el instrumento o fuente a la tensión de ensayo.
- Se tomará medida de la corriente correspondiente a cada devanado, cambiando la conexión antes de realizar cada medición.
- Se repite el proceso para cada posición del cambiador de toma a ser probada.

4.4.5. Interpretación de los resultados.

Las mediciones realizadas se deben comparar con el registro histórico del transformador, incluyendo: valores de fábrica, pruebas anteriores y unidades similares. Por lo general se consideran aceptables valores que no excedan el 5% del valor nominal. Las comparaciones deben hacerse entre medidas tomadas en ensayos a la misma tensión, ya que los resultados obtenidos dependen de la tensión aplicada.

Los resultados pueden variar para distintos valores del cambiador de toma, pero la relación entre las corrientes se espera que deban permanecer sin cambios [5].

Los patrones que pueden presentar las corrientes de excitación para transformadores trifásicos pueden presentar alguno de los siguientes patrones que son fácilmente identificables. [5]

- Patrón de corrientes alta-baja-alta: Presente en alguno de los siguientes escenarios: (a) Transformadores con núcleo de tres columnas, (b) Transformadores con núcleo de cinco columnas (o tipo armadura) con devanado secundario conectado en delta.

- Patrón de corrientes baja-alta-baja: Presente en alguno de los siguientes escenarios: (a) Transformadores de tres columnas en los cuales no se sigue el procedimiento de prueba establecido, (b) Transformadores con devanado de alta en estrella, en los cuales el neutro es inaccesible, (c) Transformadores con devanado de alta tensión en delta en los cuales el tercer terminal no está conectado a tierra, (d) Transformadores con núcleo de cuatro columnas
- Patrón de corrientes iguales: Presente en transformadores con núcleo de cinco columnas o tipo armadura que no tienen un arrollado secundario en delta.

Cualquier combinación de corrientes no especificada, puede ser resultado de espiras en cortocircuito, daños o desplazamiento de devanados y núcleo, conexiones defectuosas, problemas en el cambiador de tomas, etc.

La presencia de magnetismo residual por efecto de pruebas realizadas con corrientes continuas o por el voltaje presente al momento de la desconexión, puede producir corrientes de excitación mayores. Sin embargo, no existe manera de determinar si cambios significativos en la corriente de excitación son debidas a problemas en el transformador o por efecto del magnetismo residual. Aunque la probabilidad de encontrar un magnetismo residual con suficiente magnitud para afectar las pruebas rutinarias es pequeña [1].

4.5. Medición de la relación de transformación.

4.5.1. Preparación para realizar la prueba.

Para la aplicación de este ensayo se recomienda tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico.
- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga.
- Calcular la relación de transformación nominal para todas las combinaciones de arrollados y para todas las posiciones del cambiador de tomas.
- Identificar en la placa del transformador el grupo de conexión en equipos trifásicos, indispensable para realizar las conexiones apropiadas al equipo de prueba.

4.5.2. Descripción de la prueba.

Este ensayo consiste básicamente en la aplicación de una tensión AC en un devanado del transformador, para luego medir el voltaje obtenido en el otro devanado. Existen tres métodos de ensayo para realizar este ensayo: usando el método de los dos voltímetros (realiza la prueba de forma monofásica), mediante el método de comparación (haciendo uso de un transformador con relación de transformación conocida) y por último el método del puente de medición de relación de transformación (usando un instrumento conocido como medidor TTR). Esta prueba debe ser realizada en todas las posiciones del cambiador de tomas.

4.5.3. Conexiones para realizar la prueba.

4.5.3.1. Medición por método de los dos voltímetros.

Al aplicar este método se prueban de forma monofásica los devanados de cualquier transformador, tanto monofásico como trifásico. Se disponen los instrumentos como se observa en la figura N° 9.

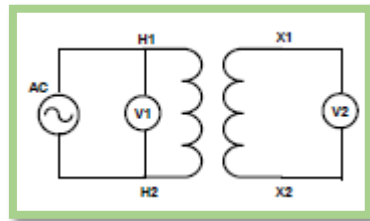


Figura N° 9. Conexión de los voltímetros para la prueba de RT por el método de los dos voltímetros.

Como se puede observar en la fig. N°9, se alimenta el transformador con una fuente de tensión AC y se dispone un voltímetro en cada devanado entre los cuales se quiera medir la relación de transformación. Las conexiones y mediciones a realizar tanto en transformadores monofásicos como trifásicos, a ser probados de forma monofásica mediante el método de los dos voltímetros, se listan en la tabla N° 23.

Tabla N° 23. Mediciones a realizar mediante el método de los dos voltímetros. [3]

Grupo de conexión	Mediciones		Grupo de conexión	Mediciones	
	Alta tensión	Baja tensión		Alta tensión	Baja tensión
1Ø	H1-H2	X1-X2	YNyn0	H1-H0	X1-X0
Dd0	H1-H3	X1-X3		H2-H0	X2-X0
	H2-H1	X2-X1		H3-H0	X3-X0
	H3-H2	X3-X2	YNyn6	H1-H0	X0-X1
Dd6	H1-H3	X3-X1		H2-H0	X0-X2
	H2-H1	X1-X2		H3-H0	X0-X3
	H3-H2	X2-X3	YNd1	H1-H0	X1-X2
Dyn1	H1-H3	X1-X0		H2-H0	X2-X3
	H2-H1	X2-X0		H3-H0	X3-X1
	H3-H2	X3-X0	YNd5	H1-H0	X3-X1
Dyn5	H1-H3	X3-X0		H2-H0	X1-X2
	H2-H1	X1-X0		H3-H0	X2-X3
	H3-H2	X2-X0	YNd7	H1-H0	X2-X1
Dyn7	H3-H1	X1-X0		H2-H0	X3-X1
	H1-H2	X2-X0		H3-H0	X1-X3
	H2-H3	X3-X0	YNd11	H1-H0	X1-X3
Dyn11	H3-H1	X3-X0		H2-H0	X2-X1
	H1-H2	X1-X0		H3-H0	X3-X1
	H2-H3	X2-X0			

4.5.3.2. Medición por método del puente de relación.

Las conexiones para este método dependerán del equipo utilizado, por lo general estos instrumentos vienen con terminales con la capacidad de ser conectados tanto de forma monofásica, como de forma trifásica. En caso de ser conectados de forma monofásica, se realizan las conexiones según se indica en la tabla N°23.

4.5.4. Procedimiento para realizar la prueba.

Para el método de los voltímetros se aplican los siguientes pasos [4]:

- Se realizan las conexiones descritas en el apartado 4.5.3.1. para realizar las mediciones.
- Se aplica por lo menos el 10% de la tensión nominal por uno de los devanados del transformador. Se realiza una primera serie de lecturas para distintos valores aplicados. Ambos voltímetros deben leerse simultáneamente.
- Se realiza una segunda serie de lecturas con los voltímetros intercambiados y usando los mismos valores de tensión descritos en el punto anterior. Se registra el promedio de las dos series de lecturas para compensar los errores de los instrumentos.
- El ensayo se realiza al menos con cuatro tensiones diferentes, separadas entre sí en pasos de 10% del valor de tensión inicialmente aplicado. Para cada valor de tensión, se calcula la relación de transformación y luego se calcula la media de esta serie de valores, la cual se tomará como el valor verdadero.
- Los pasos anteriormente descritos se repetirán para cada paso del cambiador de tomas.

El procedimiento a aplicar para el método de puente de relación, dependerá en gran medida del instrumento utilizado y si el mismo permite realizar conexiones de forma trifásica o monofásica. Normalmente se aplica una pequeña tensión en el lado de alta tensión (ya que genera menor corriente). La relación de vueltas del transformador de referencia del instrumento, se ajustará de forma automática hasta que la relación de ambos transformadores sea igual, entonces el medidor indicará la relación de transformación del transformador en prueba.

Para calcular la relación de transformación que existe entre los devanados, se deben aplicar las ecuaciones correspondientes. Para transformadores monofásicos y transformadores trifásicos en los cuales ambos devanados están conectados de igual forma (Delta - Delta / Estrella - Estrella), se aplicará la ecuación 4.7. Para transformadores con el primario en delta y secundario/terciario en estrella, se usará la ecuación 4.8; finalmente para transformadores con el primario en estrella y el secundario/terciario en delta se usará la ecuación 4.9.

$$RT = \frac{V_p}{V_s} \quad \text{Ec. 4.7.}$$

$$RT = \sqrt{3} \frac{V_p}{V_s} \quad \text{Ec. 4.8.}$$

$$RT = \frac{V_p}{\sqrt{3} \cdot V_s} \quad \text{Ec. 4.9.}$$

Donde:

RT: Relación de transformación.

V_p: Voltaje del primario.

V_s: Voltaje del secundario.

4.5.5. Interpretación de los resultados.

Los resultados de este ensayo se consideran satisfactorios si las relaciones de transformación obtenidas se encuentran en un rango de $\pm 0.5\%$ de la indicada en la placa del transformador. En algunos casos, transformadores con cambiadores toma bajo carga en el devanado de baja tensión, pueden estar diseñados con pasos distintos en el cambiador, generando que las relaciones de transformación puedan superar la tolerancia requerida, estos valores se pueden aceptar, siempre y cuando los valores extremos del cambiador de toma cumplan con la condición del 0.5%. [5]

En el caso de que los valores obtenidos se encuentren fuera de la tolerancia permitida, puede reflejar problemas en el cambiador de tomas, espiras en cortocircuito o espiras abiertas, esto se concluirá dependiendo de los patrones que presenten las relaciones de transformación.

4.6. Medición de la resistencia de los devanados.

4.6.1. Preparación para realizar la prueba.

Para la aplicación de este ensayo se recomienda tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico.
- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga.
- Se debe registrar la medición para cada devanado, así como su temperatura de forma individual, a fin de corregir la medición a 75°C que representa la temperatura de referencia.

- La corriente durante la prueba no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado.
- La polaridad de la corriente aplicada durante la prueba debe mantenerse constante durante toda la prueba, a fin de reducir los errores de medición.

4.6.2. Descripción de la prueba.

Esta prueba se basa en el modelo equivalente de un devanado que está compuesto por una resistencia en serie con una bobina. Al aplicársele una tensión DC a este modelo circuital, la bobina se comportará como un cortocircuito al alcanzar su régimen permanente, quedando solamente la resistencia del devanado.

Este ensayo puede realizarse por dos métodos, el primero llamado método del voltímetro - amperímetro, que consiste en aplicar una tensión DC y midiendo la corriente que se genera en el devanado, para calcular por medio de la ley de ohm, la resistencia del devanado. El segundo método llamado método del puente, como su nombre lo indica aplica uno de los puentes de medición de impedancias para medir la resistencia. El primer método resulta más conveniente ya que permite medir resistencia cuyo valor de corriente nominal sea superior a 1A. [4]

De igual forma, se pueden realizar esta medición usando alguno de los instrumentos disponibles en el mercado para la medición de la resistencia de los devanados de un transformador.

4.6.3. Conexiones para realizar la prueba.

Las conexiones y mediciones realizadas para obtener la resistencia de los devanados, dependerá del tipo de transformador, a continuación, se presentan las conexiones para los distintos tipos de transformadores.

4.6.3.1. Transformador monofásico.

Tabla N° 24. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador monofásico. [1]

Positivo	Negativo	Flotante	Medición
H1	H2	X1, X2	R. Alta
X1	X2	H1, H2	R. Baja

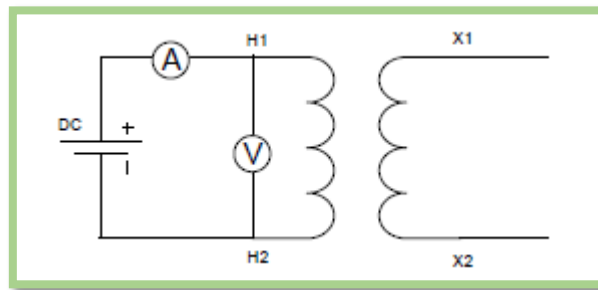


Figura N° 10. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador monofásico. [1]

4.6.3.2. Transformadores trifásicos en conexión estrella.

Las conexiones descritas son válidas tanto para terminales de alta o baja tensión.

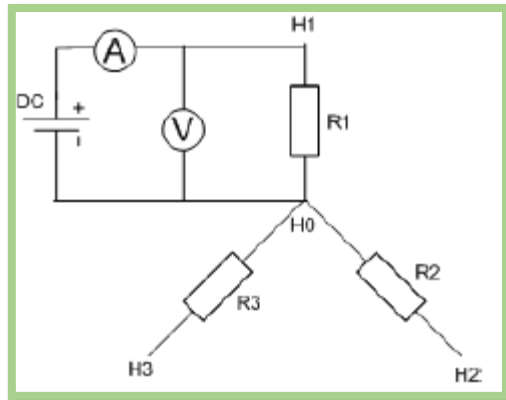


Figura N° 11. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador trifásico con conexión en estrella. [1]

Tabla N° 25. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador trifásico con conexión en estrella. [1]

Positivo	Negativo	Flotante	Medición
H1	H0	Los terminales restantes	R1
H2	H0		R2
H3	H0		R3

4.6.3.3. Transformadores trifásicos en conexión delta.

Al medir la resistencia a un devanado en delta, no se lee directamente la resistencia del devanado, sino el equivalente visto por los terminales conectados, es por ello que es necesario calcular la resistencia de los valores obtenidos. En la figura N° 12 se observan las resistencias medidas y la disposición de las resistencias reales. Estas conexiones y mediciones son válidas tanto para alta como para baja tensión.

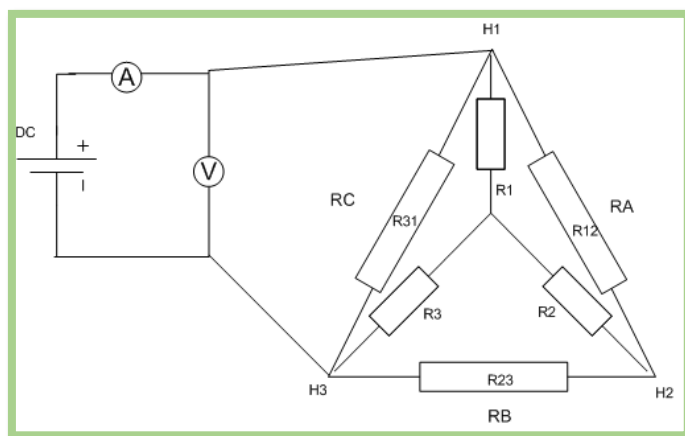


Figura N° 12. Conexión para medir la resistencia de un devanado de un transformador trifásico con conexión en delta. [1]

Tabla N° 26. Conexiones y mediciones para calcular la resistencia de los devanados de un transformador trifásico con conexión en delta. [1]

Positivo	Negativo	Flotante	Medición
H1	H2	Los terminales restantes	RA
H2	H3		RB
H3	H1		RC

Para obtener los valores de las resistencias de los devanados se usarán las ecuaciones 4.10, 4.11 y 4.12 que se presentan a continuación.

$$R_{12} = R_A + \frac{(R_C + R_A - R_B) * (R_A + R_B - R_C)}{2 * (R_B + R_C - R_A)} \quad \text{Ec. 4.10.}$$

$$R_{23} = R_B + \frac{(R_A + R_B - R_C) * (R_B + R_C - R_A)}{2 * (R_A + R_C - R_B)} \quad \text{Ec. 4.11.}$$

$$R_{23} = R_C + \frac{(R_C + R_A - R_B) * (R_B + R_C - R_A)}{2 * (R_A + R_B - R_C)} \quad \text{Ec. 4.12.}$$

Donde:

R12, R23 y R31: Resistencias de los devanados.

RA, RB y RC: Resistencias medidas.

Si se realizan mediciones a devanados conectados en estrella sin neutro accesible, las conexiones a realizar son las mismas aplicadas a los devanados conectados en delta. Para calcular la resistencia de los devanados, se aplican las ecuaciones 4.13, 4.14 y 4.15.

$$R1 = \frac{RC+RA-RB}{2} \quad \text{Ec. 4.13.}$$

$$R2 = \frac{RA+RB-RC}{2} \quad \text{Ec. 4.14.}$$

$$R3 = \frac{RB+RC-RA}{2} \quad \text{Ec. 4.15.}$$

Donde:

R1, R2 y R3: Resistencias de los devanados.

RA, RB y RC: Resistencias medidas.

4.6.4. Procedimiento para realizar la prueba.

El procedimiento a realizar dependerá el método aplicado, Si se usa el método del voltímetro amperímetro se deben realizar los siguientes pasos:

- Se realizan las conexiones dependiendo el tipo de transformador.
- Se enciende la fuente de tensión DC y se fija un valor que genere una corriente que no supere el 15% de la corriente nominal del devanado.
- Se debe esperar que el valor de corriente se estabilice una vez cargada la bobina.
- Se registran de manera simultánea los valores de tensión, corriente y temperatura para cada devanado.
- Se repiten los pasos anteriores en cada posición del cambiador de tomas.
- Se calcula la resistencia de los devanados usando la ley de ohm.

Si se usa algún instrumento que mida directamente la resistencia de los devanados por el método del puente, se usara el procedimiento descrito para el equipo en cuestión.

4.6.5. Interpretación de los resultados.

La resistencia de los devanados depende de la temperatura como ha sido expresado previamente, por lo cual resulta necesario ajustar los valores obtenidos a una referencia única (75°C) haciendo uso de la ecuación 4.16.

$$R_c = R_m * \left(\frac{T_r + T_k}{T_m + T_k} \right) \quad \text{Ec. 4.16.}$$

Donde:

Rc: Resistencia corregida por temperatura.

Rm: Resistencia medida.

Tr: Temperatura a la cual se quiere corregir la temperatura.

Tm: Temperatura a la cual se midió la resistencia.

Tk: Constante relativa al material: 234,5°C para cobre, 225°C para aluminio.

Una vez ajustado los valores, se deben comparar con valores de fábrica, a fin de descubrir posibles defectos. Los valores deben encontrarse en un rango de $\pm 5\%$, respecto al valor de placa, para considerarse apropiados [5]. Cualquier valor de resistencia que exceda la tolerancia, puede reflejar problemas en el devanado, tal como espiras en cortocircuito, espiras abiertas o problemas en el cambiador de tomas.

4.7. Análisis de la respuesta en frecuencia.

4.7.1. Preparación para realizar la prueba.

Para realizar este ensayo se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Esta prueba debe ser realizada antes de aplicar cualquier ensayo en corriente continua, ya que puede verse afectada por el magnetismo remanente presente en el núcleo.
- Todos los devanados deben encontrarse sumergidos en el aceite dieléctrico.

- Los bushing deben estar colocados y de ser posibles deben ser limpiados para reducir el polvo que puede incidir en las corrientes de fuga.
- Se recomienda colocar la posición nominal del cambiador de tomas para realizar este ensayo.
- Aplicar la misma tensión y forma de onda durante toda la prueba.

4.7.2. Descripción de la prueba.

Se realiza aplicando una onda de tensión de amplitud constante y a frecuencia variable a una terminal y se mide la respuesta en la otra. Se grafica la relación entre la tensión aplicada y la reflejada, en función de la frecuencia. [42]

4.7.3. Conexiones para realizar la prueba.

Las conexiones se realizan según lo observado en la figura N°13, según [42] si se dejan flotando los terminales no bajo prueba, se puede observar el efecto del acoplamiento mutuo entre los devanados de alta y baja tensión, también el efecto del circuito magnético (figura N°13 a). Pero si se cortocircuitan las terminales, el efecto del acoplamiento mutuo y el circuito magnético no son visibles, pero se logra evidenciar el efecto del propio devanado que se está midiendo (figura N°13 b).

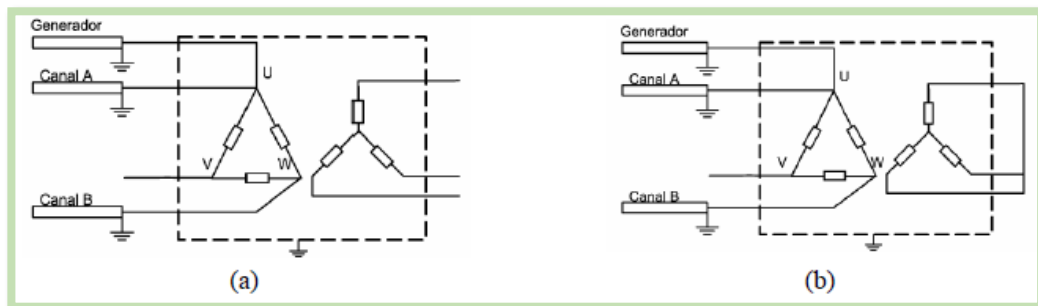


Figura N° 13. Conexiones para realizar la prueba del análisis de respuesta en frecuencia con los devanados no bajo pruebas flotantes (a) y cortocircuitadas (b) [1]

4.7.4. Procedimiento para realizar la prueba.

El procedimiento para realizar este ensayo dependerá del equipo a utilizar, sin embargo, se describen dos tipos de mediciones. [1]

- **Mediciones no transferidas:** en este tipo de medición las terminales involucradas pertenecen al mismo nivel de voltaje. [1]
- **Mediciones transferidas:** en este tipo de medición las terminales involucradas no pertenecen al mismo nivel de voltaje (figura N°14). [1]

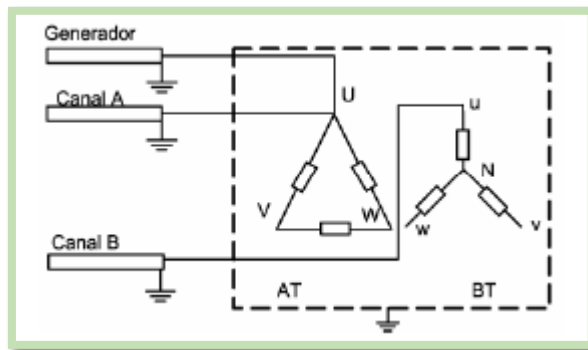


Figura N° 14. Conexión para las mediciones transferidas de la prueba de análisis de respuesta en frecuencia [1]

4.7.5. Interpretación de los resultados.

Los resultados obtenidos de este ensayo, no se encuentran normalizados ni existen criterios claros para la interpretación de los resultados obtenidos en este ensayo. Al ser el método básicamente del tipo gráfico, se recomienda comparar los resultados obtenidos con mediciones de fábricas o con resultados obtenidos previamente, y en transformadores trifásicos, se comparan también los resultados entre las fases. [1]

Según [42], la experiencia en la evaluación de los resultados de este ensayo, permite realizar análisis a las mediciones, según el comportamiento en tres rangos de frecuencia. Para frecuencias menores a 10 kHz: el comportamiento está ligado con el núcleo y el circuito magnético del transformador, para su análisis se debe considerar el magnetismo residual que es capaz de modificar ligeramente la respuesta. En estas frecuencias se evidencian fallas en los devanados (en corto o abierto) y problemas en el circuito magnético. Para frecuencias entre 5 kHz y 500 kHz, Se evidencian movimientos geométricos radiales entre devanados. Mientras que para frecuencias superiores a 500 k Hz, se evidencian deformaciones axiales del devanado.

4.8. Inspección termográfica.

4.8.1. Preparación para realizar la prueba.

Esta prueba se realiza con el transformador a estudiar en funcionamiento normal, por lo tanto, no debe ser desconectado ni desenergizado. Se realiza una inspección visual al transformador para determinar sus características generales y puntos de interés. Se recomienda realizar esta prueba antes de las demás pruebas de rutina. Se debe procurar estar a la menor distancia posible, a fin de reducir la acción del viento y factores ajenos a la medición.

4.8.2. Descripción de la prueba.

Este ensayo permite determinar sin desconectar el transformador, posibles elevaciones superficiales de temperatura, se aplica haciendo uso de una cámara termográfica, que permite medir y visualizar la temperatura de una superficie a distancia.

4.8.3. Método de aplicación de la prueba.

Antes de realizar este ensayo, se debe realizar una inspección visual al transformador, a fin de determinar sus características de construcción y establecer la ubicación de los puntos de interés a ser considerados. Para ello, se debe acceder al sótano o caseta de transformación, ya que este ensayo se debe realizar a la menor distancia posible del equipo estudiado.

Una vez hecho dicha inspección, se debe establecer el valor de emisividad al cual se configura la cámara; este valor dependerá de la superficie a medir y puede ser determinado de forma práctica o utilizando valores aproximados recomendados por el fabricante de la cámara a utilizar. En forma práctica, se puede realizar usando un termómetro de contacto y configurando la emisividad de la cámara a un valor de 1, para luego reducirlo hasta que la temperatura medida por la cámara coincida con la medida del termómetro.

Por indicación del Prof. Demian Pereira [43], perteneciente al Departamento de Física de la Facultad de Ingeniería, se puede determinar el valor de emisividad, usando un radiador de Lambert improvisado, fabricado usando papel de aluminio arrugado y estirado nuevamente, el cual se colocará sobre la superficie a medir y esperando un tiempo prudencial, de manera que adquiera la temperatura de la superficie, posteriormente se mide la temperatura del radiador usando la cámara con un ajuste de emisividad de 1; finalmente se ajusta la emisividad de la cámara hasta obtener en la superficie a medir la misma temperatura leída en el radiador de Lambert.

El fabricante de cámaras termográficas Testo, recomienda un valor de emisividad para la pintura de transformadores, de 0,94. [8]

Una vez configurada la cámara, se procederá a observar a través de la cámara, la superficie del transformador, determinando la temperatura de la superficie de los puntos de interés, generalmente la cuba, radiadores y terminales, así como la ubicación de posibles puntos calientes en la superficie del transformador. Finalmente se realizan capturas de las imágenes obtenidas con la cámara (termogramas) para su posterior análisis.

4.8.4. Interpretación de los resultados.

Debe tenerse en cuenta que las mediciones realizadas por medio de la termografía, solo dan lectura de las temperaturas superficiales de cualquier material, por lo que los resultados de esta no reflejan lo que ocurre en el interior del transformador, sin embargo, se pueden usar estos resultados para hacer una evaluación general del estado del equipo estudiado.

Como punto de partida, se considerará que la temperatura medida usando la cámara termográfica, no debe superar en ningún punto del transformador, la temperatura máxima de operación definida por su clase. Si el transformador presenta una temperatura superior a la establecida, puede referir problemas de sobrecarga o mala refrigeración. Sin embargo, la temperatura al interior del transformador, puede ser muy superior a la que presenta este en su superficie, por lo tanto, esta medición no es suficiente para establecer si existe elevación de la temperatura del transformador.

La existencia de puntos calientes puede revelar la presencia de conexiones flojas o afectadas por corrosión, suciedad en las conexiones o contactos, degradación de los materiales aislante entre otras.

4.9. Análisis Físico - Químico del aceite.

4.9.1. Toma de muestra del aceite dieléctrico.

La norma ASTM D-923 [44] establece los requerimientos y pasos a seguir para realizar el muestreo del aceite proveniente de los transformadores. La Electricidad de Caracas [45] plantea recomendaciones y procedimientos basados en la norma antes mencionada, estableciendo los parámetros necesarios para la toma de muestras de aceite dieléctrico en transformadores sumergibles de distribución. Las muestras de aceite pueden ser tomadas de transformadores energizados o desenergizados.

Para realizar la toma de las muestras de aceite, se tienen en cuenta los siguientes pasos y condiciones.

- Se deben tomar notas de los datos de identificación del transformador
- No se deben tomar muestras de aceites en ambientes con alta humedad, ya que se puede afectar el contenido de agua de la muestra.
- Se debe tomar la muestra haciendo uso de un envase de vidrio color ámbar con tapa de baquelita de 1lt de capacidad, el cual debe lavarse con solvente dieléctrico, seguido por agua y jabón líquido, para finalmente ser enjuagados con agua destilada y secados en una estufa a 110°C. Al enfriarse el envase, se debe tapar y no retirar la tapa hasta que vaya a ser usado.
- Antes de tomar la muestra, se debe liberar de cualquier suciedad y obstáculo el nivel al cual se encuentra la válvula de muestreo del transformador. Dicha válvula, será limpiada con un lienzo de tela o trapo esterilizado

- Se debe retirar el tapón de seguridad de la válvula de muestreo y siguiendo lo especificado en [45], haciendo uso de los equipos necesarios, insertar la manguera en la válvula de muestreo.
- Para limpiar la válvula se debe abrir la válvula y dejar salir aproximadamente medio litro de aceite, el cual se depositará en una lata destinada para desechos.
- Posteriormente, se abrirá el envase de vidrio y se llenará aproximadamente un cuarto de su volumen, se retirará la manguera y se colocará sobre un trapo esterilizado. El envase debe ser tapada y colocada en posición horizontal, para luego hacerlo girar sin agitar, a fin de curarlo. El aceite debe ser colocado en el depósito para desechos.
- El paso anterior se repetirá tres veces.
- Finalmente, se inclina el envase y se introducirá la manguera para llenarlo, dejando fluir el aceite por las paredes del mismo, sin dejar que la manguera se sumerja. Se llena hasta dejar rebosar una pequeña cantidad y se tapa inmediatamente.
- El envase debe ser limpiado y etiquetado para ser llevado al laboratorio donde se realicen las pruebas.

Los equipos requeridos, así como el procedimiento detallado para la toma de la muestra se puede encontrar en [44] y [45]

4.9.2. Procedimientos a seguir para realizar las pruebas al aceite dieléctrico.

Estas pruebas deben ser aplicadas por un laboratorio con la capacidad de estudiar muestras de aceite dieléctrico. Para la realización de este trabajo, se cuenta con el apoyo de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, la cual puede realizar las pruebas descritas en la tabla N° 27, siguiendo los procedimientos establecidos en las normas correspondiente.

Tabla N° 27. Pruebas físico - químicas disponibles a realizar en la EIDP y normas a seguir.

Ensayo	Norma ASTM
Densidad relativa	D-1298
Color	D-1500
Tensión Interfacial	D-971
Viscosidad	D-445

Adicionalmente, la EIE puede realizar la prueba de rigidez dieléctrica, siguiendo lo indicado en la norma ASTM D-1816. Para ello se hará uso del medidor de rigidez dieléctrica del aceite, siguiendo el siguiente procedimiento:

- Esta prueba debe ser realizada a una temperatura ambiente entre 20 y 30°C
- Se usa la celda que contiene los electrodos semiesféricos, separados 1mm; esta celda, bien limpia, se llenara del aceite a probar. Se deja reposar entre 3 y 5min.
- Se coloca la celda en la cámara del equipo y se cierra la tapa deslizante.
- Se enciende el equipo haciendo uso del interruptor AC power en ON.
- Se selecciona la rapidez de subida de tensión (rate/rise) a un valor de 0,5kV/s.
- Se pulsa el botón START, la unidad aplicara la tensión de forma automática y la escala presenta el valor de ruptura.
- Se pulsa el botón RESET y se esperan entre 60 y 90 segundos para repetir la prueba.
- En total se realizan cinco mediciones para cada muestra de aceite, el valor de rigidez dieléctrica del aceite, será el promedio de estas mediciones.

4.9.3. Interpretación de los resultados.

A continuación, se presentan los rangos de evaluación para el aceite dieléctrico, en relación a los resultados de las pruebas especificadas en el apartado

4.9.2. Valores que no cumplan los requerimientos presentados, sugieren la degradación o contaminación del aceite, requiriendo este ser tratado para su reacondicionamiento.

Tabla N° 28. Condición del aceite según su color. [5]

Número de color	Color ASTM	Condición del aceite
0 – 0,5	Claro	Nuevo
0,5 – 1	Amarillo pálido	Bueno
1 – 2,5	Amarillo	Usado
2,5 – 4	Amarillo brillante	Marginal
4 – 5,5	Ámbar	Mala
5,5 – 7	Marrón	Severa
7 – 8,5	Marrón oscuro	Extrema

Tabla N° 29. Tensión Interfacial mínima requerida según condición del aceite. [5]

Tipo de aceite	Nivel de tensión (kV)	Tensión interfacial mínima (mN/m)
Nuevo en equipo nuevo	-	38
En servicio	≤ 69	25
	$>69 \leq 230$	30
	>230	32

Tabla N° 30. Valor de densidad relativa aceptable a 15°C. [46]

Limite aceptable	Condición
0,91	Aceptable

Tabla N° 31. Valores mínimos de rigidez dieléctrica. [5]

Método de prueba	Tensión Nominal (kV)	Valor mínimo (kV)
ASTM D-1816 Separación de electrodos de 1mm.		
Aceite Nuevo	≤ 69	25
	$>69 < 230$	30
	$>230 < 340$	32
	≥ 340	35
Aceite Usado	≤ 69	23
	$>69 < 230$	28
	≥ 230	30
ASTM D-1816 Separación de electrodos de 2mm.		
Aceite Nuevo	≤ 69	45
	$>69 < 230$	52
	$>230 < 340$	55
	≥ 340	60
Aceite Usado	≤ 69	40
	$>69 < 230$	47
	≥ 230	50

4.10. Formatos de recolección de datos.

En virtud de la recolección de los resultados obtenidos al aplicar los ensayos descritos en esta metodología, se diseñaron formatos de recolección de datos, los cuales se presentan en los Anexos N°1 y N°2, para transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente. En ellos se contempla la identificación de los transformadores, la documentación de los datos de placa y los resultados de las pruebas presentadas en esta metodología.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Según lo expresado en capítulos anteriores, para el momento, la EIE cuenta con los medios y el apoyo para realizar, algunos ensayos de análisis físico-químico del aceite dieléctrico, medición de la rigidez dieléctrica del aceite y termografía de los transformadores en funcionamiento.

Una vez determinadas las metodologías de ensayo, se procedió a establecer contacto con las dependencias de la UCV, que tienen responsabilidades en el mantenimiento y preservación de los transformadores instalados en la CUC. Para ello, se obtuvo el apoyo de la Dirección de Mantenimiento de la UCV y el COPRED. Durante los primeros contactos realizados, se determinó que, al momento del desarrollo de este trabajo, no era posible realizar ensayos que requirieran la desconexión de los transformadores activos dentro del campus de la UCV, motivado por los costos operativos que conlleva retirar los terminales de alta tensión y su posterior reconexión, aunado al ajustado margen de tiempo disponible para realizar esta actividad, por la necesidad de continuidad de servicio que requieren. De igual forma, no resulta posible movilizar unidades desconectadas a las instalaciones de la EIE, por no contarse con el apoyo necesario para esta actividad, quedando las pruebas limitadas a aquellas que puedan realizarse en campo.

En vista de las mencionadas limitaciones, se propuso la aplicación de la termografía infrarroja a algunos de los transformadores dispuestos en la CUC, a fin de brindar un primer diagnóstico a las condiciones de operación de las unidades probadas.

A fin de determinar los puntos de transformación a ser estudiados, se solicitó a COPRED, específicamente al Ing. Nasser Obeid [47], orientación respecto a las instalaciones destinadas a este fin dentro de la CUC. Como respuesta, se obtuvieron los planos de las redes eléctricas de alta tensión de la UCV actualizados por última vez el año 2005 [48] [49], de donde se pudo obtener la ubicación, características de capacidad y tensión de los transformadores instalados para ese momento. Además, se recibió referencia de la adquisición de 16 transformadores nuevos, no incluidos en los planos, de los cuales se instalaron un total de 13 unidades. Por medio de Prof. Alexander Cepeda [50], se obtuvo información del lugar de instalación de los transformadores nuevos y de las unidades desincorporadas [51] [52] [53].

Con la información recabada, se generó una base de datos con la ubicación y transformadores dispuestos en los puntos de transformación de la CUC, la cual se incluye en el anexo N° 3. En esta base de datos, se presenta la denominación y ubicación aproximada de los puntos de transformación, especificando los transformadores instalados y su nivel de tensión en alta; Se listan los sótanos de transformación (tablas N° 36 y 37), casetas de transformación (tablas N° 38 y 39) y postes de transformación (tabla N°40). En total se disponen de 38 sótanos de transformación alimentados a 4,8kV y un sótano alimentado a 12,47kV; 16 casetas o cuartos de transformación alimentados a 4,8kV y 15 casetas o cuartos alimentados a 12,47kV, así como un poste que sostiene un banco trifásico alimentado a 4,8kV.

Como parte de la información recibida de COPRED, se obtuvieron los resultados de las pruebas realizada por el fabricante a los 16 transformadores adquiridos por la UCV entre el año 2010 y 2011. Estos valores, se dispusieron en formatos preparados para ser consultados y comparados con los resultados de las pruebas propuestas en este trabajo; en el anexo N° 4 se presenta esta base de dato. Cabe destacar

que no se obtuvo información referente a pruebas o datos de fábrica del resto de los transformadores dispuestos en la UCV.

Una vez determinada la ubicación de los transformadores, se procedió a realizar la visita a los transformadores, a fin de aplicar la metodología propuesta para la realización de la inspección termográfica. Para ello, se contó con el apoyo del Ing. Nasser Obeid de COPRED y el Sr. Anderson Contreras de la Dirección de Mantenimiento de la UCV.

Durante las primeras jornadas de visita, se presentaron dificultades para acceder a los sótanos de transformación, principalmente por problemas con algunos de los candados anti-cizalla que aseguran las rejas de acceso a los sótanos, los cuales no pudieron ser abiertos, aunado a la inundación parcial de buena parte de los sótanos visitados. Por estos motivos, no se pudo descender a ninguno de los sótanos visitados. En vista de esto, se evaluó la aplicación de la metodología desde la parte superior de los sótanos, planteando como un elemento a verificar, el efecto de las rejas de los sótanos en las imágenes infrarrojas obtenidas mediante la cámara termográfica.

Para la aplicación de esta metodología, se hará uso de la cámara termográfica marca Flir modelo I5, propiedad del Postgrado en Física de los Ensayos No Destructivos.

En la figura N° 15, se puede observar un termograma generado usando la cámara antes mencionada, se puede apreciar que la imagen se presenta haciendo uso de una paleta de colores que varía, desde el morado oscuro hasta el amarillo muy claro, representando los colores más oscuros temperaturas más bajas y los colores más claros las temperaturas más elevadas; por defecto, la cámara ajusta la paleta de colores de

forma automática según las temperaturas medidas, presentando los valores extremos en la parte inferior de la imagen, junto con la paleta de colores usada; cabe destacar que la cámara puede ser configurada para usar otra paleta de colores y sus valores extremos pueden ser fijados manualmente si es requerido. También se observa en la imagen, que en la parte superior izquierda se presenta una lectura de temperatura, que corresponde al valor medido en el punto central de la imagen, el cual está demarcado por una especie de mira redonda

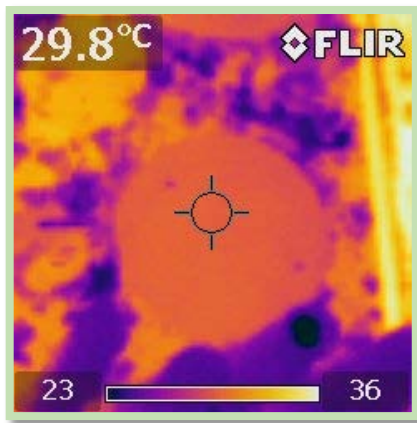


Figura N° 15. Elementos del termograma generado por la cámara Flir I5.

En las figuras N° 16, 17 y 18, se pueden observar comparaciones hechas en alguno de los sótanos visitados, a los cuales se le pudo abrir la reja de acceso. Como se observa, el efecto de las rejillas en las temperaturas medidas por la cámara termográfica es pequeño, por lo cual se puede asumir que su impacto en la inspección también lo es, siendo la mayor desventaja, la obstrucción parcial de la vista directa al transformador. No obstante, realizando mediciones a una corta distancia y a través de la reja, la visión que se obtiene, permite realizar una inspección termográfica bastante cercana a la obtenida a través de la visión directa.

Por lo antes descrito, se planteó una leve modificación a la metodología, que permite la medición a través de las rejillas, en sótanos a los cuales no se puede acceder, con el fin de determinar el comportamiento de la temperatura de los transformadores instalados, así como la existencia o no de puntos calientes. Al no poder aplicar la metodología referente a la determinación de la emisividad usando el radiador Lambert, se usará el valor recomendado por [8] para la emisividad de la pintura de los transformadores (0,94).

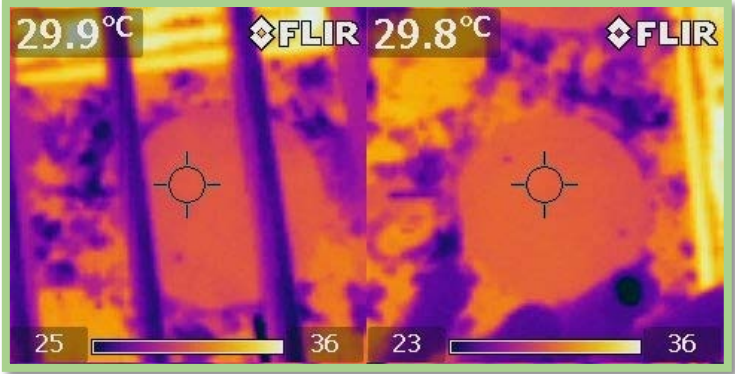


Figura N° 16. Comparación mediciones ST-16.

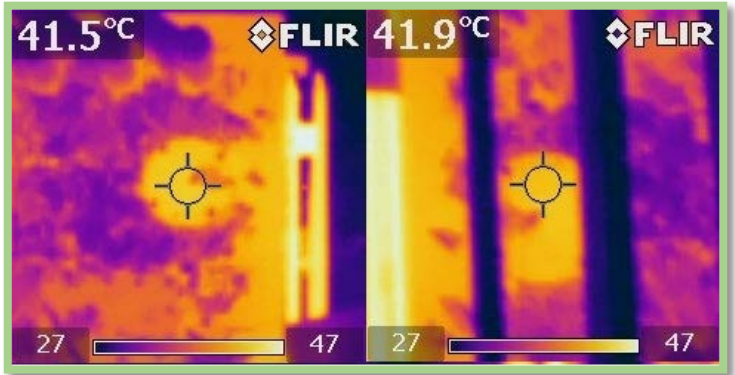


Figura N° 17. Comparación mediciones ST-26.

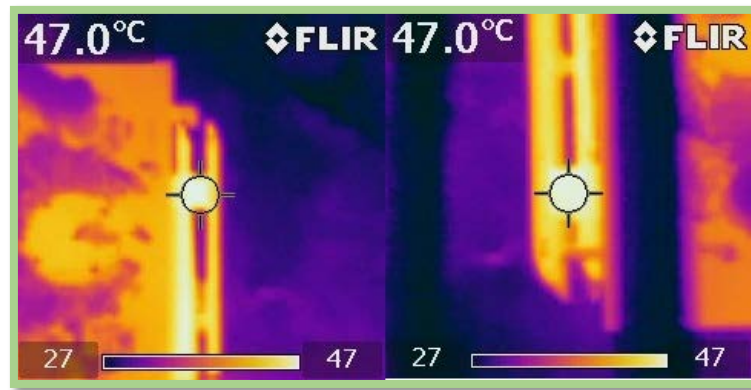


Figura N° 18. Comparación mediciones ST-26.

En base a la modificación a la metodología propuesta se visitaron 21 sótanos de transformación, de los cuales dos se encontraban totalmente inundados (jardín de arquitectura y zooloología tropical), pudiéndose realizar la inspección termográfica en 19 sótanos, a un total de 24 transformadores trifásicos y 3 transformadores monofásicos. Igualmente, se inspeccionaron tres casetas o cuartos de transformación, estudiando nueve transformadores monofásicos y un transformador trifásico. Se realizó termografía a un banco trifásico dispuesto en un poste.

Entre todos los transformadores inspeccionados, se consiguió que el comportamiento más frecuente, coincide con lo esperado, donde el transformador presenta mayores temperaturas en sus radiadores y no presentan puntos calientes en ninguno de sus terminales, presentándose las mayores temperaturas en la parte superior de, tanto en radiadores como en la cuba. En las figuras N° 19 y 20, se observan ejemplos del comportamiento típico de los transformadores sin alteraciones.

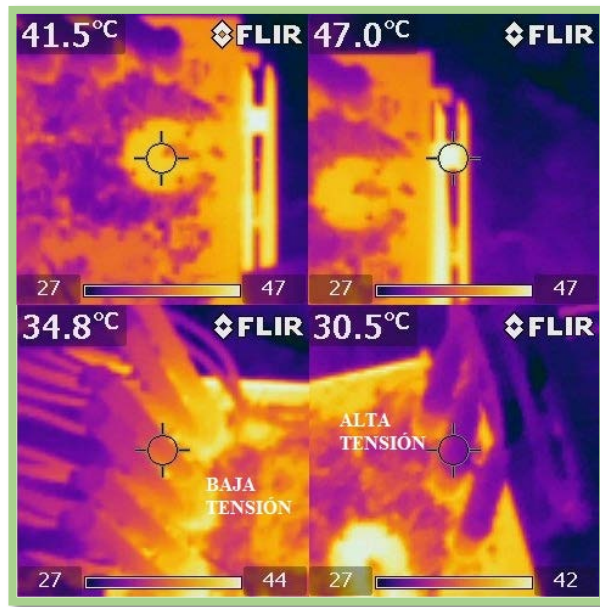


Figura N° 19. Termogramas transformador 750kVA, ST-26.

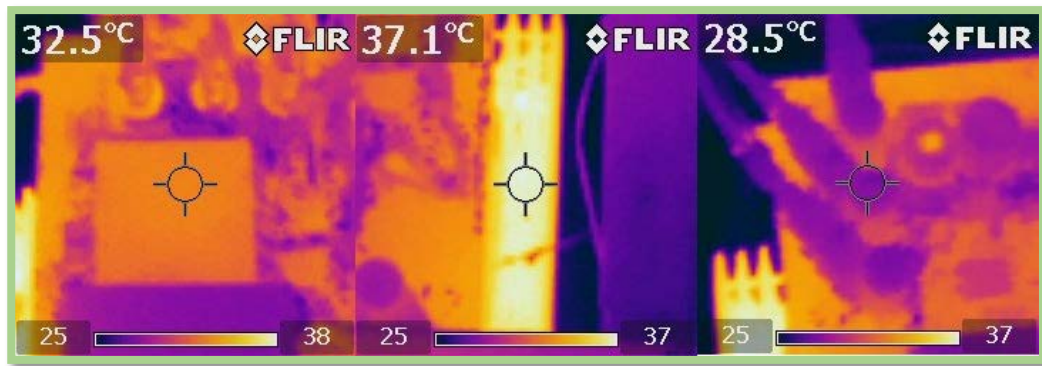


Figura N° 20. Termogramas transformador 500kVA, ST-37I.

Durante las inspecciones se detectaron las siguientes condiciones no deseadas en algunos de los transformadores:

- En el sótano ST-3 uno de los tres transformadores instalados (300kVA), presenta sus temperaturas mayores en la superficie de la cuba, específicamente en la parte central, superiores incluso a las medidas en los radiadores. Este sótano, presenta en el suelo una capa poco profunda de lo que aparenta ser aceite, por lo que se presume que este transformador puede presentar una fuga de aceite.
- El transformador de 300kVA instalado en el sótano ST-19 presenta un punto caliente en uno de los terminales de baja tensión, donde se observa una elevación de temperatura leve respecto a los otros terminales, posiblemente se trate de una conexión floja o sucia. Adicionalmente, el cableado de baja tensión que sale de este sótano presenta múltiples puntos calientes, específicamente en empalmes y conexiones.
- En el sótano ubicado al oeste de la biblioteca central ST-7b, se encuentra instalado un transformador de 100kVA, que presenta un punto caliente en uno de los terminales de baja tensión, con una diferencia de temperatura superior a los 15°C con respecto a los otros terminales de baja tensión. Se presume una conexión defectuosa o floja que genera una elevación importante de la temperatura en el terminal.
- En el sótano ST-12, uno de los transformadores de 300kVA, presenta un punto caliente en uno de los terminales de alta tensión, presentándose una elevación superior a los 30°C con respecto a los otros terminales. Se presume una conexión defectuosa o floja.
- En el sótano ST-27 se observa un punto caliente en uno de los terminales de alta tensión de uno de los transformadores de 500kVA. Se presume una conexión defectuosa o floja.

En la figura N° 21 y 22 se observan algunos ejemplos de los termogramas obtenidos, para las mediciones anormales que se mencionan anteriormente.

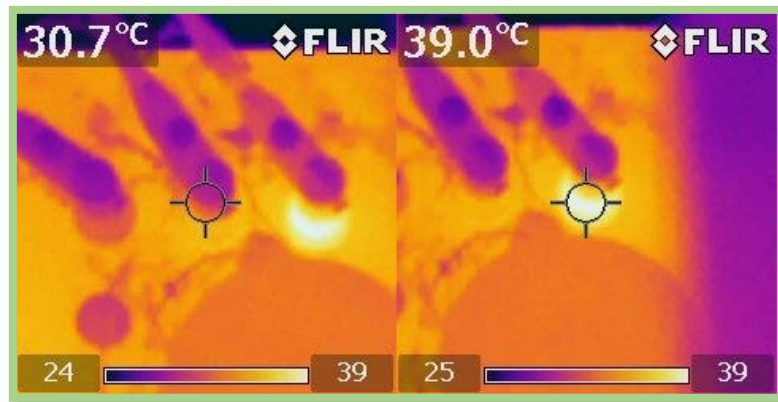


Figura N° 21. Comparación de temperaturas, punto caliente en terminal de alta tensión, transformador 500kVA, ST-27.

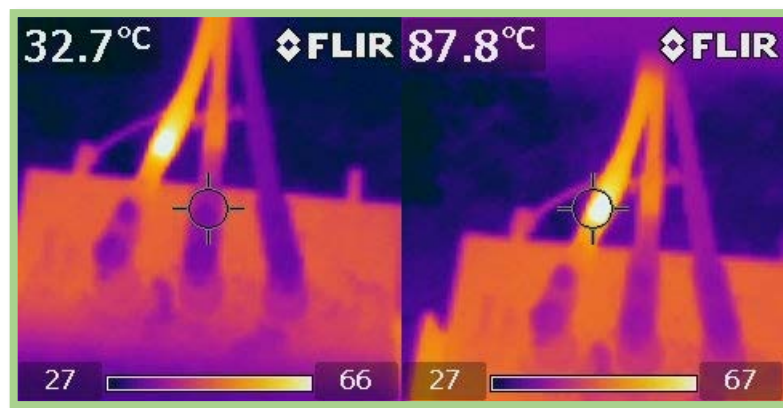


Figura N° 22. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-12.

Los resultados detallados de todas las inspecciones termográfica realizadas a los transformadores de la CUC, se presentan en el anexo N°5.

Una vez finalizadas las inspecciones termográficas, se realizaron ensayos en muestras de aceite dieléctrico. En total se procesaron tres muestras, dos muestras de aceite no utilizado en transformadores proporcionadas por el profesor guía y una

muestra tomada de un transformador monofásico tipo aéreo de 100kVA desincorporado, que fue utilizado como parte de un banco trifásico de contingencia en el cuarto de bombas del Instituto de Medicina Tropical de la UCV, este transformador tiene sus terminales parcialmente desmantelados (bornes retirados) y el personal de la Dirección de Mantenimiento, sugiere que el tanque puede haber sido abierto previamente a la intemperie, lo que contaminaría el aceite en su interior. No fue posible obtener muestras de aceites provenientes de transformadores sumergibles, debido a que no se contó con los equipos necesarios.

Las muestras fueron analizadas con apoyo del Prof. Rene Rojas de la EIDP [37], realizándose los ensayos correspondientes a gravedad específica (densidad relativa), color, tensión interfacial y viscosidad (solamente una muestra virgen y la muestra usada). Para estos ensayos se siguieron los procedimientos descritos en las normas mencionadas en la tabla N°27. Cabe destacar que estos procedimientos de laboratorio, requieren conocimiento en el manejo de muestras y equipos químicos, lo que se encuentra fuera del alcance de esta investigación, por lo que se reportan únicamente los resultados obtenidos mediante la supervisión y guía del Prof. Rojas. De igual forma, se realizó la medición de la rigidez dieléctrica de las muestras de aceite, haciendo uso del equipo marca Hipotronics, modelo OC60A disponible en la EIE, siguiendo el procedimiento descrito en la sección 4.9.2. Para estos ensayos, se denominarán muestra 1 y 2 a los aceites vírgenes y muestra 3 el aceite usado.

En la tabla N° 32, se observa que la muestra 1 no cumple con el valor requerido de rigidez dieléctrica para aceites nuevos para transformadores, el cual es de 25kV para equipos con niveles de tensión inferiores a 69kV. La muestra 2 en cambio, si cumple con la rigidez dieléctrica especificada para aceites nuevos. Ambas muestras se encuentran almacenadas en recipientes no apropiados (botellas plásticas), por lo que se puede presumir que la muestra 1 ha sufrido una modificación de sus características,

por la presencia de humedad o alguna partícula contaminante que facilita la ruptura. Por su parte la muestra 3, presenta la menor rigidez dieléctrica de las obtenidas, lo que indica que este aceite presenta mayor contaminación o degradación respecto a los otros.

Tabla N° 32. Rigidez dieléctrica de las muestras de aceite estudiadas.

Ensayo	Medición (kV)		
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3
1	16±1	22±1	14±1
2	18±1	27±1	17±1
3	18±1	31±1	13±1
4	20±1	36±1	18±1
5	21±1	27±1	20±1
Valor Promedio	18,6±1	28,6±1	16,4

En las tablas N°33, 34 y 35, se observan los resultados obtenidos de las pruebas físico - químicas, aplicadas a las muestras con apoyo de la EIDP, en ellas podemos observar que las muestras de aceites nuevos cumplen con los requerimientos de la norma y su color corresponde al de un aceite nuevo. Por su parte la muestra 3, como es de esperar presenta una coloración de un aceite usado y a su vez presenta una tensión interfacial por debajo de lo esperado, lo que puede significar la presencia de contaminantes polares solubles en el aceite.

Tabla N° 33. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 1.

Ensayo	Valores Obtenidos	Valores requerido	Resultado
Color	0 - 0,5	-	Nuevo
Densidad Relativa	0,866	<0,91	Cumple
Tensión Interfacial	40,2 (mN/m)	>38 (mN/m)	Cumple
Viscosidad Cinemática (50°)	7,646 mm ² /s	-	-

Tabla N° 34. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 2.

Ensayo	Valores Obtenidos	Valores requerido	Resultado
Color	0 - 0,5	-	Nuevo
Densidad Relativa	0,8649	<0,91	Cumple
Tensión Interfacial	40,4 (mN/m)	>38 (mN/m)	Cumple

Tabla N° 35. Resultados de las pruebas realizadas en la EIDP a la muestra 3.

Ensayo	Valores Obtenidos	Valores requerido	Resultado
Color	1,5	-	Usado
Densidad Relativa	0,8883	<0,91	Cumple
Tensión Interfacial	34,3(mN/m)	>38 (mN/m)	No Cumple
Viscosidad Cinemática (50°)	7,064 mm ² /s	-	-

En conjunto, los resultados obtenidos permiten establecer que la muestra 2, es la única en cumplir todos los requerimientos y, por tanto, se pudiera considerar apta para usar en transformadores.

CONCLUSIONES

Esta investigación permitió delimitar de forma clara, las capacidades técnicas de la Escuela de Ingeniería Eléctrica para aplicar ensayos útiles en el diagnóstico a transformadores de potencia, estableciendo como mayor limitación, la carencia de equipos útiles para el diagnóstico en campo; viéndose limitados los transformadores que pueden ser recibidos en la escuela, principalmente por las dimensiones y capacidad de movilizar las unidades por el peso de las mismas. En ese orden de idea, se propusieron equipos y metodologías que pueden ampliar la capacidad de ensayo en campo, a fin de a futuro poder brindar apoyo en el diagnóstico de los transformadores instalados en la UCV, para lo cual se diseñaron formatos útiles para la recolección de los resultados de las pruebas aplicadas.

Actualmente la EIE, cuenta con elementos suficientes, tanto por capacidad propia, como por apoyo de otras escuelas, para realizar pruebas de termografía a los transformadores de distribución dispuestos en la CUC, así como, ensayos al aceite dieléctrico, que permiten dar una primera aproximación, tanto al estado de funcionamiento de los transformadores, en lo que respecta su temperatura superficial, como el estado del aceite dieléctrico que ellos contienen.

Como parte de la comprobación de esa capacidad, se aplicaron las metodologías referentes a las pruebas disponibles actualmente, para lo cual fue necesario recopilar la información referente a los transformadores instalados en la UCV. Dicha información, se organizó en tablas y se ubicaron en los anexos de esta investigación. Se determinó que se encuentran instalados y en funcionamiento más de

cien transformadores dispuestos en sótanos, casetas y postes, de los cuales trece, son de reciente data. De igual forma, se tuvo conocimiento, de la no aplicación de programas de mantenimiento o diagnóstico de los equipos.

Como parte de la actividad se realizó la inspección por termografía de más de 35% de los transformadores, lo que permitió detectar irregularidades en cinco de las unidades inspeccionadas, comprobando así, la utilidad del ensayo en la detección de puntos calientes y perfiles de temperatura distintos a los esperados. Por lo que se estima que el uso extendido de esta técnica en todos los transformadores instalados en la UCV, puede servir para realizar una alerta temprana de situaciones que ameriten atención oportuna.

De igual forma, se comprobó que, a pesar de contar con el apoyo de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, no se cuenta con todos los ensayos útiles en la evaluación del aceite dieléctrico, siendo algunas de las principales carencias, la no disponibilidad de ensayos como: contenido de humedad, conteo de partículas, cromatografía de gases disueltos, entre otros.

Finalmente se puede concluir que esta investigación, sienta las bases para la aplicación de un plan de mediciones a los transformadores dispuestos en la CUC, ya que recopila en un solo documento: los procedimientos, equipos necesarios, la ubicación y características generales de los transformadores a probar. Quedando a disposición de la EIE o la UCV, la adquisición o alquiler de los equipos faltantes.

RECOMENDACIONES.

Una vez determinada la capacidad de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de realizar ensayos en transformadores y de hacer un estudio de parte de la red de distribución eléctrica de la UCV, se recomienda los siguientes aspectos

Recomendaciones para la Escuela de Ingeniería Eléctrica:

- Realizar una valoración de la posibilidad de comprar instrumentos y equipos necesarios para la aplicación de ensayos en transformadores. Haciendo énfasis, en aquellos capaces de hacer diagnósticos integrales con un solo equipo.
- Adquirir una cámara de termografía, a fin de tener mayor disponibilidad de esta tecnología, no solo para el estudio de transformadores, sino para el estudio de instalaciones eléctricas en general. En este sentido, se recomienda adquirir una cámara que posea un campo de visión superior a la cámara usada durante la realización de este trabajo ($FOV = 21^\circ \times 21^\circ$), ya que esto permitirá observar mayor parte de los objetos estudiados en una sola toma, y producirá imágenes con mejor resolución infrarroja.
- En caso de la compra de instrumentos y equipos de medición, revisar las metodologías y ajustarlas según las características de los equipos adquiridos.
- Establecer en conjunto con las Escuelas de Ingeniería de Petróleo y Química, la posibilidad de ampliar en el mediano plazo, los canales de colaboración, para la realización de mayor variedad de ensayos en aceite dieléctrico.

Recomendaciones para la Dirección de Mantenimiento de la UCV.

- Realizar mantenimiento a corto plazo a todos los candados de las rejas de los sótanos de transformación de la CUC, así como las llaves asociadas, con la finalidad de tener acceso de forma fácil en caso de requerirlo.
- Realizar el achique de los sótanos de transformación que se encuentren parcial o totalmente inundados, aunado a un mantenimiento de los drenajes, que evite la continua elevación del nivel del agua.
- Inspeccionar detenidamente los transformadores que se determinó que poseen puntos calientes o comportamientos anormales, por medio de la inspección termográfica realizada en el marco de esta investigación.
- Programar inspecciones bianuales a los transformadores, planteando la posibilidad de aplicar pruebas eléctricas y tomar muestras de aceite dieléctrico, en el marco de la aplicación de un programa de mantenimiento preventivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

[1] Luk C., Javier A. *Desarrollo De Un Manual Para La Aplicación De Pruebas Diagnóstico Y Funcionales En Transformadores* (2011), (Tesis). --Sartenejas: Universidad Simón Bolívar.

[2] Zambrano G., Carlos M.; Fernández P., Luis D. *Estudio Para El Mejoramiento Del Proceso De Mantenimiento Menor Aplicado A Transformadores De Distribución Tipo Poste De La Empresa ENELVEN* (2006), (Tesis). -- Maracaibo: Universidad Rafael Urdaneta.

[3] COVENIN (536: 1994). Transformadores de potencia. Generalidades. 1era Revisión. -- Caracas: FONDONORMA.

[4] COVENIN (3172: 1995). Transformadores de potencia. Métodos de ensayo. -- Caracas: FONDONORMA.

[5] IEEE (C57.152-2013). IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. -- New York: EE. UU: IEEE Standards Association.

[6] Lon N., Arturo J. *Pruebas Eléctricas De Diagnóstico A Los Transformadores De Potencia* (2012), (Tesis). --Sartenejas: Universidad Simón Bolívar.

[7] Carmona J., Francisco; Ochoa, José A. *Procedimiento Para El Mantenimiento Predictivo En Subestaciones De 115 / 34,5 / 13,8 Kv, Utilizando Técnicas De Termografía Y Ultrasonido. Caso De Estudio. Empresa Electricidad De Valencia.* (2008), (Tesis). -- Valencia: Universidad de Carabobo.

[8] Manual de procedimientos: Termografía, guía de bolsillo. Testo SE & Co. KGaA, 2012.

[9] ASTM (D1500 - 03) Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale). EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[10] COVENIN (3362: 1998). Líquidos Dieléctricos. Determinación del Color (Escala ASTM). -- Caracas: FONDONORMA.

[11] ASTM (D92 - 01) Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup. -- EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[12] COVENIN (3361: 1998). Líquidos Dieléctricos. Determinación del Punto de Inflamación y de Fuego por el Método de copa abierta Cleveland. -- Caracas: FONDONORMA.

[13] ASTM (D971 - 99a) Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[14] COVENIN (1180: 1977). Método de Ensayo para Determinar la Tensión Interfacial Contra el Agua por el Método del Anillo. -- Caracas: FONDONORMA.

[15] ASTM (D924 - 03a) Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[16] COVENIN (1182: 1978). Método de Ensayo para Determinar el Factor de Potencia y la Constante Dieléctrica de Líquidos Aislantes. -- Caracas: FONDONORMA.

[17] ASTM (D1533 - 00) Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[18] COVENIN (2879: 1992). Aceites Minerales Aislantes. Determinación del Contenido de Agua. Método Karl Fischer. -- Caracas: FONDONORMA.

[19] ASTM (D974 - 02) Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[20] COVENIN (2295: 1999). Productos del Petróleo. Determinación del Número de Acidez por Titulación Potencio métrica. -- Caracas: FONDONORMA.

[21] ASTM (D445 - 01) Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the Calculation of Dynamic Viscosity). -- EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[22] COVENIN (3627: 2000). Líquidos Dieléctricos. Determinación de Viscosidad Cinemática y el Cálculo de la Viscosidad Dinámica. -- Caracas: FONDONORMA.

[23] ASTM (D1298 - 99) Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[24] COVENIN (1143: 2001). Crudos y sus Derivados. Determinación de la densidad, Densidad Relativa y Gravedad API. Método del Hidrómetro. -- Caracas: FONDONORMA.

[25] ASTM (D3612 - 02) Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[26] ASTM (D5837 - 99) Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC). EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[27] ASTM (D6876 - 02) Standard Test Method for Particle Count in Mineral Insulating Oil Using Automatic Optical Particle Counters. -- EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[28] ASTM (D4059 - 00) Standard Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography. -- EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[29] ASTM (D1698 - 03) Standard Test Method for Sediments and Soluble Sludge in Service-Aged Insulating Oils. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[30] ASTM (D1816 - 04) Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[31] ASTM (D877 - 02) Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes. EE. UU: American Society for Testing and Materials

[32] COVENIN (2283: 2004). Líquidos Dieléctricos. Determinación de la Tensión de Ruptura Utilizando Electrodo Esférico o Semiesférico. -- Caracas: FONDONORMA.

[33] CATALOGO: Transformadores Monofásicos y Trifásicos, distribuidos por SAVICA 2003, c.a. [en línea]. <<http://www.savica2003.com/transformadores.html>> [Consulta: 2016]

[34] CATALOGO: Transformadores Monofásicos y Trifásicos fabricados por CAIVET [en línea]. <http://www.gedisa.com.ve/recientes_aun/catalogos/electricos/libreria_caivet/libreria/cat_caivet_1.pdf> [Consulta: 2016]

[35] CATALOGO: Transformadores distribuidos por Corporación Obramat [en línea]. < <http://www.obramat.com.ve/transformadores.html>> [Consulta: 2016]

[36] NETA (1995). Especificaciones de Pruebas Aceptadas para Sistemas y Equipos de Distribución de Potencia Eléctrica. -- Colorado: EE. UU: International Electrical Testing Association Inc.

[37] Entrevista realizada al Ingeniero Rene Rojas en la Escuela de Ingeniería de Petróleo. U.C.V, septiembre 2016.

[38] COVENIN (2237: 1989). Ropa, Equipos y Dispositivos de Protección Personal. Selección de Acuerdo al Riesgo Ocupacional. -- Caracas: FONDONORMA.

[39] GlobeCore. Transformer Bushings: Testing And Maintenance Of High-Voltage Bushings. [en línea] <http://globecore.com/4-8-transformer-bushings-testing-and-maintenance-of-high-voltage-bushings.html> [Consulta: 2016]

[40] IEEE (C57.12.90: 2010). IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. -- New York: EE. UU: IEEE Standards Association.

[41] Megger. “*Más Vale Prevenir...*” *La Guía Completa Para Pruebas de Aislamiento Eléctrico.*, (Manual). -- Texas: EE. UU: AVO International, 2000.

[42] De Nigris, M; Pasaglia, R.; Berti, R.; Bergonzi, L.; Maggi. R. *A2-207, Application of modern Techniques for The Condition Assessment of Power Transformers.* -- Italia. Cigré, 2004.

[43] Entrevista realizada al Ingeniero. Demian Pereira en la Facultad de Ingeniería. U.C.V, octubre 2016.

[44] ASTM (D923 - 97) Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids. EE. UU: American Society for Testing and Materials.

[45] PDI (P-686-D-1399). Procedimiento para toma de muestras de aceite en transformadores sumergibles de distribución. --Caracas: C.A. La Electricidad de Caracas SACA.

[46] IEEE (C57.106-2006). IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment. -- New York: EE. UU: IEEE Standards Association.

[47] Entrevista realizada al Ingeniero. Nasser Obeid en el Consejo de Preservación y Desarrollo. U.C.V, septiembre 2016.

[48] Parisi, Angelo. [et. al...]. Plano: Red Distribución Eléctrica 4.8kV C.U.C de la UCV. Rev. 2005, Escala 1:1000, Caracas: COPRED.

[49] Parisi, Angelo. [et. al...]. Plano: Red Distribución Eléctrica 12.47kV C.U.C de la UCV. Rev. 2005, Escala 1:1000, Caracas: COPRED.

[50] Entrevista realizada al Ingeniero. Alexander Cepeda en la Escuela de Ingeniería Eléctrica. U.C.V, octubre 2016.

[51] Cepeda Q., Alexander. Programa De Recuperación Equipos Mayores Fase I Transformadores ver 5. (2016), Caracas: Consejo Preservación y Desarrollo (COPRED), Universidad Central de Venezuela.

[52] Cepeda Q., Alexander. Informe de IPI N° IT-APS10EL009-3-031012 (Período del 07-12-2010 al 02-10-2012) Ingeniería, Procura e Inspección del Plan de Recuperación de la Red Primaria de Energía Eléctrica de la UCV (Fase I) (2012). Caracas: Universidad Central de Venezuela.

[53] Parisi, Angelo. [et. al...]. Plano: Red Distribución Eléctrica 4.8kV C.U.C de la UCV. Rev. 2011. Proyecto: Instalación de Transformadores Nuevos (Fase I), Escala 1:1000, Caracas: COPRED.

BIBLIOGRAFIA.

COVENIN (3254: 1996). Transformadores Monofásicos Inmersos En Líquidos Aislantes, Del Tipo Sumergibles. -- Caracas: FONDONORMA.

Manual de procedimientos: Procedimiento De Pruebas De Campo Para Equipo Primario De Subestaciones De Distribución. Comisión Federal de Electricidad (CFE) México, 2003.

[ANEXO N° 1]

[Formatos de recolección de datos para transformadores monofásicos]

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)			Fecha			
Devanado alta	Devanado de baja					

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Tiempo (minuto)	Resistencia medida (MΩ)			Resistencia Corregida (MΩ)		
	RH	RHL	RL	RH	RHL	RL
0,5						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
DAR						
IP						

Temperatura: _____ . Factor de corrección: _____ .

MEDICIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

Conexiones					Medición	I med. (mA)	Potencia activa (w)	Factor de potencia (%)	C (pF)	Resultado
#	ENRG	GST	GST-g	UST						
1	HV	LV			CH+CHL					
2	HV		LV		CH					
3	HV			LV	CHL					
4	LV	HV			CL+CHL					
5	LV		HV		CL					
6	LV			HV	CHL					

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)			Fecha			
Devanado alta	Devanado de baja					

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

TAP	RT Teórica	RT medida	Desviación	Resultado
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

TAP	Devanados de alta tensión (Ω)	
	Resistencias medidas	Resistencias corregidas
	H1-H0	H1-H0
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
TAP	Devanados de baja tensión (m Ω)	
	Resistencias medidas	Resistencias corregidas
	X1-X0	X1-X0
1		

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)		Fecha				
Devanado alta	Devanado de baja					

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

TAP	Corriente medida en el lado de alta tensión H1-H0
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	
2	
3	
4	
5	

PRUEBAS AL ACEITE.

Ensayo	Medición	Rango
Color		
Tensión Interfacial		
Densidad Relativa		

[ANEXO N° 2]

[Formatos de recolección de datos para transformadores trifásicos]

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Tiempo (minuto)	Resistencia medida (MΩ)			Resistencia Corregida (MΩ)		
	RH	RHL	RL	RH	RHL	RL
0,5						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
DAR						
IP						

Temperatura: _____ . Factor de corrección: _____ .

MEDICIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

Conexiones					Medición	I med. (mA)	Potencia activa (w)	Factor de potencia (%)	C (pF)	Resultado
#	ENRG	GST	GST-g	UST						
1	HV	LV			CH+CHL					
2	HV		LV		CH					
3	HV			LV	CHL					
4	LV	HV			CL+CHL					
5	LV		HV		CL					
6	LV			HV	CHL					

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)			Resultado
		A	B	C	A	B	C	
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas			Resistencias corregidas			
	Devanados de alta tensión (Ω)			Devanados de alta tensión (Ω)			
	H1-H0	H2-H0	H3-H0	H1-H0	H2-H0	H3-H0	
1							
2							
3							Para devanados en delta.
4							H1-H0 = H1-H2
5							H2-H0 = H2-H3
6							H3-H0 = H3-H1
7							Factor de corrección:
8							
9							
10							
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)			Devanados de baja tensión (mΩ)			
	X1-X0	X2-X0	X3-X0	X1-X0	X2-X0	X3-X0	
1							

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

TAP	Corriente medida en el lado de alta tensión		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	
2	
3	
4	
5	

PRUEBAS AL ACEITE.

Ensayo	Medición	Rango
Color		
Tensión Interfacial		
Densidad Relativa		

[ANEXO N° 3]

[Ubicación de los puntos de transformación en la CUC]

Tabla N° 36. Sótanos de transformación CUC.

Identificación	Ubicación Aproximada.	Transformadores Presentes	Tensión de Alta
-	Oeste Edificio Museo	1x300kVA	4,8kV
ST-1	INH "Rafael Rangel" Este	1x1000kVA	12,47kV
ST-2	Al norte del Edificio FCU	1x225kVA, 1x300kVA, 1x500kVA	4,8kV
ST-3	Aula Magna Oeste	1x300kVA, 1x500kVA	4,8kV
ST-4	Instituto Anatómico, sur	3x167kVA	4,8kV
ST-5	Ing. Mecánica Sur	1x300kVA	4,8kV
ST-6	Este Esc. Inv. Económicas, Sociología y Trabajo Social	1x500kVA	4,8kV
ST-7	Comedor Universitario norte	1x300kVA	4,8kV
ST-7B	Externo al Edif. Biblioteca Central	2x1000kVA	4,8kV
ST-9A	Dirección de Deportes	1x300kVA	4,8kV
ST-9B	Jardín Botánico	1x300kVA	4,8kV
ST-12	Plaza Rectorado	2x300kVA	4,8kV
ST-13	Facultad Humanidades, Cs. Políticas y Jurídicas jardín norte	1x500kVA	4,8kV
ST-14	Biblioteca Central Este	1x500kVA	4,8kV
ST-15	Oeste de pasillo a la altura de Biblioteca Central	1x75kVA	4,8kV
ST-16	Edif. Ing. Química, Geología y Petróleo	1x750kVA	4,8kV
ST-17	Jardín Arquitectura sur	3x50kVA, 1x150kVA	4,8kV
ST-18	Entrada Facultad Arquitectura	1x750kVA	4,8kV

Parisi, Angelo. [et. al...]. Plano: Red Distribución Eléctrica 4.8kV C.U.C de la UCV. Rev. 2005, Escala 1:1000, Caracas: COPRED.

Parisi, Angelo. [et. al...]. Plano: Red Distribución Eléctrica 12.47kV C.U.C de la UCV. Rev. 2005, Escala 1:1000, Caracas: COPRED.

Cepeda Q., Alexander. Programa De Recuperación Equipos Mayores Fase I Transformadores ver 5. (2016), Caracas: Consejo Preservación y Desarrollo (COPRED), Universidad Central de Venezuela.

Cepeda Q., Alexander. Informe de IPI N° IT-APS10EL009-3-031012 (Período del 07-12-2010 al 02-10-2012) Ingeniería, Procura e Inspección del Plan de Recuperación de la Red Primaria de Energía Eléctrica de la UCV (Fase I) (2012). Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Tabla N° 37. Continuación Sótanos de transformación CUC

Identificación	Ubicación Aproximada.	Transformadores Presentes	Tensión de Alta
ST-19	Edif. Básica Facultad de ing. Este	1x300kVA, 1x500kVA	4,8kV
ST-20	Instituto Medicina Tropical	1x300kVA	4,8kV
ST-21A	Instituto Anatomopatológico	1x750kVA	4,8kV
ST-22	Hospital Universitario Este	1x500kVA	4,8kV
ST-22B	Hospital Universitario Este	1x500kVA	4,8kV
ST-22C	Hospital Universitario Este	1x500kVA	4,8kV
ST-23	Hospital Universitario Oeste	2x500kVA	4,8kV
ST-24	Escuela de Medicina	1x500kVA, 1x300kVA	4,8kV
ST-25	Jardín frente Instituto de investigaciones Oncológicas (Atrás Facultad Odontología)	1x150kVA	4,8kV
ST-26	Odontología, atrás de la cancha	1x750kVA	4,8kV
ST-27	Farmacia	2x500 kVA	4,8kV
ST-30	Av. Instituto. Atrás INH "Rafael Rangel"	2x150kVA	4,8kV
ST-32	Puerta IMME	1x300kVA	4,8kV
ST-35	FACES Oeste	1x750kVA	4,8kV
ST-36	FACES Este	1x750kVA	4,8kV
ST-37A	Instituto Anatómico, sur	1x300kVA	4,8kV
ST-37I	Edif. Básica Facultad de Ing. Oeste	1x500kVA	4,8kV
ST-38	Comedor Universitario Este	3x100kVA	4,8kV
ST-40	Facultad Humanidades, Cs. Políticas y Jurídicas	1x500kVA	4,8kV
ST-41	Instituto Zoología Tropical, Ciencias	1x300kVA	4,8kV
ST-42	Escuela de Química, Ciencias (jardín sur)	1x750kVA	4,8kV

Tabla N° 38. Casetas de transformación CUC.

Identificación	Ubicación Aproximada.	Transformadores Presentes	Tensión de Alta
CT-1	Estadio Olímpico	1x750kVA	12,47kV
CT-2	Estadio Olímpico	1x300kVA	12,47kV
CT-3	Estadio Olímpico	1x300kVA	12,47kV
CT-4	Estadio Olímpico	1x750kVA	12,47kV
CT-5	Estadio Olímpico	1x1000kVA	12,47kV
CT-6**	Esc. Comunicación Social norte.	1x150kVA	4,8kV
CT-6**	Estadio Universitario	1x225kVA	12,47kV
CT-7**	Canchas de Tenis	1x112,5kVA	4,8kV
CT-7**	Estadio Universitario	1x225kVA	12,47kV
CT-8**	Gimnasio Cubierto	3x75kVA	4,8kV
CT-8**	Estadio Universitario	1x225kVA	12,47kV
CT-9	Estadio Universitario	1x500kVA	12,47kV
CT-10	Estadio Universitario	1x225kVA	12,47kV
CT-11	Estadio Universitario	1x225kVA	12,47kV
CT-12	Estadio Universitario	1x500kVA	12,47kV
CT-13	Estadio Universitario	1x300kVA	12,47kV
CT-14	Estadio Universitario	1x500kVA	12,47kV

** Se repite la nomenclatura de las casetas de transformación.

Tabla N° 39. Continuación Casetas de transformación CUC.

Identificación	Ubicación Aproximada.	Transformadores Presentes	Tensión de Alta
CT-28	Laboratorios Facultad de Ciencias extremo oeste	3x37,5kVA, 1x250kVA, 1x150kVA	4,8kV
CT-33	Parroquia Universitaria	1x100kVA	4,8kV
CT-36	Redoma entre Decanato de medicina y Hospital Clínico	3x100kVA	4,8kV
CT-37	Escuela de administración y educación	2x750kVA	4,8kV
CT-38	Aulas humanidades (galpones de Farmacia)	3x100kVA	4,8kV
CT-39H	Ing. Sanitaria	3x100kVA	4,8kV
CT-39Q	Galpón Ing. Química y mecánica	1x750kVA	4,8kV
CT-40	Galpones Derecho	1x300kVA	4,8kV
CT-42	Laboratorios Facultad de Ciencias centro norte	1x750kVA	4,8kV
CT-43C	Edificio al norte de Cancha de futbol Ciencias	1x100kVA	4,8kV
CT-43IM	Instituto Materiales	3x100kVA	4,8kV
CT-44	Escuela Física, Matemática. Fac. Ciencias.	3x100kVA	4,8kV
CT-83	Esc. Ing. Metalúrgica	(no indica Pot.)	4,8kV
39EL366	Esc. Ing. Metalúrgica	1x1000kVA	12,47kV

Tabla N° 40. Poste de transformación CUC.

Identificación	Ubicación Aproximada.	Transformadores Presentes	Tensión de Alta
PT-31	Lab. Hidráulica	3x100kVA	4,8kVA

[ANEXO N° 4]

**[Datos proporcionados por el fabricante para algunos transformadores
dispuestos en la CUC]**

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1114633038	2010	1000	4.66	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	480Y	Yy0 - Dyn1	25/11/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
8900	16600	10900

Temperatura: 24°C. Factor de corrección: 1.

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	27,278	27,291	27,291	27,278	-0,04
2	26,629	26,649	26,648	26,647	-0,07
3	25,979	26,007	26,003	26,005	-0,10
4	25,330	25,362	25,361	25,362	-0,13
5	24,680	24,722	24,721	24,719	-0,16

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	18,620	18,580	18,575	18,575	0,23
2	17,970	17,933	17,933	17,933	0,21
3	17,321	17,29	17,29	17,29	0,19
4	16,671	16,644	16,644	16,646	0,16
5	16,021	16,000	16,001	16,002	0,13

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1114633038	2010	1000	4.66	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	480Y	Yy0 - Dyn1	25/11/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,2488	0,2428	0,2474
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,5670	0,5950	0,6320

Temperatura: _____ 24°C _____.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	3,24	1,94	3,17
110	4,76	2,84	4,64

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	42
2	44
3	46
4	44
5	44

Promedio: _____ 44 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613001	2010	1000	4.67	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	480Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
1900	19200	17600

Temperatura: 23°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	27,278	27,30	27,30	27,30	-0,07
2	26,629	26,65	26,65	26,65	-0,07
3	25,979	26,01	26,01	26,01	-0,11
4	25,330	25,37	25,37	25,37	-0,15
5	24,680	24,72	24,73	24,72	-0,18

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	18,620	18,596	18,596	18,596	0,12
2	17,970	19,948	19,948	19,948	0,12
3	17,321	17,30	17,30	17,30	0,12
4	16,671	16,650	16,650	16,650	0,12
5	16,021	16,002	16,002	16,002	0,12

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613001	2010	1000	4.67	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	480Y		Yy0 - Dyn1	15/12/2010		

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,2497	0,2449	0,2459
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,5495	0,5763	0,600

Temperatura: _____ 23°C _____.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	4,81	2,88	4,31
110	7,14	4,29	6,45

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	40
2	39
3	39
4	38
5	39

Promedio: _____ 39 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613013	2010	300	5,06	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
4220	7450	4020

Temperatura: 20°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,940	62,940	62,940	0,02
2	61,451	61,410	61,410	61,410	0,07
3	59,952	59,940	59,940	59,940	0,02
4	58,453	58,410	58,410	58,410	0,07
5	56,954	56,940	56,950	56,940	0,02

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,94	42,94	42,95	0,06
2	41,469	41,44	41,43	41,45	0,07
3	39,970	39,93	39,93	39,93	0,10
4	38,472	38,44	38,44	38,44	0,08
5	36,973	36,93	36,93	36,93	0,12

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613013	2010	300	5,06	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,8824	1,8482	1,8934
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,5565	0,5905	0,6463

Temperatura: 23°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	2,75	1,73	2,76
110	3,82	2,34	3,76

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	47
2	50
3	43
4	46
5	41

Promedio: 45,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613014	2010	300	5,0	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
4310	6990	3060

Temperatura: 20°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,940	62,940	62,940	0,02
2	61,451	61,410	61,410	61,410	0,07
3	59,952	59,940	59,940	59,940	0,02
4	58,453	58,410	58,410	58,410	0,07
5	56,954	56,940	56,950	56,940	0,02

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,94	42,94	42,95	0,06
2	41,469	41,44	41,43	41,45	0,07
3	39,970	39,93	39,93	39,93	0,10
4	38,472	38,44	38,44	38,44	0,08
5	36,973	36,93	36,93	36,93	0,12

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613014	2010	300	5,0	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,8722	1,830	1,8812
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,5621	0,6071	0,6342

Temperatura: 24°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	2,40	1,63	2,55
110	3,28	2,18	3,44

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	47
2	50
3	43
4	46
5	41

Promedio: 45,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613020	2010	750	5,25	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
5980	4260	1840

Temperatura: 20°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,030	63,010	63,030	-0,12
2	61,451	61,520	61,520	61,520	-0,11
3	59,952	60,020	60,020	60,020	-0,11
4	58,453	58,520	58,520	58,520	-0,11
5	56,954	57,010	57,010	57,010	-0,10

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,010	43,010	43,010	-0,10
2	41,469	41,510	41,510	41,510	-0,10
3	39,970	40,000	40,000	40,010	-0,08
4	38,472	38,510	38,510	38,510	-0,10
5	36,973	37,010	37,010	37,010	-0,10

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613020	2010	750	5,25	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,3580	0,3560	0,3530
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,2950	0,2920	0,3220

Temperatura: 22°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	6,16	4,31	7,13
110	10,83	7,96	13,23

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	42
2	40
3	44
4	44
5	41

Promedio: 42,2 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613024	2010	150	5,29	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y		Yy0 - Dyn1	15/12/2010		

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
4880	8830	5180

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,98	62,98	62,99	-0,05
2	61,451	61,51	61,52	61,53	-0,11
3	59,952	59,96	59,96	59,96	-0,01
4	58,453	58,51	58,52	58,53	-0,11
5	56,954	56,96	56,96	56,96	-0,01

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,980	42,980	42,980	-0,03
2	41,469	41,510	41,510	41,530	-0,11
3	39,970	39,980	39,980	39,980	-0,03
4	38,472	38,390	38,410	38,410	0,18
5	36,973	36,970	36,970	36,970	0,01

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613024	2010	150	5,29	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	3,849	3,856	3,810
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	1,3566	1,3943	1,4265

Temperatura: 26°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	2,52	1,64	2,53
110	3,74	2,48	3,87

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	42
2	41
3	40
4	44
5	44

Promedio: 42,2 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613025	2010	150	5,19	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
5740	9410	5040

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,96	62,93	62,94	0,01
2	61,451	61,51	61,52	61,53	-0,11
3	59,952	59,96	59,96	59,96	-0,01
4	58,453	58,51	58,52	58,53	-0,11
5	56,954	56,91	56,93	56,94	0,05

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,960	42,960	42,960	0,02
2	41,469	41,510	41,510	41,530	-0,11
3	39,970	39,960	39,960	39,960	0,03
4	38,472	38,390	38,410	38,410	0,18
5	36,973	36,950	36,960	36,960	0,04

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613025	2010	150	5,19	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	3,872	3,814	3,789
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	1,3362	1,3924	1,4338

Temperatura: 25°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	3,42	1,99	2,95
110	5,19	3,05	4,43

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	45
2	40
3	42
4	42
5	45

Promedio: 42,8 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1114613043	2010	300	5,11	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
5530	9710	4840

Temperatura: 20°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,94	62,94	62,93	0,02
2	61,451	61,44	61,43	61,45	-0,11
3	59,952	59,97	59,94	59,94	0,00
4	58,453	58,44	58,44	58,44	0,02
5	56,954	56,93	56,93	56,93	0,04

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,940	42,940	42,950	0,06
2	41,469	41,440	41,430	41,450	0,07
3	39,970	39,930	39,930	39,930	0,10
4	38,472	38,440	38,440	38,440	0,08
5	36,973	36,930	36,930	36,930	0,12

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1114613043	2010	500	5,11	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/12/2010			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,8462	1,8592	1,8643
TAP	Devanados de baja tensión (m Ω)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,5475	0,5867

Temperatura: 26°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	3,67	2,11	3,30
110	5,15	2,96	4,58

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	47
2	50
3	43
4	46
5	41

Promedio: 45,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	144623002	2011	500	5,18	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
3220	6610	3730

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,01	63,01	63,01	-0,10
2	61,451	61,55	61,52	61,52	-0,13
3	59,952	60,02	60,02	60,02	-0,11
4	58,453	58,52	58,53	58,53	-0,13
5	56,954	57,02	57,02	57,02	-0,12

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,02	43,02	43,02	-0,12
2	41,469	41,52	41,53	41,52	-0,13
3	39,970	40,01	40,02	40,02	-0,12
4	38,472	38,52	38,52	38,52	-0,12
5	36,973	37,01	37,00	37,01	-0,09

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	144623002	2011	500	5,18	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y		Yy0 - Dyn1	15/04/2011		

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,005	0,999	1,009
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,357	0,378	0,400

Temperatura: 25°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	4,13	2,68	4,13
110	6,40	4,16	6,53

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	48
2	52
3	40
4	48
5	49

Promedio: 47,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653035	2011	500	5,08	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
5900	8470	3210

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,01	63,01	63,03	-0,11
2	61,451	61,55	61,53	61,53	-0,14
3	59,952	60,02	60,03	60,02	-0,12
4	58,453	58,54	58,53	58,53	-0,14
5	56,954	57,01	57,01	57,01	-0,10

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,02	43,02	43,02	-0,12
2	41,469	41,52	41,53	41,52	-0,13
3	39,970	40,03	40,02	40,02	-0,13
4	38,472	38,52	38,52	38,52	-0,12
5	36,973	37,01	37,00	37,02	-0,11

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653035	2011	500	5,08	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,990	0,984	0,986
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,343	0,352

Temperatura: 25°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	3,95	2,57	3,98
110	5,91	3,84	6,06

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	48
2	52
3	40
4	48
5	49

Promedio: 47,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653036	2011	500	5,05	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y		Yy0 - Dyn1	15/04/2011		

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
3250	5490	2440

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,01	63,01	63,01	-0,10
2	61,451	61,55	61,53	61,53	-0,14
3	59,952	60,02	60,03	60,02	-0,12
4	58,453	58,54	58,53	58,53	-0,14
5	56,954	57,00	57,02	57,02	-0,10

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,02	43,02	43,02	-0,12
2	41,469	41,52	41,53	41,52	-0,13
3	39,970	40,03	40,02	40,02	-0,13
4	38,472	38,52	38,52	38,52	-0,12
5	36,973	37,01	37,03	37,02	-0,13

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653036	2011	500	5,05	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,990	0,992	0,990
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,338	0,355

Temperatura: 25°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	4,43	3,10	4,70
110	6,60	4,56	7,13

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	48
2	52
3	40
4	48
5	49

Promedio: 47,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653037	2011	500	5,06	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
5320	8890	4460

Temperatura: 25°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,00	63,00	63,00	-0,08
2	61,451	61,55	61,53	61,53	-0,14
3	59,952	60,02	60,02	60,02	-0,11
4	58,453	58,52	58,53	58,53	-0,13
5	56,954	57,02	57,02	57,02	-0,12

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,02	43,02	43,02	-0,12
2	41,469	41,52	41,53	41,52	-0,13
3	39,970	40,01	40,02	40,02	-0,12
4	38,472	38,52	38,52	38,52	-0,12
5	36,973	37,01	37,00	37,01	-0,09

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653037	2011	500	5,06	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	15/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,986	0,988	0,987
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,339	0,351

Temperatura: 23°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	5,46	3,37	5,22
110	8,35	5,23	8,18

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	48
2	52
3	40
4	48
5	49

Promedio: 47,4 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653008	2011	300	5,10	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
7190	11600	6100

Temperatura: 23°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,93	62,95	62,93	0,02
2	61,451	61,42	61,42	61,43	0,04
3	59,952	59,92	59,93	59,93	0,04
4	58,453	58,42	58,41	58,43	0,06
5	56,954	56,92	56,93	56,93	0,05

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,92	42,94	42,93	0,09
2	41,469	41,42	41,43	41,45	0,09
3	39,970	39,92	39,94	39,94	0,09
4	38,472	38,42	38,44	38,44	0,10
5	36,973	36,91	36,94	36,94	0,12

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	134653008	2011	300	5,10	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,887	1,894	1,897
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,620	0,6610

Temperatura: 27°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	2,69	1,63	2,65
110	3,79	2,26	3,70

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	44
2	46
3	44
4	36
5	40

Promedio: 42 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	114663016	2011	300	5,09	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
7320	12800	6400

Temperatura: 23°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	62,93	62,94	62,94	0,02
2	61,451	61,43	61,43	61,43	0,03
3	59,952	59,94	59,94	59,94	0,02
4	58,453	58,43	58,43	58,44	0,03
5	56,954	56,94	56,93	56,95	0,03

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	42,92	42,93	42,93	0,10
2	41,469	41,43	41,43	41,43	0,09
3	39,970	39,92	39,93	39,93	0,11
4	38,472	38,44	38,43	38,42	0,11
5	36,973	36,92	36,92	36,92	0,14

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	114663016	2011	300	5,09	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	1,875	1,849	1,859
TAP	Devanados de baja tensión (m Ω)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
	-	0,685	0,727

Temperatura: 27°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	2,36	1,71	2,70
110	3,29	2,36	3,80

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	44
2	46
3	44
4	36
5	40

Promedio: 42 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613023	2011	750	5,31	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
8610	13800	8710

Temperatura: 23°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,01	63,01	63,02	-0,10
2	61,451	61,54	61,52	61,54	-0,13
3	59,952	62,02	62,02	62,02	-0,11
4	58,453	58,56	58,51	58,51	-0,13
5	56,954	57,01	57,01	57,01	-0,10

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,01	43,03	43,03	-0,13
2	41,469	41,51	41,51	41,51	-0,10
3	39,970	40,03	40,02	40,02	-0,13
4	38,472	38,51	38,51	38,51	-0,10
5	36,973	37,01	37,01	37,02	-0,11

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	1124613023	2011	750	5,31	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,355	0,355	0,354
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,279	0,302	0,332

Temperatura: 27°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	5,94	3,75	6,04
110	11,17	6,87	11,02

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	44
2	46
3	44
4	36
5	40

Promedio: 42 kV.

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	144623001	2011	500	5,04	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y	Yy0 - Dyn1	26/04/2011			

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Resistencia medida (MΩ)		
RH	RHL	RL
6780	9500	5000

Temperatura: 24°C . Factor de corrección: 1 .

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Devanado de alta: 12,47kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	62,950	63,00	63,00	63,00	-0,08
2	61,451	61,50	61,50	61,50	-0,08
3	59,952	60,02	60,02	60,02	-0,11
4	58,453	58,52	58,53	58,53	-0,13
5	56,954	57,02	57,02	57,02	-0,12

Devanado de alta: 4,8kV

TAP	RT Teórica	Relación de transformación medida			Desviación (%)
		A	B	C	
1	42,968	43,02	43,02	43,02	-0,12
2	41,469	41,52	41,53	41,52	-0,13
3	39,970	40,00	40,00	40,00	-0,07
4	38,472	38,52	38,52	38,52	-0,12
5	36,973	37,01	37,01	37,01	-0,10

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
(PRUEBAS DEL FABRICANTE)**

Características del transformador						
Marca	Serial	Año de Fab.	Potencia (kVA)	Zcc (%)	Clase	Enfriamiento
CAIVET	144623001	2011	500	5,04	55°C	OA
Tensiones (kV)			Grupo de conexión.	Fecha		
Devanado alta	Devanado baja					
12,47 Y - 4,8 D	208Y		Yy0 - Dyn1	26/04/2011		

RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

TAP	Resistencias medidas		
	Devanados de alta tensión (Ω)		
	H1-H0	H2-H0	H3-H0
3	0,979	0,983	0,9880
TAP	Devanados de baja tensión (mΩ)		
	X1-X0	X2-X0	X3-X0
-	0,365	0,359	0,398

Temperatura: 24°C.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

% de tensión nominal	Corriente medida en el lado de baja tensión (A)		
	I1	I2	I3
100	4,72	3,01	4,63
110	7,18	4,61	7,17

RIGIDEZ DIELECTRICA

Muestra	Medición (kV)
1	48
2	52
3	40
4	48
5	49

Promedio: 47,4 kV.

ANEXO N°5

[Resultados de la inspección termográfica a los transformadores de la CUC]

El día 19 de octubre de 2016, se realizó un recorrido por los sótanos de transformación dispuestos en las inmediaciones de la plaza del rectorado (ST-12), edificio museo (sin identificación) y Aula Magna (ST-3), siendo imposible acceder a los dos primeros, por problemas con los candados dispuesto para asegurar las rejas de acceso. Las condiciones ambientales apreciadas fueron favorables (cielo nublado sin precipitaciones), con una temperatura ambiente de aproximadamente 23°C.

Durante el recorrido, se accedió al interior del sótano de transformación ST-3, ubicado en los jardines que se encuentran entre el estacionamiento del Rectorado y el Aula Magna. Dicho sótano, presentaba en su interior una capa poco profunda, de lo que aparentaba ser aceite dieléctrico, que cubría la totalidad del suelo. En esta instalación, se encuentran dispuestos tres transformadores trifásicos, dos de ellos de 300kVA y uno de 500kVA. A continuación, se presentan parte de las imágenes obtenidas mediante la inspección termográfica a las unidades instaladas.

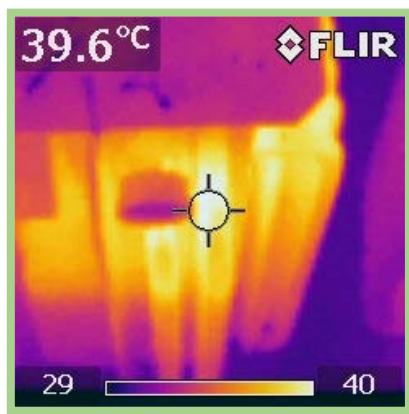


Figura N° 23. Termogramas transformador 1, 300kVA, ST-3.

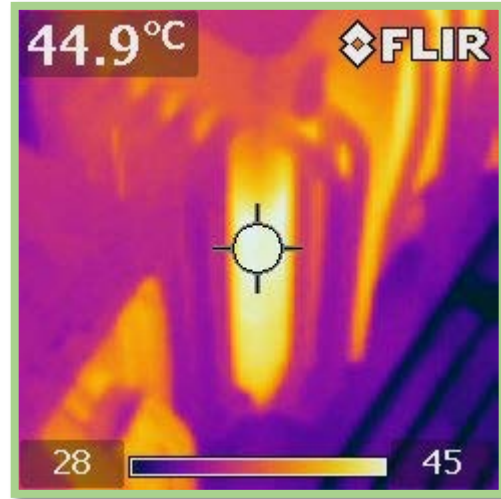


Figura N° 24. Termogramas transformador 2, 300kVA, ST-3.

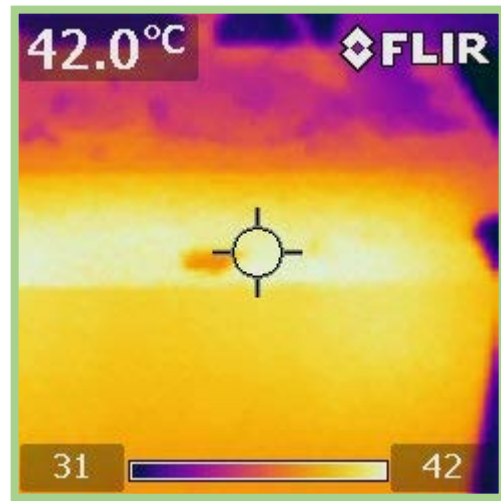


Figura N° 25. Termogramas transformador 3. 500kVA. ST-3.

En la figura N°23, se pueden observar un primer transformador de 300kVA, que presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, específicamente en la parte

superior de los mismos, los cuales presentan temperaturas máximas de 39,6°C en su superficie, según la medición arrojada por la cámara termográfica. La cuba del transformador, presenta una temperatura ligeramente por debajo, no se observaron puntos calientes en las conexiones.

La figura N° 24, representa el segundo transformador de 300kVA, el cual presenta un comportamiento contrario al anterior, ya que sus mayores temperaturas se concentran en la parte inferior y central de la cuba, alcanzando temperaturas de aproximadamente 45°C, mientras que sus radiadores presentan temperaturas varios grados por debajo, de igual forma no se observaron puntos calientes en las conexiones. Resulta importante destacar que el comportamiento encontrado, difiere con lo esperado, ya que se presentan mayores temperaturas en la cuba que en los radiadores.

La figura N° 25, muestra el punto de mayor temperatura del tercer transformador instalado en el ST-3, unidad de 500kVA, que presenta su mayor temperatura en la parte superior de su radiador, alcanzado una temperatura máxima de 42°C, no se observaron puntos calientes en las conexiones. Es importante resaltar, que las mediciones para este transformador, se llevaron a cabo aproximadamente a tres metros de distancia, por la ubicación dentro del sótano.

El día 24 de octubre de 2016, se realizó la inspección de los sótanos de transformación adyacentes a la Facultad de Ingeniería, específicamente los sótanos ST-37 y ST-19 ubicados próximos al edificio de aulas y el sótano ST-16 adyacente al estacionamiento de autoridades y cercano a la EIE. Durante el recorrido, la temperatura ambiental aproximada fue de 23°C, el clima estuvo despajado.

El Sótano ST-16 pudo ser observado desde su parte superior y se comprobó que tiene en su interior un transformador de 750kVA, durante la inspección, se registraron las siguientes imágenes.

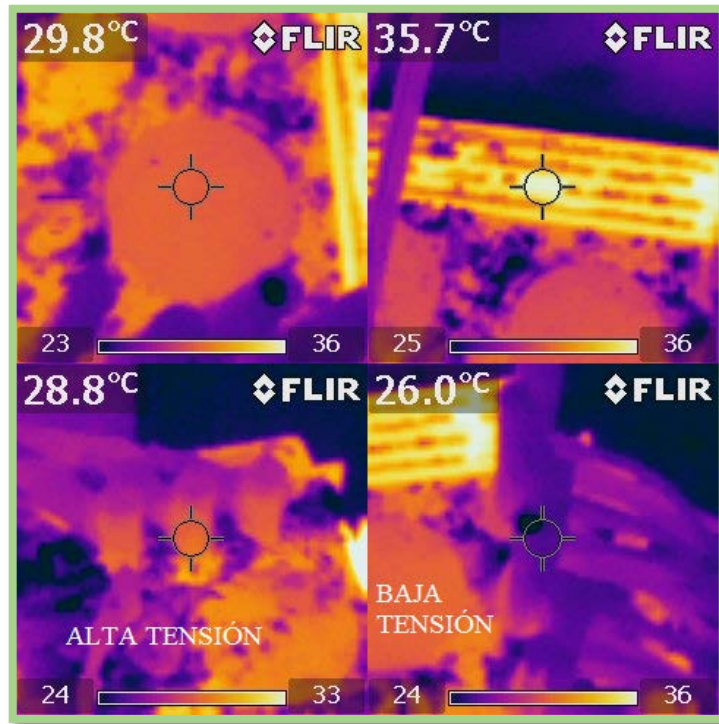


Figura N° 26. Termogramas transformador 750kVA ST-16

En la figura N° 26, se observa que las mayores temperaturas para el mencionado transformador se presentan en los radiadores, los cuales presentan una temperatura aproximadamente 6°C mayor a la cuba de la unidad. No se observaron puntos calientes en el equipo.

El Sótano ST-37I ubicado entre el Decanato de Ingeniería y el Edificio de Aulas, tiene en su interior un transformador de 500kVA; a la inspección visual, resalta la existencia de corrosión en la superficie del transformador en distintos puntos. Durante la inspección se hizo la captura de las siguientes imágenes

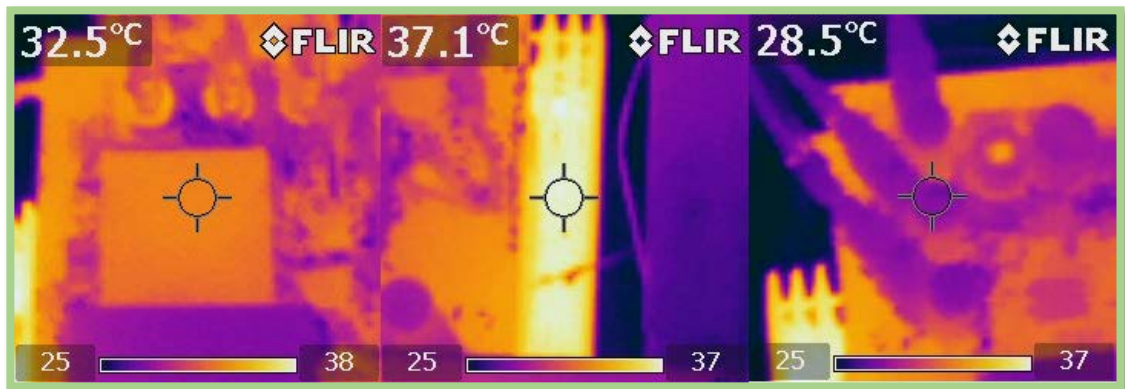


Figura N° 27. Termogramas transformador 500kVA ST-37I

En la figura N° 27 se observan que las mayores temperaturas presentes en el transformador, se encuentran en los radiadores, con aproximadamente 4,6°C de diferencia de temperatura respecto a la superficie de la cuba. No se observaron puntos calientes en el equipo.

El sótano ST-19 dispuesto entre el Edificio de Física y el Edificio de Aulas, tiene en su interior dos transformadores, el primero de 300kVA y el segundo de 500kVA. A continuación, se presentan las imágenes recogidas durante la inspección.

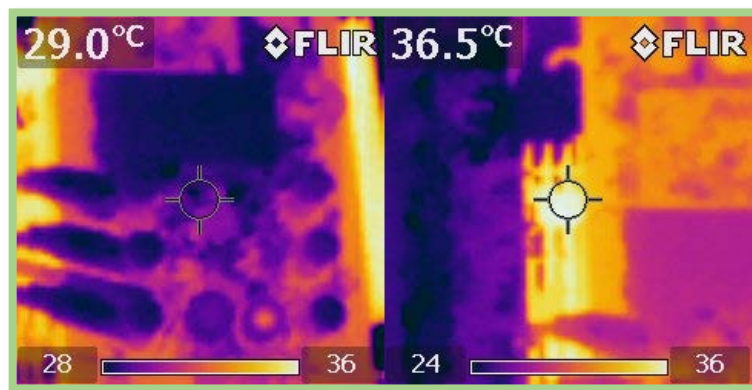


Figura N° 28. Termogramas Transformador 500kVA, ST-19.

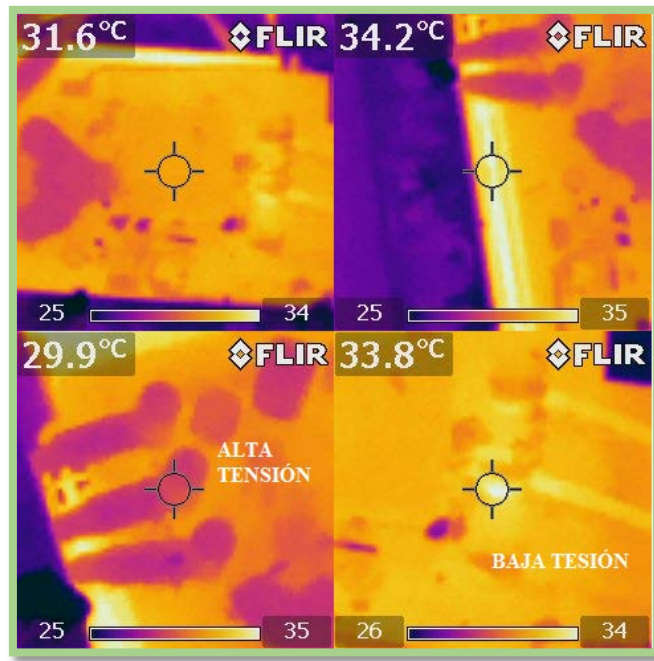


Figura N° 29. Termogramas Transformador 300kVA, ST-19.

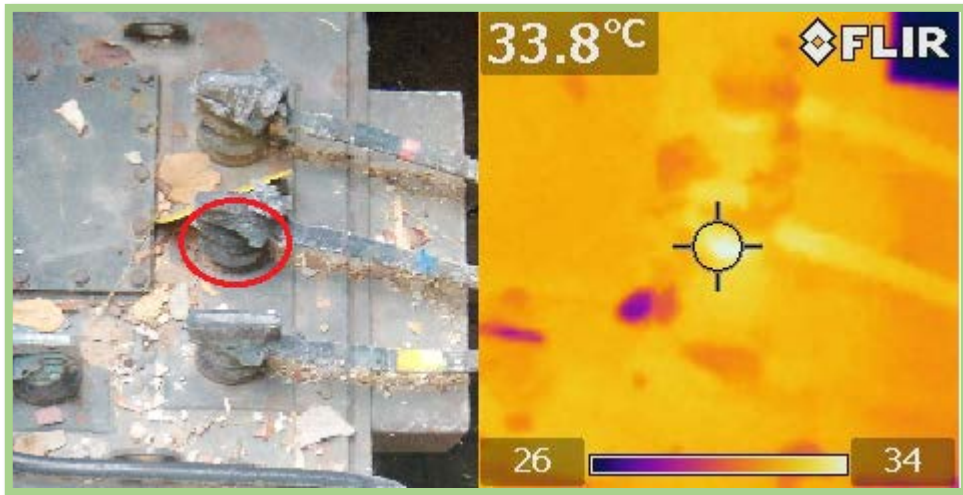


Figura N° 30. Punto caliente en terminal baja tensión, transformador 300kVA ST-19.

En la figura N° 28, se puede observar el comportamiento de las temperaturas en la superficie del transformador de 500kVA dispuesto en el ST-19, donde se encuentran

mayores temperaturas en los radiadores, con respecto a la cuba, con aproximadamente $7,5^{\circ}\text{C}$ de diferencia. Este transformador no presenta puntos calientes.

En la figura N°29, se observa que las mayores temperaturas del transformador de 300kVA se encuentran en los radiadores, con una diferencia de temperatura respecto a la superficie de la cuba de $2,6^{\circ}\text{C}$ aproximadamente. Este transformador presenta un punto ligeramente más caliente en el terminal central de baja tensión, en la figura 30 se observa la ubicación aproximada de este punto. La aparición de este punto puede deberse a una conexión floja, sucia o corroída.

Durante la inspección al sótano ST-19, se observaron, además, la aparición de puntos calientes en algunas secciones del cableado de baja tensión, así como pérdidas de aislamiento en algunas otras secciones. La figura N° 31, ilustra la ubicación de los puntos calientes del cableado, donde se pueden observar diferencias de temperaturas superiores a los 10°C , se precisan inspecciones adicionales para determinar el motivo de este comportamiento. En la figura N° 32, se observan algunas de las pérdidas de aislamiento del cableado que se dirige al edificio de aulas, este cableado debe ser cambiado a la brevedad posible.

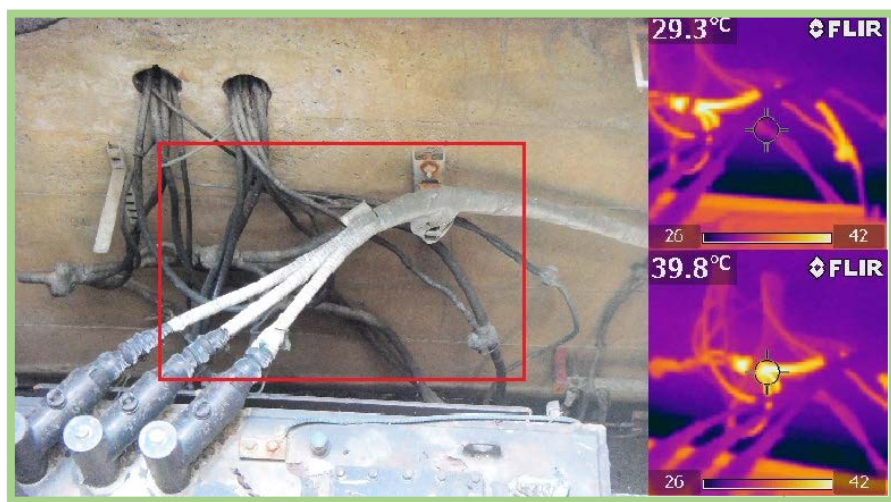


Figura N° 31. Ubicación de puntos calientes en el cableado de baja tensión ST-19.

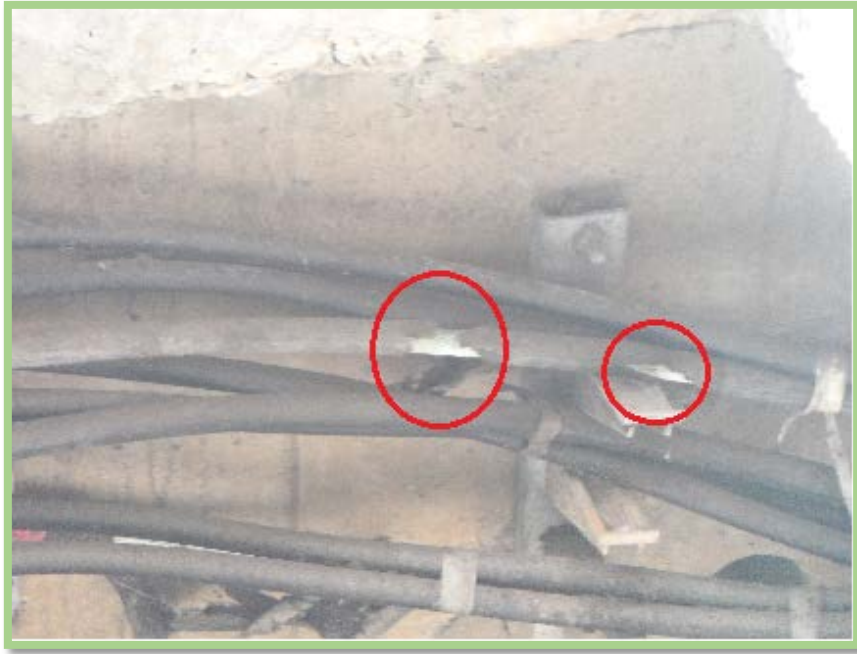


Figura N° 32. Fallas de aislamiento, cableado de baja tensión ST-19.

Adicionalmente durante esta jornada, se hicieron capturas de imágenes con la cámara termográfica, a fin de apreciar el efecto de la reja de los sótanos en la aplicación de este procedimiento, haciéndose la comparación con las lecturas obtenidas con visión directa sobre el equipo. En la figura N°33 se puede apreciar que los rangos de temperatura máxima dispuestos por la cámara son similares, observándose que no se presentan mayores alteraciones en las temperaturas medidas, siendo la principal desventaja la visión obstruida, sin embargo, se pudieran realizar mediciones preliminares a fin de determinar si las temperaturas exceden los valores esperado o si existen puntos calientes, planteándose además como una alternativa para sótanos a los cuales no se puede acceder por problemas con los candados.

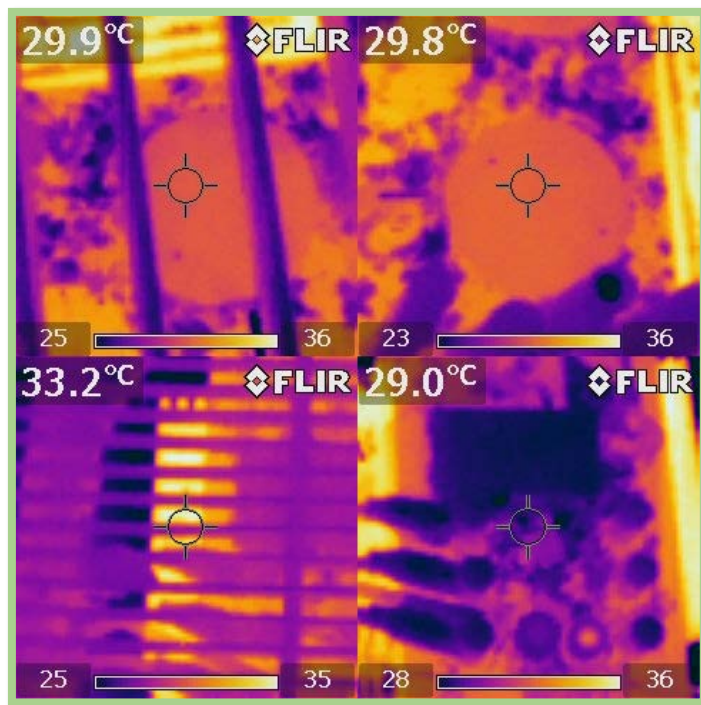


Figura N° 33. Comparación de los termogramas obtenidos con visión directa y a través de la reja de los sótanos.

El día 27 de octubre de 2016 se realizó la visita a los sótanos ubicados al oeste de la Biblioteca Central. Se trata de dos sótanos sin denominación especial que contienen cada uno un transformador de 1000kVA de iguales características, durante la visita los sótanos se encontraban parcialmente inundados, además se registró una temperatura ambiente de aproximadamente 22°C y clima despejado.

El transformador dispuesto en el primer sótano estudiado, se encuentra en vacío, a la espera de la instalación de la carga a servir, por su parte el otro transformador se encuentra en operación con carga. A continuación, se presentan las imágenes obtenidas durante esta inspección.

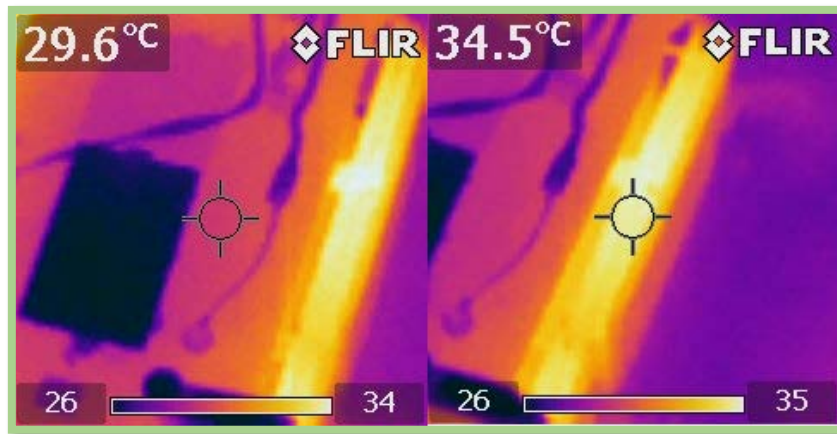


Figura N° 34. Transformador 1000kVA en vacío. ST Biblioteca Central.

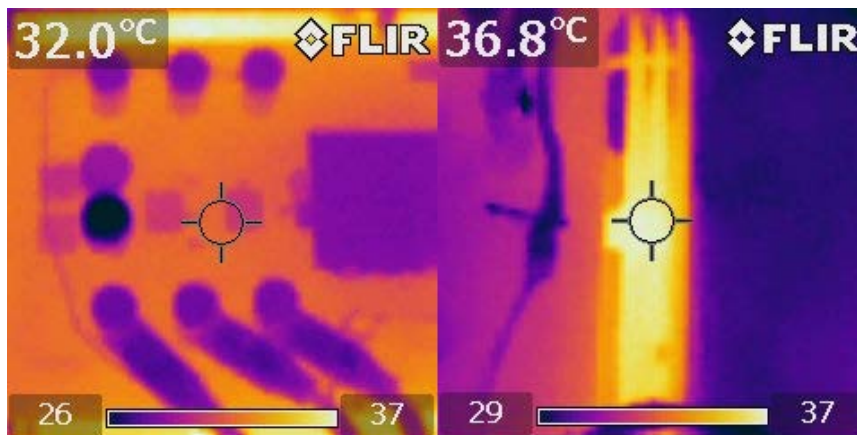


Figura N° 35. Transformador 1000kVA operando con carga. ST Biblioteca Central.

En las figuras N° 34 y 35, se puede observar el comportamiento de las temperaturas de los transformadores descritos anteriormente. Como se puede observar, ambos poseen temperaturas mayores en sus radiadores, los cuales presentan aumentos de temperatura cercanos a los 5°C con respecto a sus cubas, siendo interesante destacar que el transformador que opera con carga, presenta una temperatura aproximadamente 2,3°C superior al transformador que opera en vacío, debiéndose esta diferencia a las mayores corrientes que circulan en el transformador cargado.

Durante la inspección termográfica aplicada al transformador con carga, fue posible detectar la existencia de un punto caliente en uno de los terminales de baja tensión, como se observa en la figura 36.

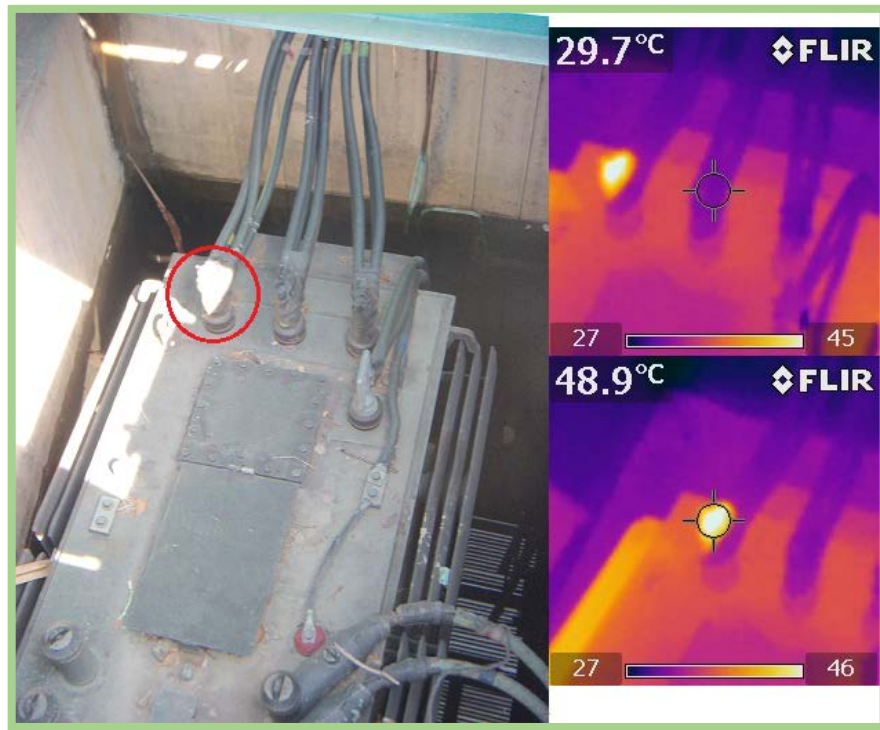


Figura N° 36. Punto caliente, transformador 1000kVA bajo carga. ST Biblioteca Central.

Como se puede observar en la figura N°36, el terminal de la izquierda del devanado de baja tensión, posee una temperatura más de 19°C superior a los otros terminales, lo que refleja un problema de importancia en la conexión, que debe ser solucionado e investigado a la brevedad a fin de determinar sus causas. Es importante resaltar que, a pesar de la incidencia del sol sobre el terminal en cuestión en la figura, antes de abrir la reja se realizó una primera inspección termográfica preliminar y se observó la elevación de temperatura sin la influencia del sol, como se observa en la figura N°37.

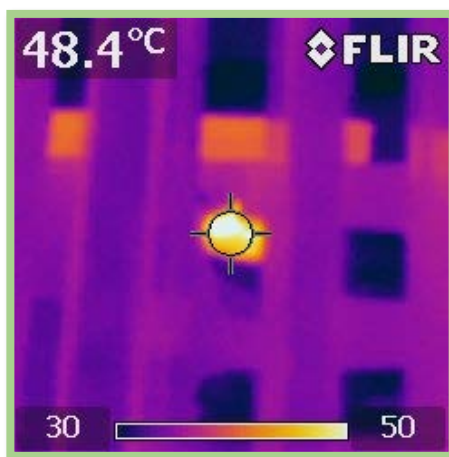


Figura N° 37. Punto caliente, transformador 1000kVA bajo carga. Inspección previa al acceso al sótano.

El día 31 de octubre de 2016 se realizó visita a los sótanos de transformación, ST-26 ubicado en la parte posterior de la facultad de odontología, ST-6 adyacente al cafetín de trabajo social, ST-7 ubicado al norte del comedor universitario; de igual forma se visitó nuevamente el sótano ST-12 ubicado en el rectorado y el sótano que alimenta el edificio museo (sin identificación). Debido a los problemas de acceso encontrado en días anteriores (candados atascados o llave no disponible), se retomó el análisis del efecto de las rejillas de transformador en el ST-26.

Durante la inspección del sótano ST-26, se pudo realizar la apertura de la rejilla, en el interior se encuentra instalado un transformador de 750kVA, el cual presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, aproximadamente 5,5°C superior a la superficie de la cuba, sin presencia de puntos calientes en ningún punto de la superficie, ni en los terminales de alta o baja tensión. Las principales imágenes obtenidas se observan en la figura N° 38.

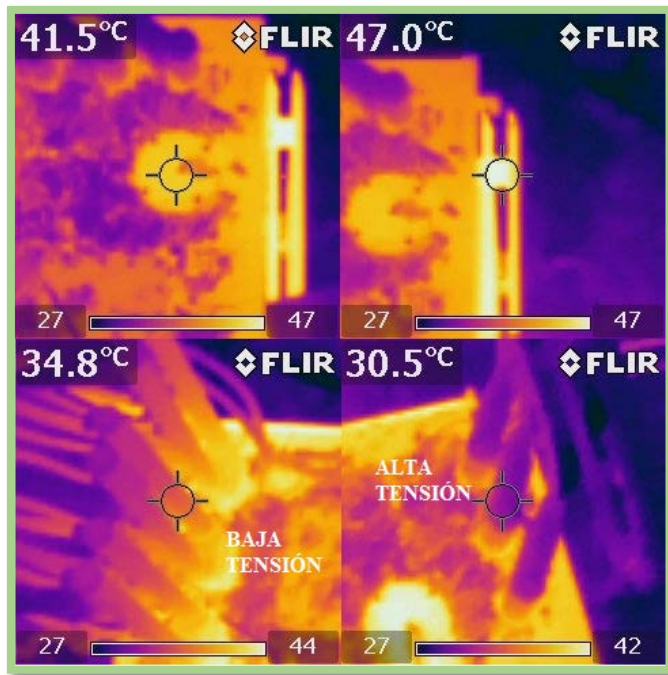


Figura N° 38. Termogramas transformador 750kVA, ST-26.

De igual forma, al poder realizar la apertura de la reja sin problemas, se realizó nuevamente una comparación de las lecturas obtenidas, mediante la termografía a través de la reja del sótano y con visión directa. Como se puede observar en la figura N° 39, no se aprecia mayor diferencia en las mediciones obtenidas.

En vista de lo anteriormente descrito, se manejó la alternativa de realizar la inspección a través de la reja en sótanos a los cuales no se pueda tener acceso directo, estudiando el patrón de temperaturas encontrados en los transformadores instalados, además de evaluar la posible existencia de puntos calientes.

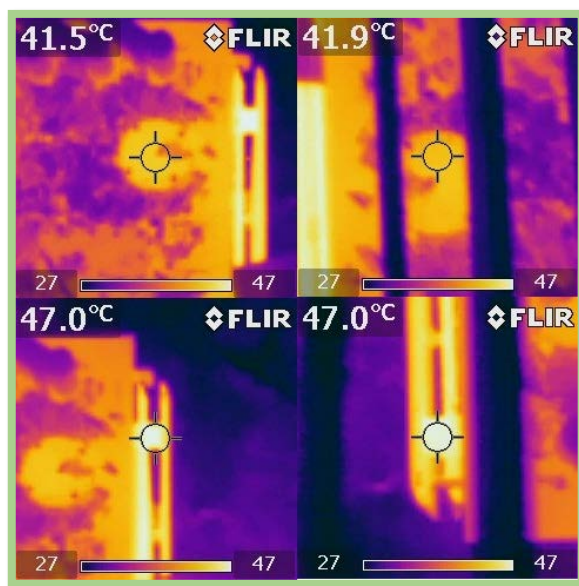


Figura N° 39. Comparación de las termogramas con visión directa y a través de la reja del sotano ST-26.

En vista de la observación anterior, se decidió visitar nuevamente el sótano ST-12, del cual no se disponía llave; ello bajo la sugerencia del personal de COPRED, que señalaba que uno de los transformadores dispuestos en el sótano habría presentado una falla por exceso de temperatura en las semanas anteriores. En el interior del sótano, se encuentran instalados dos transformadores de 300kVA, siendo estudiado en primer lugar, el transformador señalado como previamente fallado.

Como se observa en la figura N° 40, el transformador presenta en las paredes laterales de la cuba, temperaturas superficiales superiores a los 53°C, pudiéndose presumir, temperaturas interiores mayores, sin embargo, no se tiene conocimiento de la clase del transformador, por lo cual no resulta posible determinar si la temperatura se encuentra cercana al límite. Se sugirió, realizar estudios adicionales al equipo, en vista de los antecedentes que presenta.

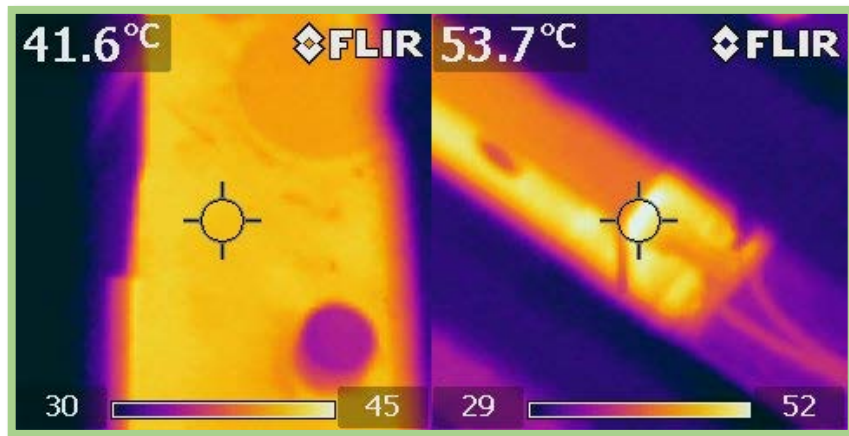


Figura N° 40. Termogramas transformador 1, 300kVA, Sótano ST-12.

En la figura N° 41, se observan las imágenes correspondientes al otro transformador instalado en el sótano ST-12, este transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, con un valor de aproximadamente 40°C, unos 4°C por encima de la temperatura de la cuba. Sin embargo, se puede observar la existencia un punto caliente en uno de los conductores que llegan a los terminales de alta tensión.

En la figura N°42, se puede observar la comparación de las temperaturas entre estos terminales, cabe destacar que la cámara termográfica, registró una temperatura superior a los 87°C en el punto caliente, mientras la escala de colores establecía una temperatura máxima de 67°C, por lo cual se comprobó la temperatura con ayuda de un termómetro laser marca 3M modelo IR-16EXL3, obteniéndose una lectura de aproximadamente 66°C. Asumiendo la correlación entre la mayor temperatura mostrada por la escala y la medición con el termómetro laser, se aprecia una diferencia entre la temperatura de los terminales, superior a 30°C, lo que puede sugerir un desbalance importante en la carga, una conexión defectuosa u otra situación indeseable. Se sugirió la atención inmediata y contrastar esta situación con ensayos adicionales.



Figura N° 41. Termogramas transformador 2, 300kVA, Sótano ST-12.

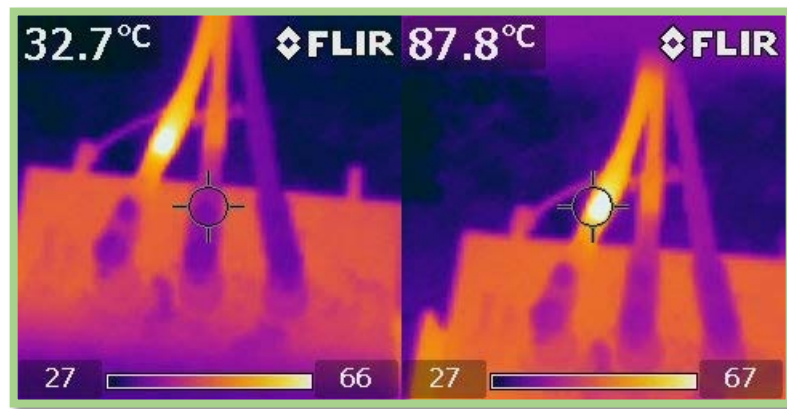


Figura N° 42. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-12.

Posteriormente se visitó el sótano que contiene el transformador que alimenta el edificio museo, este sótano no posee denominación especial, no se tuvo acceso por

problemas con el candado, por lo tanto, se realizó la inspección a través de la reja, en su interior se encuentra un transformador de 300kVA.

En la figura N° 43 se observa que este transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores con temperaturas de casi 5°C por encima de la cuba, sin presencia de puntos calientes.

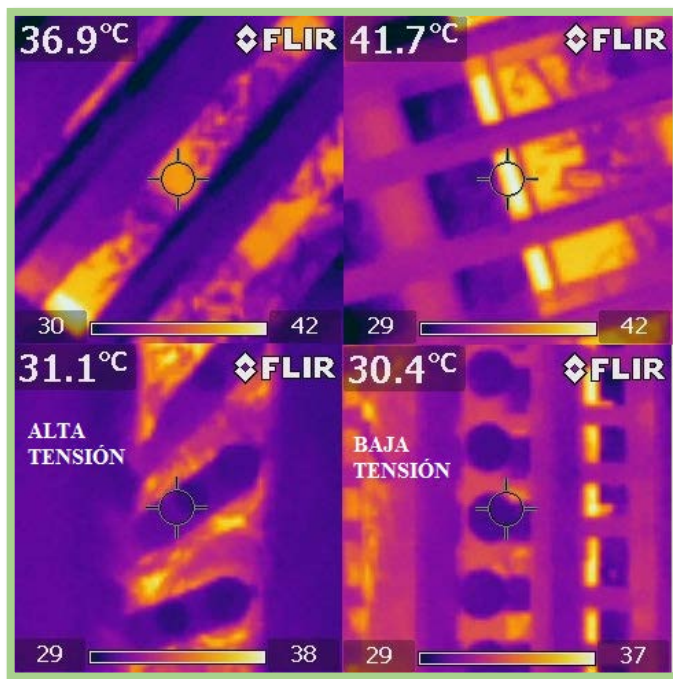


Figura N° 43. Termogramas, transformador 300kVA, Sótano edificio Museo.

Durante la inspección al sótano ST-6 se observó que, en el lugar se encuentran dispuestos dos sótanos contiguos, de los cuales no se disponía de llave en el momento, se procedió entonces a realizar la inspección a través de la reja de uno de ellos, debido a que la reja del otro sótano, no permitía tener una visión suficiente del transformador allí instalado.

En la figura N° 44 se observa que las mayores temperaturas del transformador se encuentran en los radiadores, los cuales presentan una temperatura de casi 4°C por encima de la cuba, no fue posible apreciar los terminales de este transformador. De igual forma, no se observaron puntos calientes.

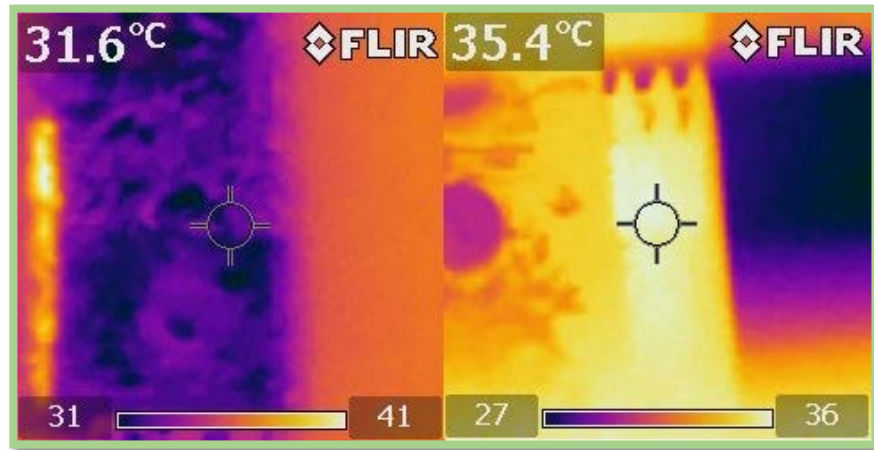


Figura N° 44. Termogramas transformador ST-6.

Posteriormente se realizó la inspección del sótano ST-7, en el interior se encuentra un transformador de 300kVA, no fue posible acceder a este sótano por problemas con el candado. Se realizó la inspección termográfica a través de la reja del sótano.

En la figura N° 45 se puede observar que este transformador, presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, con temperaturas alrededor de 8°C superiores a las medidas en la cuba, cabe destacar que la parte superior de este transformador, estaba cubierto de hojas, lo que dificulta la medición de la temperatura de su superficie. No se observaron puntos calientes en este transformador.

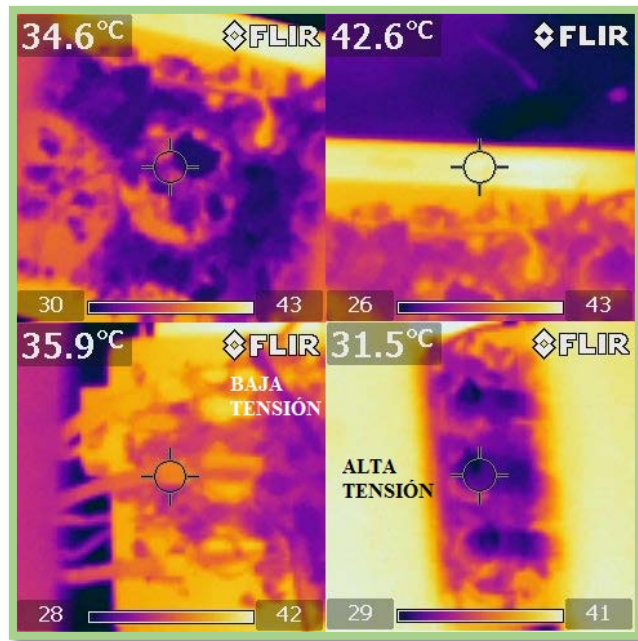


Figura N° 45. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-7.

El día 1 de noviembre de 2016, se realizó la visita a los sótanos de transformación, ST-21 que alimenta al Instituto de Medicina Experimental, ST-21A que alimenta al Instituto Anatómico, ST-20 dispuesto en el interior de Instituto de Medicina Tropical, ST-9A adyacente a la Dirección de Deportes, ST-14 y ST-15 ubicados en el jardín ubicado en la cara este de la Biblioteca Central. También se visitó la caseta CT-8 ubicada en la sede de los Bomberos Universitarios y se inspeccionaron los transformadores adosados al poste ubicado entre el edificio de Ingeniería Sanitaria y el Instituto de Mecánica de Fluidos, denominado PT-31.

El sótano ST-21 presenta en su interior un banco trifásico compuesto por tres transformadores de 167kVA. Durante la inspección, se tuvo acceso al sótano, el cual se encontraba parcialmente inundado, por lo cual se realizaron mediciones desde la parte superior del sótano. A continuación, se presentan las imágenes obtenidas en este sótano.

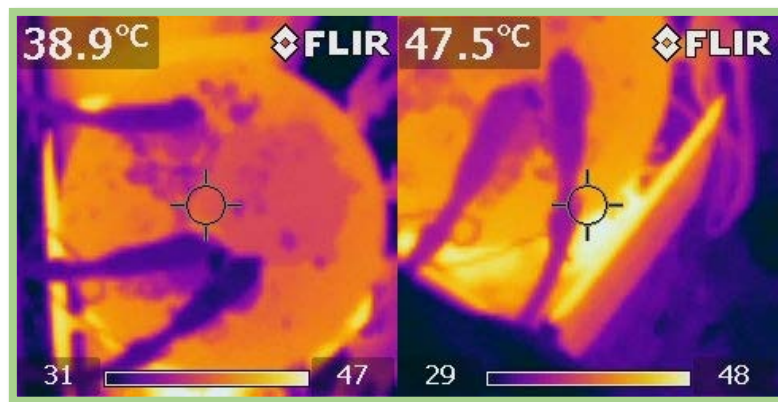


Figura N° 46. Termogramas transformador 1, 167kVA. Sótano ST-21.



Figura N° 47. Termogramas transformador 2, 167kVA. Sótano ST-4.



Figura N° 48. Termogramas transformador 3, 167kVA. Sótano ST-4.

En las figuras N° 46, 47 y 48, se observa que los tres transformadores monofásicos, presentan temperaturas superiores en sus radiadores con respecto a su cuba y no presentan puntos calientes. Sin embargo, la temperatura de operación de los tres transformadores es distintas, lo que sugiere un posible desbalance de la carga del banco trifásico.

Durante la inspección al sótano ST-21A, no se tuvo acceso al interior, ya que este presentaba soldadura en la reja, lo que evita la apertura de la reja. En su interior, se encuentra instalado un transformador de 300kVA. Se realizó la inspección termográfica a través de la reja del sótano.

En la figura N°49, se observan las imágenes obtenidas para este transformador, el cual presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, con valores cerca de 5°C superiores a la temperatura de la cuba, de igual forma no se observan puntos calientes.

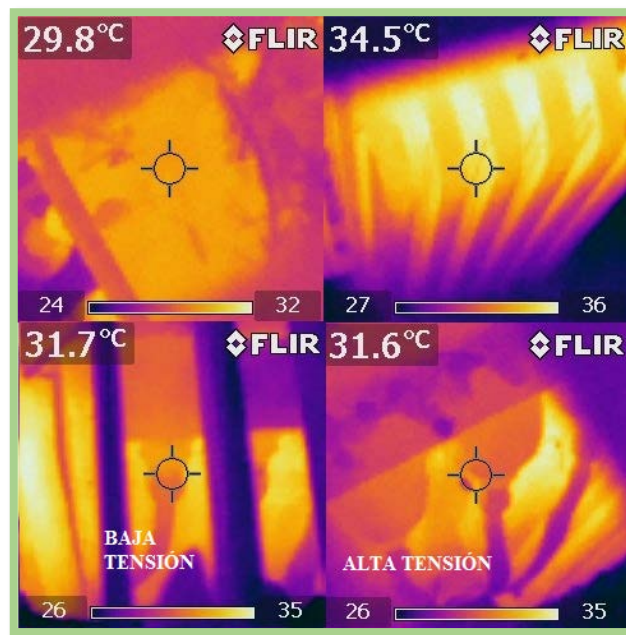


Figura N° 49.Termogramas transformador 300kVA. Sótano ST-21A.

Durante la inspección al sótano ST-20, se observó que el sótano se encuentra parcialmente inundado y en su interior se encuentra un transformador de 300kVA, al cual se le realizó la inspección termográfica desde la parte superior del sótano.

En la figura N° 50, se observa que la superficie de la tapa de la cuba, opera a una temperatura de aproximadamente 34,5°C, no se registró la temperatura de los radiadores, pero al evaluar la escala de los termogramas, se observa que estos se encuentran alrededor de 38°C. De igual forma, no se observaron puntos calientes en este transformador.

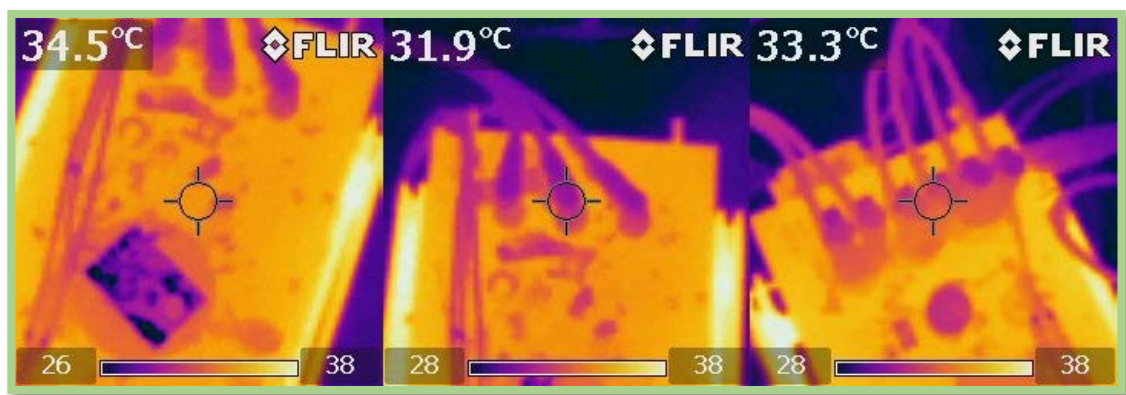


Figura N° 50. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-20.

Durante la inspección al sótano ST-9A, se observó que se encuentra inundado de forma parcial, por lo cual se procedió a realizar la inspección desde la parte superior del sótano. En su interior se encuentra dispuesto un transformador de 300kVA. En la figura N°51, se observa que el equipo presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, presentándose temperaturas de aproximadamente 30°C. No se pudieron visualizar los terminales del transformador, ni se observaron puntos calientes.

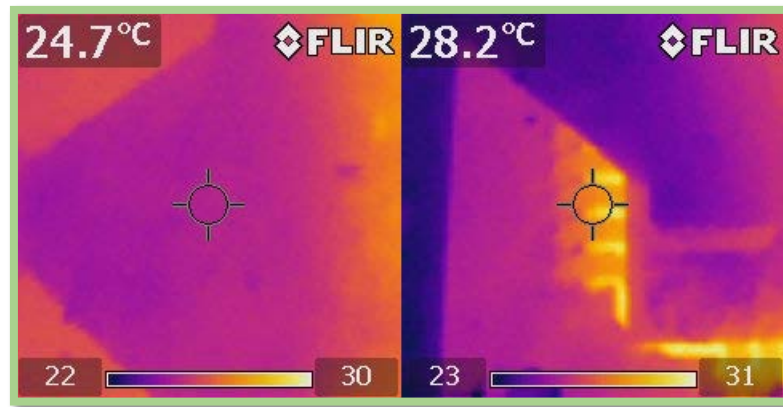


Figura N° 51. Termogramas transformador 300kVA, Sótano ST-9A.

Durante la inspección al sótano ST-14, se observaron dos transformadores, se tiene registro de un transformador de 500kVA, no fue posible acceder a este sótano por problemas con el candado, además, este sótano se encontraba parcialmente inundado. Se realizó la inspección termográfica a través de la reja. En las siguientes imágenes se observan las mediciones realizadas.

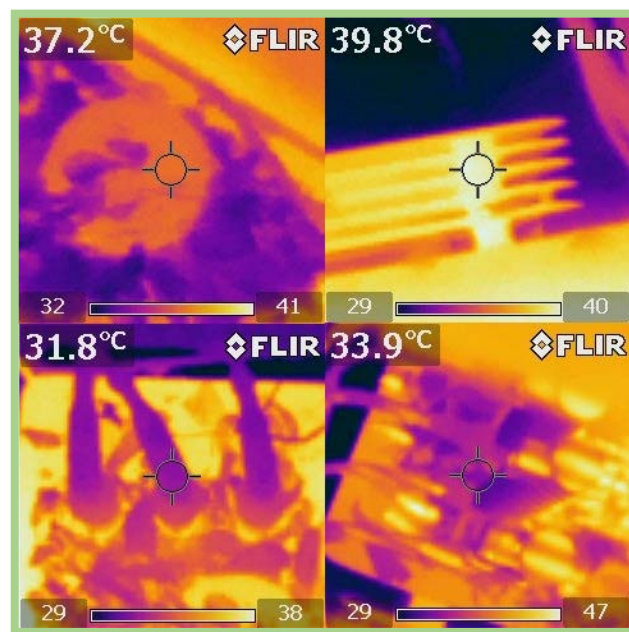


Figura N° 52. Termogramas transformador 1, Sótano ST-14.

En la figura N°52, se observa que el transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 2,6°C por encima de la temperatura de la cuba, no se observaron puntos calientes

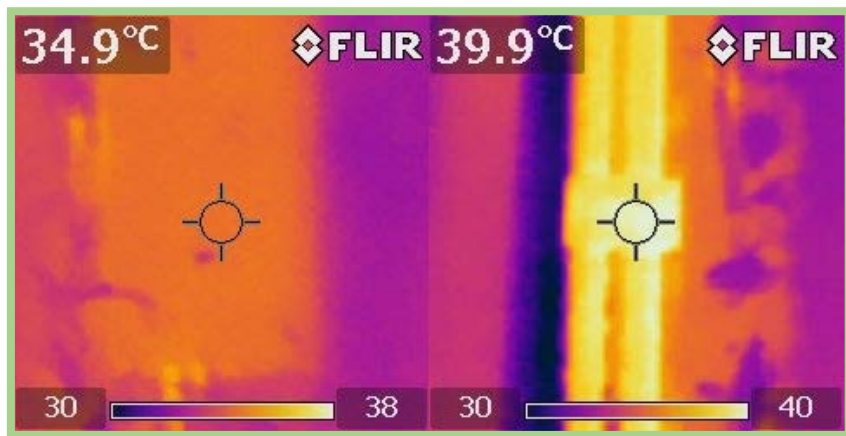


Figura N° 53. Termogramas transformador 2, Sótano ST-14.

En la figura N°53, se observa que el transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 5°C por encima de la temperatura de la cuba, no se pudo observar los terminales del transformador, ni se observaron puntos calientes

El Sótano ST-15, contiene en su interior un transformador de 75kVA, no fue posible acceder al sótano por problemas con el candado, este sótano se encontraba parcialmente inundado.

En la figura N° 54, se observa que el transformador presenta su mayor temperatura en los radiadores, los cuales están aproximadamente 1°C por encima de la temperatura de la cuba.



Figura N° 54. Termogramas transformador 75kVA, Sótano ST-15.

Durante esta jornada, se visitó la caseta CT-8, la cual posee en su interior, un banco trifásico, compuesto por tres transformadores tipo aéreo de 75kVA. Los transformadores presentan una considerable capa de polvo acumulada sobre su superficie, sin presentar ninguna alteración o defecto a la inspección visual. Los conductores se aprecian en buen estado, al igual que el resto de las instalaciones dispuestas en la caseta.

En la figura N°55, se observan los termogramas del banco trifásico, en donde se evidencia que uno de los transformadores opera un par grados centígrados por encima de la temperatura de los otros dos, pudiéndose deber a desbalance de carga. No se observaron puntos calientes en los terminales de los transformadores.

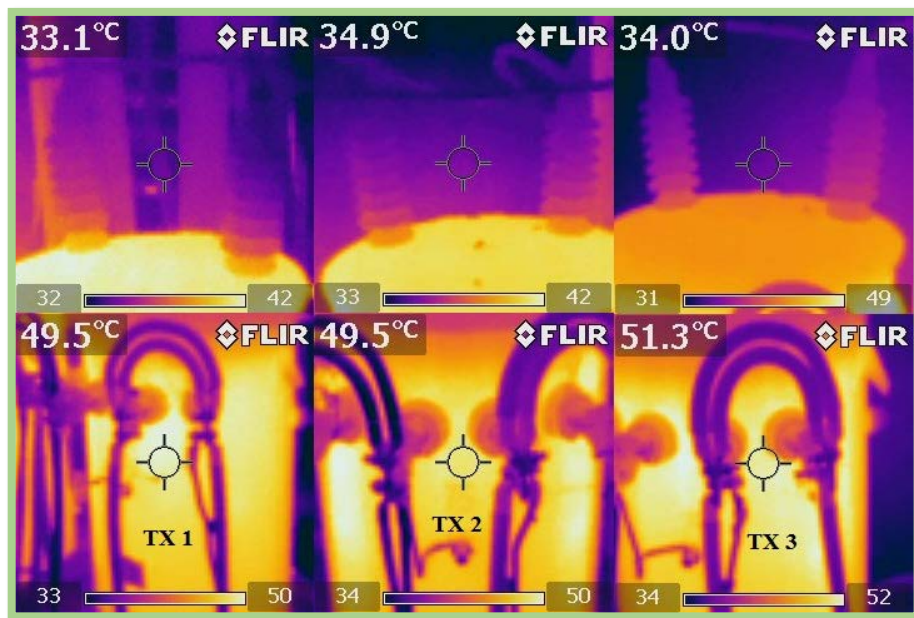


Figura N° 55. Termogramas banco trifásico CT-8.

Finalmente, durante esta jornada se realizó la inspección termográfica al banco trifásico, adosado al poste denominado PT-31, conformado por tres transformadores de 100kVA. En la figura N°56, se puede observar que los tres transformadores, presentan temperaturas diferentes, lo que puede sugerir desbalance de las cargas.

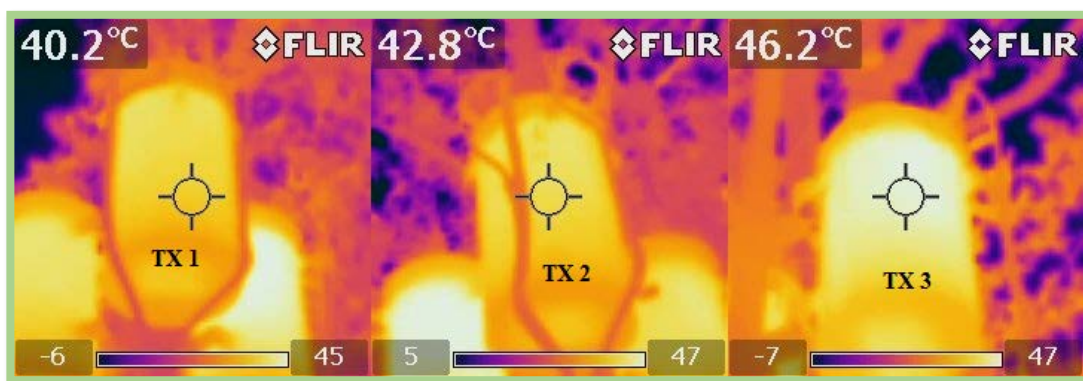


Figura N° 56. Termogramas banco trifásico PT-31.

El día 2 de noviembre de 2016, se realizó la visita a los sótanos de transformación, ST-27 ubicado en la Facultad de Farmacia, ST-42 ubicado adyacente al edificio de química de la Facultad de Ciencias, ST-41 ubicado adyacente al Instituto de Zoología Tropical (sótano inundado), y el sótano adyacente al edificio de microbiología el cual no tiene denominación especial. De igual forma, se visitaron las casetas o cuartos de transformación, CT-28 ubicada en el edificio de Soplado de Vidrio y CT-44 ubicada en el edificio de física de la Facultad de Ciencias. Se contó con una temperatura ambiental de aproximadamente 24°C y clima nublado.

El Sótano ST-27, tiene en su interior dos transformadores de 500kVA, no se pudo acceder al sótano por problemas con la llave. Se denominó transformador 1 al ubicado más al este y transformador 2 al restante. En la figura N°57, se observa que el transformador 1 presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 9°C por encima de la temperatura de la cuba, no se observaron puntos calientes

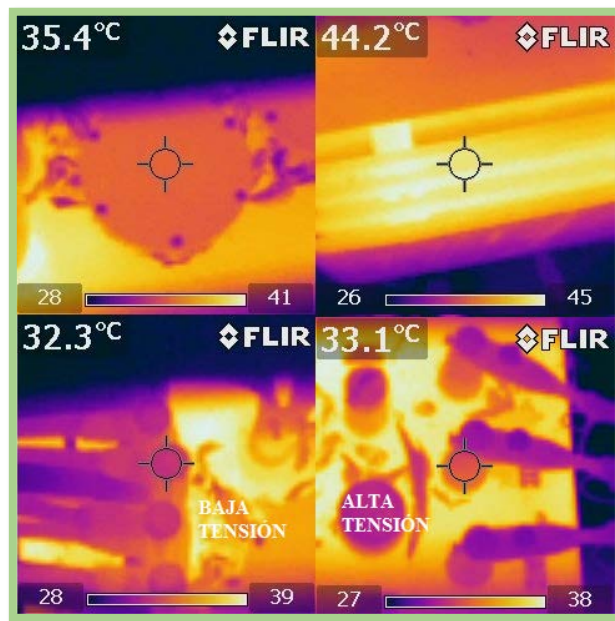


Figura N° 57. Termogramas transformador 1 500kVA, Sótano ST-27.

En la figura N°58, se observa que el transformador 2 presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 6°C por encima de la temperatura de la cuba, este transformador presenta un punto caliente en uno de los terminales de alta tensión. En la figura N° 59, se observa que el terminal que presenta el punto caliente, se encuentra aproximadamente 9°C por encima de los demás terminales de alta. Se presume una conexión defectuosa o floja.

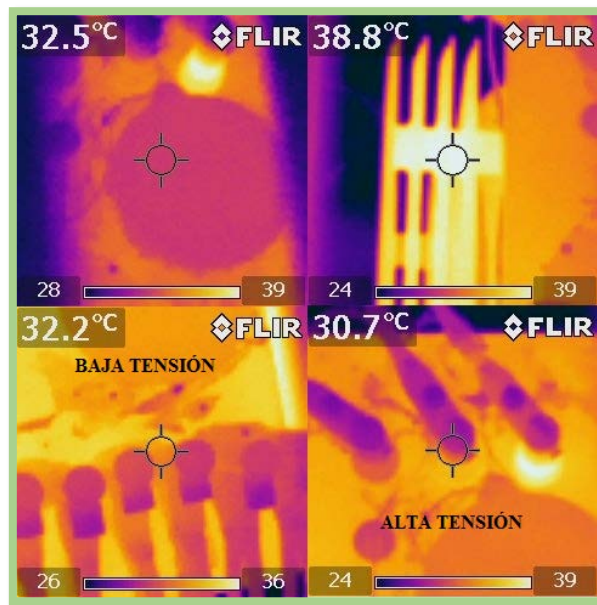


Figura N° 58. Termogramas transformador 2, 500kVA, Sótano ST-27.

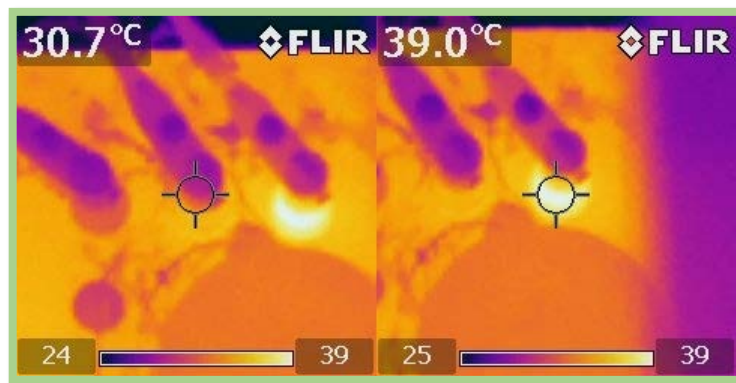


Figura N° 59. Comparación de temperaturas en los terminales de alta tensión, transformador 2. ST-27

Durante la inspección al sótano ST-42, se encontró un transformador de 750kVA, no se pudo acceder al sótano por problemas con la llave. En la figura N°60, se observa que el transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 9°C por encima de la temperatura de la cuba, no se observaron puntos calientes.

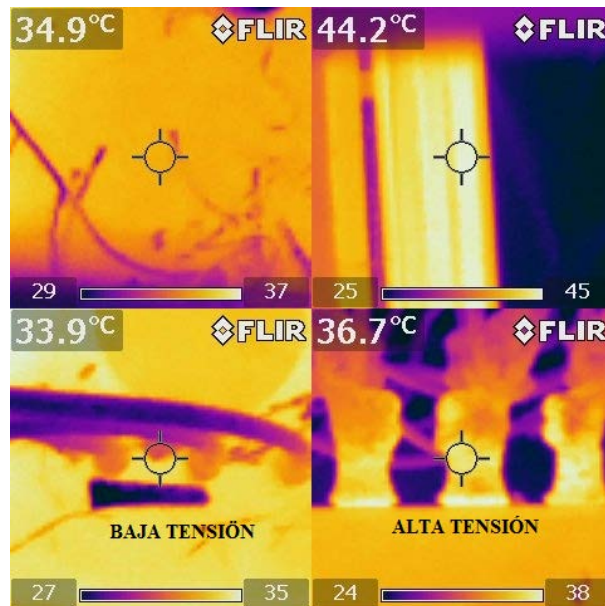


Figura N° 60. Termogramas transformador 750kVA, Sótano ST-42.

Durante esta jornada se visitó un sótano de reciente data, construido para alimentar el edificio de microbiología, no se tienen datos del transformador allí instalado. En la figura N°61, se observa que el transformador presenta sus mayores temperaturas en los radiadores, los cuales se encuentran aproximadamente 9°C por encima de la temperatura de la cuba, no se observaron puntos calientes

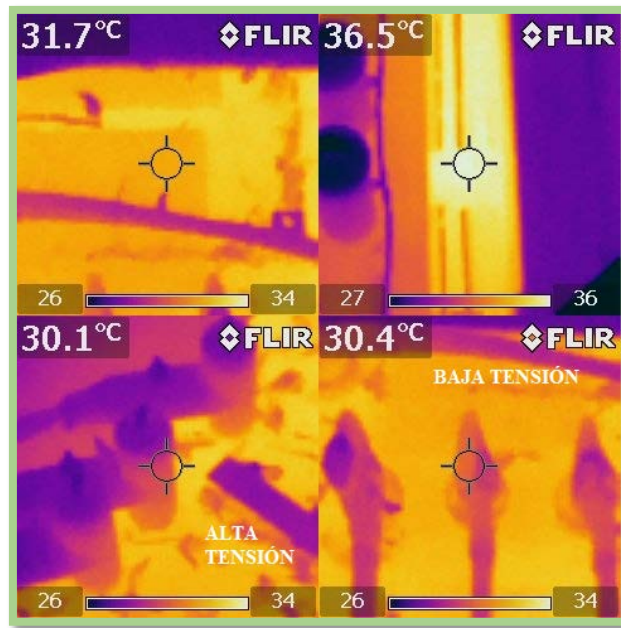


Figura N° 61. Termogramas transformador Sótano Microbiología.

Se visitó, además, la caseta de transformación CT-44, la cual presenta un banco trifásico, conformado por tres transformadores monofásicos de 100kVA. En la figura N° 62, se observa que existe una diferencia de temperatura de aproximadamente 1,3°C entre el transformador más caliente y el menos caliente. Esto se puede deber a un leve desbalance en la carga. No se observan puntos calientes.

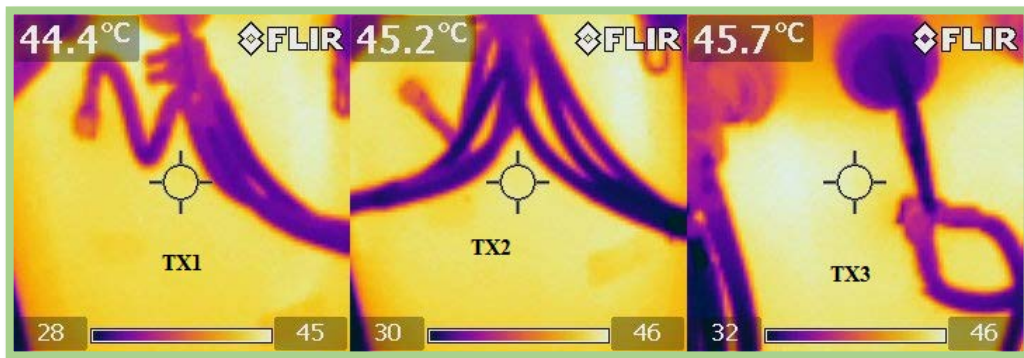


Figura N° 62. Termogramas banco trifásico CT-44.

Finalmente se visitó la caseta CT-28, en el interior de la cual se encuentra un banco trifásico, formado por tres transformadores de aéreo de 37,5kVA, además, se encuentra un transformador sumergible trifásico de 250kVA. En las figuras N° 63, 64 y 65 se observa los transformadores monofásicos que conforman el banco, en los tres se observa que su mayor temperatura se presenta en la parte superior de las paredes laterales de la cuba. La diferencia entre las temperaturas de los transformadores es de aproximadamente 1,6°C lo cual puede ser motivado por ligeros desbalances de la carga. No se observaron puntos calientes.

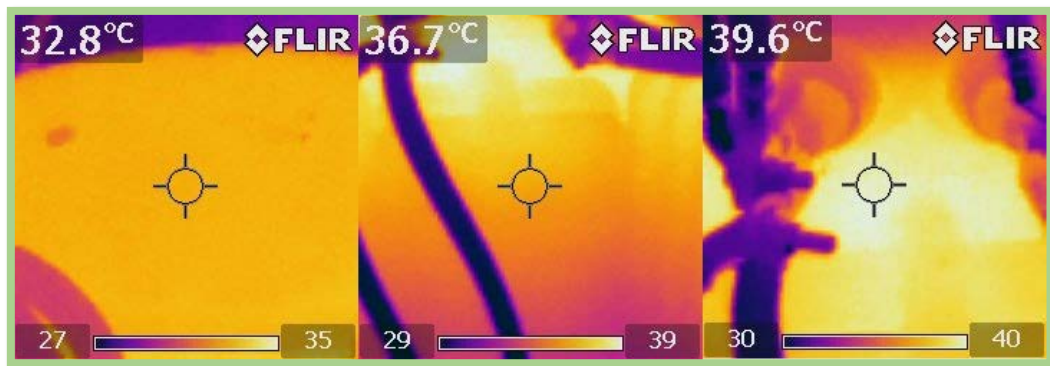


Figura N° 63. Termogramas transformador 1, 37,5kVA. Sótano CT-28

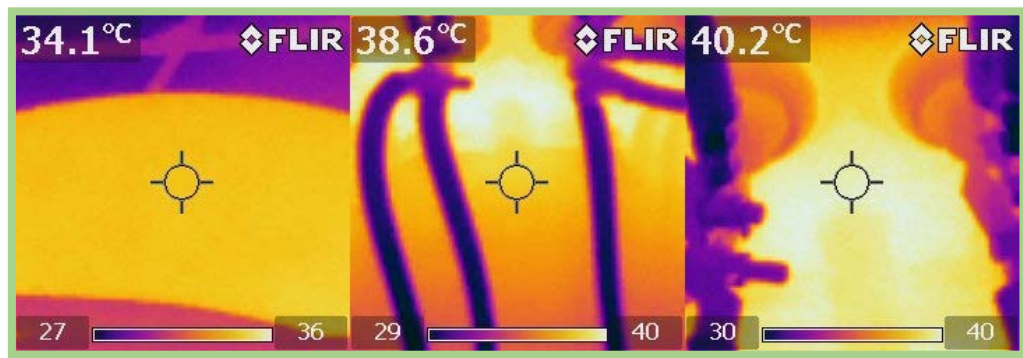


Figura N° 64. Termogramas transformador 2, 37,5kVA. Sótano CT-28

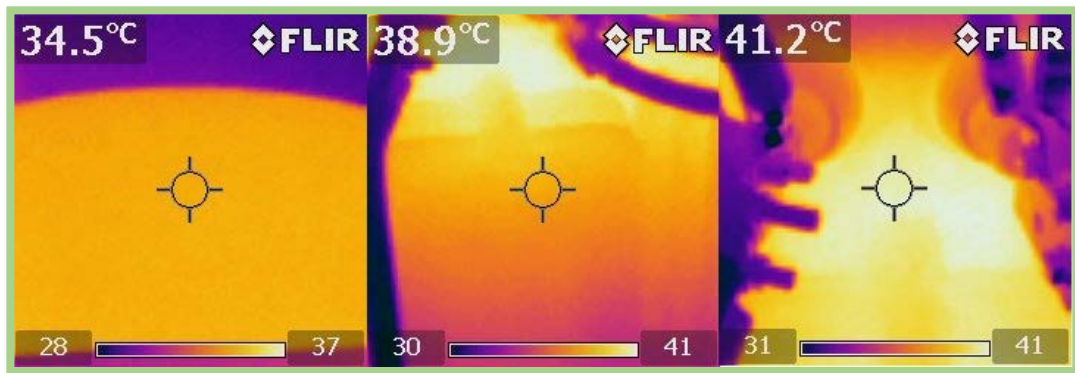


Figura N° 65. Termogramas transformador 3, 37,5kVA. Sótano CT-28

En la figura N°66, se observa que el transformador sumergible de 250kVA presenta sus mayores temperaturas en los radiadores en su parte superior, los cuales se encuentran aproximadamente 2°C por encima de la temperatura de la parte superior cuba, no se observaron puntos calientes

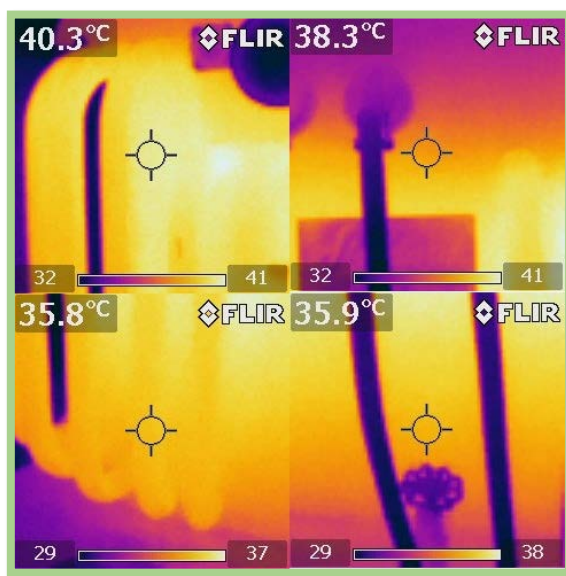


Figura N° 66. Termogramas transformador sumergible 250kVA. CT-28.