



SUBSECRETARIA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

PRESENTA:

SANTANA NUÑEZ DIANA ESTEPHANIA

NOMBRE DEL PROYECTO:

**ANÁLISIS DE AISLAMIENTO Y DEL ESTADO
DE LAS CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO
A TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE
SUBESTACIONES MALPASO I Y MALPASO II.**

PERIODO DE REALIZACION:

AGOSTO-DICIEMBRE 2018

Índice

1	Introducción	10
1.1	Antecedentes	10
1.2	Estado del arte	11
1.3	Justificación	12
1.4	Objetivos	12
1.4.1	Objetivo General	12
1.4.2	Objetivos específicos	13
1.5	Metodología	13
2	Subestaciones Malpaso	14
2.1	Malpaso I	14
2.1.1	Ubicación	15
2.1.2	Diagrama unifilar	16
2.1.3	Transformadores	18
2.2	Malpaso II	20
2.2.1	Localización	21
2.2.2	Diagrama unifilar	22
2.2.3	Transformadores	24
3	Transformadores	27
3.1	Principio de operación	27
3.2	Partes importantes del transformador	29
3.2.1	Tanque conservador	29
3.2.2	Devanados	29
3.2.3	Núcleo	30
3.2.4	Boquillas	30
3.2.5	Tanque	31
3.2.6	Válvula de alivio	32
3.2.7	Gabinete de control	32
3.3	Lista de accesorios	33
3.3.1	Accesorios estándar	33
3.3.1.1	Indicador de nivel de líquido	33
3.3.1.2	Radiadores del transformador	34
3.3.1.3	Indicador de temperatura de líquido	35
3.3.1.4	Indicador de temperatura del devanado	36
3.3.1.5	Relevador mecánico de sobrepresión	36
3.3.2	Accesorios opcionales	37
3.3.2.1	Relevador de presión súbita	37
3.3.2.2	Relevador Buchholz	37
3.3.2.3	Sistema de preservación de aceite	38
3.3.2.4	Equipo de enfriamiento de aire forzado	40
3.3.2.5	Transformadores de corriente	40
3.4	Materiales aislantes	41
3.4.1	Aislantes solidos	42

3.4.1.1	Funciones	42
3.4.1.2	Clasificación	43
3.4.1.3	Características del papel Kraft y cartón prensado.	44
3.4.1.4	Requerimientos que deben cumplir los aislantes solidos	44
3.4.1.4.1	Dimensiones	44
3.4.1.4.2	Humedad	44
3.4.1.4.3	Factor de potencia	45
3.4.1.4.4	Absorción de aceite	45
3.4.1.4.5	Rigidez dieléctrica	46
3.4.1.4.6	Resistencia a la tensión mecánica	46
3.4.1.4.7	Resistencia al rasgado	46
3.4.1.4.8	Peso específico	46
3.4.1.4.9	Resistencia a la explosión	47
3.4.1.4.10	Contracción por secado	47
3.4.1.4.11	Contenido de cloruros en papeles y cartones aislantes	48
3.4.1.4.12	Muestreo de aislamientos solidos	48
3.4.2	Aislantes líquidos	48
3.4.2.1	Tipos de aceite	49
3.4.2.2	Pruebas que realizan al aceite	49
3.4.2.2.1	Densidad	49
3.4.2.2.2	Viscosidad	50
3.4.2.2.3	Temperatura de inflamación e ignición	50
3.4.2.2.4	Temperatura de congelación	50
3.4.2.2.5	Análisis estructural	50
3.4.2.2.6	Número de neutralización	50
3.4.2.2.7	Número de saponificación	51
3.4.2.2.8	Punto de anilina	51
3.4.2.2.9	Contenido de agua	51
3.4.2.2.10	Contenido de inhibidor	51
3.4.2.2.11	Azufre total	52
3.4.2.2.12	Azufre corrosivo	52
3.4.2.2.13	Tensión de ruptura	52
3.4.2.2.14	Resistividad	52
3.4.2.2.15	Oxidación acelerada	53
3.4.2.2.16	Porcentaje total de gases	53
3.4.2.2.17	Análisis de metales	53
3.4.2.2.18	Contenido de bifenilos policlorados (BPC'S)	53
3.4.2.2.19	Determinación de furanos	54
3.4.2.2.20	Medición de porcentaje de gases	54
3.4.2.2.21	Color ASTM	54
3.4.2.2.22	Factor de potencia	55
3.5	Mantenimiento	55
3.5.1	Mantenimiento predictivo	55
3.5.2	Mantenimiento preventivo	55
3.5.3	Mantenimiento correctivo	56
4	Pruebas a transformadores	56
4.1	Necesidad de las pruebas	56
4.2	Pruebas a boquillas	56
4.2.1	De factor de potencia	57
4.2.1.1	Medición de la capacitancia en C1	57

4.2.1.2	Medición de la capacitancia en C2	58
4.2.1.3	Medición con collar caliente	59
4.2.1.4	Medición con collar caliente múltiple	60
4.2.1.5	Interpretación de resultados	60
4.2.1.6	Recomendaciones	61
4.3	Pruebas al devanado	61
4.3.1	Relación de transformación	61
4.3.1.1	Teoría	61
4.3.1.2	Relación practica	63
4.3.1.3	Calculo del por ciento de diferencia entre la relación teórica y la medida	63
4.3.1.4	Polaridad del transformador	64
4.3.1.5	Polaridad sustractiva	64
4.3.1.6	Polaridad aditiva	64
4.3.1.7	Consideraciones para la medición	65
4.3.1.8	Conexiones para la medición	65
4.3.1.9	Análisis de los resultados de medición	69
4.3.2	Resistencia óhmica	69
4.3.2.1	Teoría	69
4.3.2.2	Requisitos previos	71
4.3.2.3	Preparación para la medición	71
4.3.2.4	Procedimiento de medición	71
4.3.2.5	Circuitos de conexión	72
4.3.2.6	Interpretación de resultados	75
4.3.2.7	Medidas correctivas de acuerdo con los resultados	76
4.3.3	Reactancia de fuga	76
4.3.3.1	Medición	76
4.3.3.2	Calculo	77
4.3.3.3	Interpretación de resultados	77
4.3.4	De factor de potencia	77
4.3.4.1	Transformadores de dos devanados	77
4.3.4.2	Autotransformadores	80
4.3.4.3	Criterio de evaluación de valores de prueba	81
4.3.5	De corriente de excitación	81
4.3.5.1	Teoría general	81
4.3.5.2	Corriente de excitación	82
4.3.5.3	Medición directa de la corriente de excitación para devanados monofásicos y trifásicos	82
4.3.5.4	Medición inversa de la corriente de excitación para devanados monofásicos y trifásicos	83
4.3.5.5	Recomendaciones para la medición	83
4.3.5.6	Circuitos de medición básicos	84
4.3.5.7	Criterios de aceptación	86
4.4	Pruebas al aceite aislante	86
4.4.1	Resistencia de aislamiento	87
4.4.1.1	Preparación del transformador bajo medición	87
4.4.1.2	Procedimiento para las mediciones	88
4.4.1.3	Circuitos de conexión	88
4.4.1.4	Criterios para interpretación de resultados	90
4.4.2	Rigidez dieléctrica	90
4.4.2.1	Tensión de ruptura	90
4.4.2.2	Prueba	90
4.4.3	Factor de potencia	91
4.4.3.1	Procedimiento de la prueba	91

4.4.4	Cromatografía de gases disueltos	92
4.4.4.1	Fallas	93
4.4.4.2	Materiales requeridos	94
4.4.4.3	Procedimiento de muestreo	95
4.4.4.4	Diagnostico	96
4.4.5	Fisicoquímicas	97
4.4.5.1	Materiales requeridos	98
4.4.5.2	Procedimiento de muestreo	98
5	Resultados y conclusiones	99
5.1	Cromatográficas	99
5.1.1	Transformador T7	99
5.1.2	Transformador T9	101
5.1.3	Transformador T10	102
5.1.4	AT-2 Fase A	104
5.1.5	AT-2 FASE B	105
5.1.6	AT-2 FASE C	107
5.1.7	AT-2 FASE RESERVA	108
5.2	Fisicoquímicos	110
5.2.1	Transformador T7	110
5.2.2	Transformador T9	111
5.2.3	Transformador T10	112
5.2.4	AT-2 FASE A	113
5.2.5	AT-2 FASE B	114
5.2.6	AT-2 FASE C	115
5.2.7	AT-2 FASE RESERVA	116
5.3	Cargabilidad	117
5.3.1	Malpaso Uno	117
5.3.2	Malpaso Dos	118
5.4	Análisis	119
5.4.1	Transformador T7	119
5.4.2	Transformador T9	119
5.4.3	Transformador T10	119
5.4.4	AT-2 FASE A, B, C y RESERVA	119
5.5	Conclusiones	120
6	Referencias	121

Índice de Figuras

Figura 1.1	Diagrama a bloques del proceso	13
Figura 2.1	Ubicación de la SE MPS	15
Figura 2.2	Diagrama Unifilar SE MPS 115/13.8 KV	16
Figura 2.3	Diagrama Unifilar SE MPS 400 KV	17
Figura 2.4	Transformador T-7 SE MPS	18
Figura 2.5	Transformador T-9 SE MPS	18

Figura 2.6 Transformador T-10 SE MPS	19
Figura 2.7 Ubicación de la SE MPD	21
Figura 2.8 Diagrama Unifilar SE MPD 230 KV	22
Figura 2.9 Diagrama Unifilar SE MPD 400 KV	23
Figura 2.10 AT-2 Fase Reserva SE MPD	24
Figura 2.11 AT-2 Fase A SE MPD	24
Figura 2.12 AT-2 Fase B SE MPD	25
Figura 2.13 AT-2 Fase C SE MPD	25
Figura 3.1 Flujo producido por una bobina de aire	27
Figura 3.2 Dirección del flujo de una bobina con núcleo de hierro	28
Figura 3.3 Voltaje inducido en el devanado secundario	28
Figura 3.4 Diagrama vectorial con el secundario abierto	29
Figura 3.5 Circuito equivalente del transformador secundario abierto	29
Figura 3.6 Tanque conservador Banco AT-2 Fase A	30
Figura 3.7 Devanados del Transformador T-10 SE MU	30
Figura 3.8 Boquillas de Alta tensión del Transformador T-7 MPU	31
Figura 3.9 Partes principales de una boquilla	31
Figura 3.10 Tanque del Transformador T-7 de la SE MPU	32
Figura 3.11 Válvulas de alivio del AT-2 Reserva MPU	32
Figura 3.12 Gabinete de control del AT-2 Fase C MPD	33
Figura 3.13 Indicador de nivel de líquido del AT2 Fase reserva MPD	34
Figura 3.14 Radiadores del AT-2 Fase reserva	34
Figura 3.15 Indicador de temperatura del líquido tipo ALR del AT-E Fase B	35
Figura 3.16 Indicador de temperatura del devanado del AT-2 Fase C	36
Figura 3.17 Relevador Buchholz de reserva	38
Figura 3.18 Respiración mediante sílica gel del AT-2 Fase A MPD	39
Figura 3.19 Con sello de gas inerte del T-9 MPU	39
Figura 3.20 Con sello a través de una bolsa COPS del T-7 MPU	39
Figura 3.21 Sistema de enfriamiento por aire forzado del AT-2 fase A MPD	40
Figura 3.22 Transformador de corriente SE MPD	41
Figura 4.1 Estructura de la boquilla de alta tensión	57
Figura 4.2 Medición de C1	58
Figura 4.3 Medición de C2	59
Figura 4.4 Medición de collar caliente	59
Figura 4.5 Medición de collar caliente múltiple	60
Figura 4.6 Transformador ideal	62
Figura 4.7 Polaridad sustractiva de un transformador monofásico	64
Figura 4.8 Polaridad aditiva de un transformador monofásico	65
Figura 4.9 Diagrama para transformadores de dos devanados en conexión estrella - delta.	66
Figura 4.10 Diagrama para transformadores de dos devanados en conexión delta - estrella.	66
Figura 4.11 Diagrama de conexiones para transformadores de tres devanados, para transformador estrella - estrella - delta con todos los devanados accesibles.	67
Figura 4.12 Diagrama de conexiones para autotransformadores trifásicos.	67
Figura 4.13 Diagrama de conexiones para autotransformador monofásico	68
Figura 4.14 Puente de Wheatstone	70
Figura 4.15 Puente de Kelvin	70
Figura 4.16 Método directo	71
Figura 4.17 Diagrama de conexión para un transformador de dos devanados, conexión delta/delta.	72
Figura 4.18 Diagrama de conexión para un transformador de dos devanados, conexión estrella/estrella.	73
Figura 4.19 Diagrama de conexión para un transformador de tres devanados, conexión estrella/estrella.	73
Figura 4.20 Diagrama de conexión para un transformador de tres devanados, conexión delta/estrella	74
Figura 4.21 Diagrama de conexión para un autotransformador, conexión estrella/estrella.	74
Figura 4.22 Fuga de flujo	76

Figura 4.23 Diagrama esquemático de los aislamiento de un transformador de dos devanados	78
Figura 4.24 Diagrama de conexiones de un transformador de dos devanados	79
Figura 4.25 Diagramas de conexión para autotransformadores	80
Figura 4.26 Circuito de medición directa para un devanado conectado en delta	83
Figura 4.27 Circuito de medición inversa para un devanado conectado en delta	83
Figura 4.28 Medición de la corriente de excitación en un transformador monofásico: a) Medición directa y b) medición inversa.	84
Figura 4.29 Medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en estrella (prueba de rutina): a) Medición directa, b) medición inversa.	85
Figura 4.30 Medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en delta (método alterno): a) Medición directa. b) medición inversa.	85
Figura 4.31 Transformador monofásico: Esquema de conexiones para la prueba	88
Figura 4.32 Transformador monofásico: Tabla de conexiones y diagrama esquemático	89
Figura 4.33 Autotransformador: Esquema de conexiones para la prueba	89
Figura 4.34 Autotransformador: Tabla de conexiones y diagrama esquemático	89
Figura 4.35 Circuito de prueba para la medición de factor de potencia en aceites.	92
Figura 4.36 Gases producidos por el Arqueo	93
Figura 4.37 Gases producidos por una Descarga parcial	93
Figura 4.38 Gases producidos por un sobrecalentamiento de aceite	94
Figura 4.39 Gases producidos por sobrecalentamiento de Celulosa	94
Figura 4.40 Jeringa de muestreo	95
Figura 4.41 Válvula de tres vías	96
Figura 4.42 Diagrama de flujo análisis cromatográfico	97
Figura 5.1 Tendencia de gases T7 MPU	100
Figura 5.2 Tendencia de gases T7 MPU	100
Figura 5.3 Tendencia de gases T7 MPU	100
Figura 5.4 Tendencias T9 MPU	101
Figura 5.5 Tendencias T9 MPU	102
Figura 5.6 Tendencias T9 MPU	102
Figura 5.7 Tendencias T10 MPU	103
Figura 5.8 Tendencias T10 MPU	103
Figura 5.9 Tendencias T10 MPU	103
Figura 5.10 Tendencias AT-2 FASE A MPD	104
Figura 5.11 Tendencias AT-2 FASE A MPD	104
Figura 5.12 Tendencias AT-2 FASE A MPD	105
Figura 5.13 Tendencias AT-2 FASE B MPD	105
Figura 5.14 Tendencias AT-2 FASE B MPD	106
Figura 5.15 Tendencias AT-2 FASE B MPD	106
Figura 5.16 Tendencias AT-2 FASE C MPD	107
Figura 5.17 Tendencias AT-2 FASE C MPD	107
Figura 5.18 Tendencias Fase C MPD	108
Figura 5.19 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD	108
Figura 5.20 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD	109
Figura 5.21 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD	109
Figura 5.22 Tendencias T7 MPU	110
Figura 5.23 Tendencias T7 MPU	110
Figura 5.24 Tendencias T9 MPU	111
Figura 5.25 Tendencias T9 MPU	111
Figura 5.26 Tendencias T10 MPU	112
Figura 5.27 Tendencias T10 MPU	112
Figura 5.28 Tendencias AT-2 FASE A	113
Figura 5.29 Tendencias AT-2 FASE A	113
Figura 5.30 Tendencias AT-2 FASE B MPD	114

Figura 5.31 Tendencias AT-2 FAE B MPD	114
Figura 5.32 Tendencias AT-2 FASE C MPD	115
Figura 5.33 Tendencias AT-2 FASE C MPD	115
Figura 5.34 Tendencias AT-2 FASE RESERVA	116
Figura 5.35 Tendencias AT-2 FASE RESERVA	116
Figura 5.36 Cargabilidad T7 MPU Enero 2017	117
Figura 5.37 Cargabilidad T7 MPU Febrero 2017	117
Figura 5.38 Cargabilidad AT-2 MPD Enero 2017	118
Figura 5.39 Cargabilidad AT-2 MPD Febrero 2017	118

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Líneas de transmisión de la SE MPS	14
Tabla 2.2 Circuitos de la SE MPS	14
Tabla 2.3 Datos de placa de los transformadores de la SE MPS	19
Tabla 2.4 Líneas de transmisión de la SE MPD	20
Tabla 2.5 Datos de placa del Autotransformador de la SE MPD	26
Tabla 3.1 Clasificación de los materiales aislantes de acuerdo a características térmicas	41
Tabla 3.2 Factores a considerar para la selección de aislante	42
Tabla 3.3 Clasificación de los aislantes solidos de acuerdo a la temperatura	43
Tabla 3.4 Espesores de papeles prensados para transformador	45
Tabla 3.5 Espesor del cartón prensado para transformadores	45
Tabla 3.6 Absorción del aceite	46
Tabla 3.7 Especificaciones eléctricas y mecánicas	47
Tabla 3.8 Valores de resistencia a la explosión en kg/cm ²	48
Tabla 3.9 Contenido de gases en aceite para transformadores de potencia	54
Tabla 4.1 Factores de falla en un transformador	56
Tabla 4.2 Valores de referencia de factor de potencia en boquillas	61
Tabla 4.3 Conexiones de prueba para transformadores de dos devanados en conexión estrella - delta.	66
Tabla 4.4 Conexiones de prueba para transformadores de dos devanados en conexión delta - estrella	66
Tabla 4.5 Conexiones de prueba para transformadores de tres devanados, para transformador estrella - estrella - delta con todos los devanados accesibles	67
Tabla 4.6 Conexiones de prueba para autotransformadores trifásicos	68
Tabla 4.7 Conexiones de prueba para transformador monofásico	68
Tabla 4.8 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados, conexión delta/delta.	72
Tabla 4.9 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados, conexión estrella/estrella	73
Tabla 4.10 Conexiones de prueba para un transformador de tres devanados, conexión estrella/estrella	73
Tabla 4.11 Conexiones de prueba para un transformador de tres devanados, conexión delta/estrella	74
Tabla 4.12 Conexiones de prueba para un autotransformador, conexión estrella/estrella.	74
Tabla 4.13 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados	79
Tabla 4.14 Conexiones de prueba para autotransformadores	80
Tabla 4.15 Conexiones para la medición de corriente de excitación en un transformador monofásico	84
Tabla 4.16 Conexiones para la medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en estrella	85
Tabla 4.17 Conexiones para la medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en delta	86
Tabla 4.18 Valores de tensión de ruptura en diferentes condiciones del aceite.	90
Tabla 4.19 Gases presentes durante la cromatografía	93
Tabla 4.20 Pruebas físicas – químicas – eléctricas	97
Tabla 5.1 Cromatografía de gases del T7 MPU	99
Tabla 5.2 Cromatografía de T9 MPU	101

<i>Tabla 5.3 Cromatografía T 10</i>	102
<i>Tabla 5.4 Cromatografía AT-2 FA</i>	104
<i>Tabla 5.5 Cromatografía AT-2 FASE B MPD</i>	105
<i>Tabla 5.6 Cromatografía AT-2 FASE C MPD</i>	107
<i>Tabla 5.7 Cromatografía AT-2 FASE RESERVA</i>	108
<i>Tabla 5.8 Fisicoquímicas T7</i>	110
<i>Tabla 5.9 Fisicoquímicas T9 MPU</i>	111
<i>Tabla 5.10 Fisicoquímicos T10 MPU</i>	112
<i>Tabla 5.11 Fisicoquímicas AT-2 FASE A MPD</i>	113
<i>Tabla 5.12 Fisicoquímicas AT-2 FASE B MPD</i>	114
<i>Tabla 5.13 Fisicoquímicas AT-2 FASE C</i>	115
<i>Tabla 5.14 Fisicoquímicas AT-2 FASE RESERVA MPD</i>	116

Análisis de aislamiento y del estado de las condiciones de funcionamiento a transformadores de potencia de subestaciones malpaso I y malpaso II.

1 Introducción

1.1 Antecedentes

El desarrollo tecnológico, en general, ha hecho que cada día se exijan servicios de mayor calidad. La energía eléctrica o electricidad, como se le conoce en forma común, es un servicio muy importante no solo por las aplicaciones técnicas que se pueden tener a través de los distintos tipos de industrias y los variados usos comerciales y residenciales, sino también por la función social que tiene en el desarrollo de los países.

Un servicio eléctrico de calidad demanda, en primera estancia, un mínimo de interrupciones de servicio y además cumplir con aquellos requisitos de calidad en la operación que se relacionan con las variaciones de voltaje y de frecuencia tolerables reglamentariamente, sin dejar de lado la limpieza en las ondas de voltaje y de corriente (libre de armónicas).

Durante el transporte de la energía eléctrica, se generan pérdidas que dependen de la magnitud de la corriente. Para reducir estas pérdidas, se utilizan tensiones elevadas con el mismo nivel de potencia, resultando niveles de corrientes menores. Por otra parte, es necesario que en el lugar donde se utiliza la energía eléctrica, la distribución se efectúe a tensiones más bajas y además se adapten a tensiones de distribución a los diversos casos de aplicación.

Para transportar la energía eléctrica de sistemas que trabajan a una tensión determinada, a sistemas que lo hacen a una tensión deseada, se utilizan los transformadores, los cuales son uno de los componentes más importantes y de gran costo de la red de suministro de energía eléctrica.

El transformador ha sido considerado como una máquina eléctrica estática, es decir no tiene partes en movimiento dinámico como la de un motor, cuyo funcionamiento se funda en el principio de la inducción electromagnética (Ley de Faraday); es utilizado comúnmente para reducir o elevar niveles de voltajes y de esta manera podemos transportar grandes niveles de potencia a grandes distancias.

La función de un transformador de potencia consiste en transformar la energía eléctrica en sus dos factores principales: tensión e intensidad, manteniendo la potencia de entrada igual a la de la salida. Para aumentar la eficiencia de los transformadores estos deben operar bajo ciertas condiciones establecidas, como contar con sistemas de protección, aislamiento y enfriamiento en excelentes estados ya que son factores muy influyentes en el deterioro del equipo.

Los transformadores tiene una esperanza de vida de determinados años, pero las condiciones de funcionamiento del mismo, así como el mantenimiento que reciban causara una variación de la vida útil del equipo. Por tanto no podemos saber con exactitud el momento en el que debemos sustituir un transformador.

Recientemente el análisis de gases generado en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación. Se considera que la vida útil del transformador es la vida útil del papel aislante.

Un transformador con un sistema de aislamiento mantenido de la manera adecuada es capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltaje debido a maniobras o descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros. Es por eso que se considera al mantenimiento del transformador en términos de:

1. Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
2. Cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
3. Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico y cuando deben realizarse las pruebas de diagnóstico.
4. Qué medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en los mantenimientos predictivos y preventivo periódico.

Para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos de gran importancia como los transformadores de potencia deben ser sometidos a mantenimiento. Mantener al equipo en constante mantenimiento es de vital importancia debido a que de esa manera se puede determinar el estado, su funcionamiento y la vida útil de los transformadores y de sus componentes.

Debido a lo expuesto se hace necesario dar respuesta al siguiente cuestionamiento:

¿Cuál es la importancia de realizar el análisis de condiciones de funcionamiento de los transformadores y sus componentes?

1.2 Estado del arte

Durante los últimos años la preservación del aislamiento en los transformadores de potencia ha representado un reto para la industria eléctrica, es por eso que diferentes empresas han desarrollado investigaciones y estudios con diversos grados de progreso, ideando nuevos métodos de análisis con la finalidad de determinar las condiciones de funcionamiento bajo las que está el equipo y las actividades de mantenimiento que este requiere.

Comisión Federal de Electricidad elabora manuales de operación con el objetivo de conservar la utilidad de los equipos, entre ellos los transformadores, mencionando en ellos que es necesario actualizarlo periódicamente contando con la participación de los ingenieros de las

distintas áreas de transmisión de la CFE, incorporando las nuevas técnicas de diagnóstico y los desarrollos tecnológicos en el sector de energía.

Una de las alternativas para el análisis del aislamiento es el vaciado del aceite para comprobar el estado de los componentes del transformador, pero resulta muy laborioso y costoso, por lo que están surgiendo métodos para estimar las condiciones de funcionamiento de los transformadores a través de un análisis del aceite mineral.

Teniendo clara la importancia de los transformadores de potencia en el sistema eléctrico y su problemática este proyecto propone realizar un análisis del aislamiento y de las condiciones de funcionamiento bajo las que operan los transformadores de las subestaciones Malpaso 1 y Malpaso 2, así como detectar fallos incipientes o ya existentes en el transformador, con el apoyo de los datos que proporcionan las pruebas realizadas a los equipos.

Dicha información es de gran utilidad, ya que nos permitirá realizar las correcciones necesarias en los transformadores con problemas identificados y planificar el presupuesto destinado al mantenimiento del equipo de una forma más fiable.

1.3 Justificación

Estructuralmente, el análisis de las condiciones de funcionamiento es diferente al monitoreo de los valores equipos, debido a que estos últimos aun teniendo la ventaja de entregarte valores en tiempo real, no te dan datos detallados del estado general de funcionamiento de los transformadores.

El análisis de las condiciones de funcionamiento de un transformador o de alguno de sus componentes es considerado de vital importancia debido a que los resultados que este estudio te entrega tienen un grado de exactitud mayor a los datos que proporcionan otros estudios de rutina o control, a su vez son datos que colaboran a la determinación de las actividades de mantenimiento que requiera el transformador.

De igual manera el elemento aislante de un transformador juega un papel de gran importancia en su funcionamiento por lo que en muchas ocasiones se menciona que el tiempo de vida útil del aislante de un transformador es el tiempo de vida útil del mismo, debido a este dato se requiere el análisis detallado de los factores que influyen en el envejecimiento y/o deterioro del aislante.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

- Diagnosticar el estado del aislamiento y condiciones de funcionamiento de los transformadores de las subestaciones Malpaso 1 y Malpaso 2. Basado en las estadísticas de diversas pruebas tales como: físico-químicas, cromatográficas y eléctricas que se le ha realizado desde los últimos 10 años.

1.4.2 Objetivos específicos

- Determinar en qué consisten las diferentes pruebas realizadas a los transformadores, así como su finalidad.
- Establecer parámetros que nos ayuden al diagnóstico del estado de los transformadores, comparando los valores obtenidos con los establecidos por las normas.
- Determinar la importancia que tiene realizar un análisis de aislamiento y de las condiciones de funcionamiento, haciendo uso de los avances tecnológicos de los diversos equipos para realizar las distintas pruebas.

1.5 Metodología

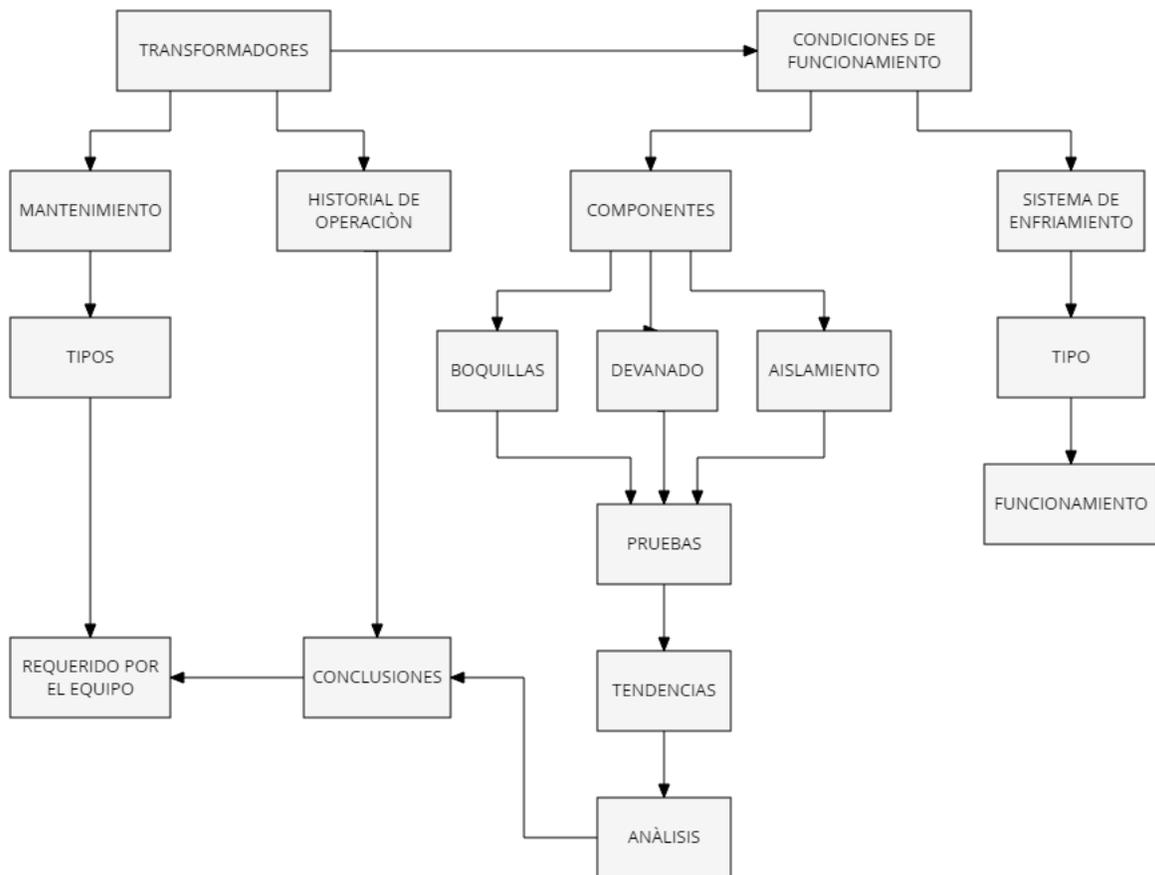


Figura 1.1 Diagrama a bloques del proceso

2 Subestaciones Malpaso

2.1 Malpaso I

La subestación Malpaso Uno recibe la energía de la subestación elevadora en 400 Kv, a través de cables aéreos soportados por estructuras las cuales alimentan 2 buses de 400 Kv a través de sus respectivas cuchillas de máquina, donde los interruptores están ubicados en la subestación Elevadora.

La subestación también llamada campo de líneas tiene la función de recibir el potencial de la subestación elevadora y de Malpaso Dos; y transmitirla a través de líneas de transmisión. La subestación Malpaso Uno cuenta con 2 líneas de 400 Kv y 4 líneas de 115 Kv. También cuenta con 4 circuitos de 13.8 Kv.

Línea de transmisión	Tensión	Nomenclatura
Malpaso Uno – Minatitlán Dos	400 KV	A3060
Malpaso Uno – Minatitlán Dos	400 KV	A3160
Malpaso Uno – C.H. Peñitas	115 KV	73910
Malpaso Uno – Mezcalapa	115 KV	73930
Malpaso Uno – C.H. Manuel Moreno Torres	115 KV	73940
Malpaso Uno – Malpaso Tres	115 KV	73M00

Tabla 2.1 Líneas de transmisión de la SE MPS

Circuito	Tensión	nomenclatura
S.P. de la SE MPS y MPD	13.8 KV	4010
S.P. de la C.H. MPS	13.8 KV	4020
S.P. de la C.H. MPS	13.8 KV	4030
S.P. de vertedores de la C.H. MPS	13.8 KV	4040

Tabla 2.2 Circuitos de la SE MPS

Para alimentar las líneas 115 Kv. se tiene un transformador trifásico marca Mitsubishi de 50 MVA's, que reduce de 400/115 Kv. para los servicios propios se tienen dos transformadores de 115/13.8 Kv de 5/6.25 MVA, marca IESA y ACEC respectivamente.

El arreglo de interruptores de esta subestación es de interruptor comodín (A7010) hacia las LT's de 400 Kv y también de comodín (A7020) hacia los interruptores de amarre (A9010, A9020) de buses entre las subestaciones Malpaso Uno y Malpaso Dos.

2.1.1 Ubicación

La Subestación Malpaso Uno se ubica en la población de Raudales Malpaso Municipio de Mezcalapa Chiapas, con las siguientes coordenadas geográficas: Norte $17^{\circ} 10' 42.54''$ oeste $93^{\circ} 35' 31.85''$



Figura 2.1 Ubicación de la SE MPS

2.1.3 Transformadores



Figura 2.4 Transformador T-7 SE MPS



Figura 2.5 Transformador T-9 SE MPS



Figura 2.6 Transformador T-10 SE MPS

Datos	Transformadores		
	T-7	T-9	T-10
No de serie	546710	36TF/ST150402	4443-2-2
Marca	Mitsubishi	ACEC	IESA
Fases	3	3	3
Tipo de enfriamiento	FOA	OA/FA	OA/FA
Conexión	Y/Y	Y/ Δ	Δ /Y
Potencia	50 MVA	7.5 MVA	6.25 MVA

Tabla 2.3 Datos de placa de los transformadores de la SE MPS

2.2 Malpaso II

La subestación Malpaso Dos, es alimentada por cables aéreos soportados por estructuras que unen los buses 1 y 2 de la subestación Malpaso Uno, cuenta con 5 líneas de 400 Kv, de las cuales 3 son convencionales y 2 aisladas en SF6, así como 2 líneas de 230 Kv, las cuales se pueden observar en la **Tabla 2.4**.

Línea de transmisión	Tensión	Nomenclatura
Manuel moreno torres – Malpaso Dos (GIS)	400 KV	A3050
Manuel Moreno Torres – Malpaso Dos	400 KV	A3150
Malpaso Dos – Coatzacoalcos Dos	400 KV	A3250
Malpaso Dos – Juile	400 KV	A3140
Malpaso Dos – Tabasco potencia	400 KV	A3U90
Malpaso Dos – Peñitas	230 KV	93930
Malpaso Dos - Peñitas	230 KV	93940

Tabla 2.4 Líneas de transmisión de la SE MPD

Alimenta a 1 banco de autotransformadores de 400 a 230 Kv, de 375 MVA`s marca prolec.

El arreglo eléctrico de esta subestación es de interruptor y medio tanto en el área de 400 Kv, como en el área de 230 Kv, para el caso de la subestación encapsulada es arreglo de doble barra doble interruptor.

2.2.1 Localización

La Subestación Malpaso Dos se ubica en la población de Raudales Malpaso Municipio de Mezcalapa Chiapas, con las siguientes coordenadas geográficas: Norte $17^{\circ} 10' 41.93''$ oeste $93^{\circ} 35' 12.02''$



Figura 2.7 Ubicación de la SE MPD

2.2.2 Diagrama unifilar

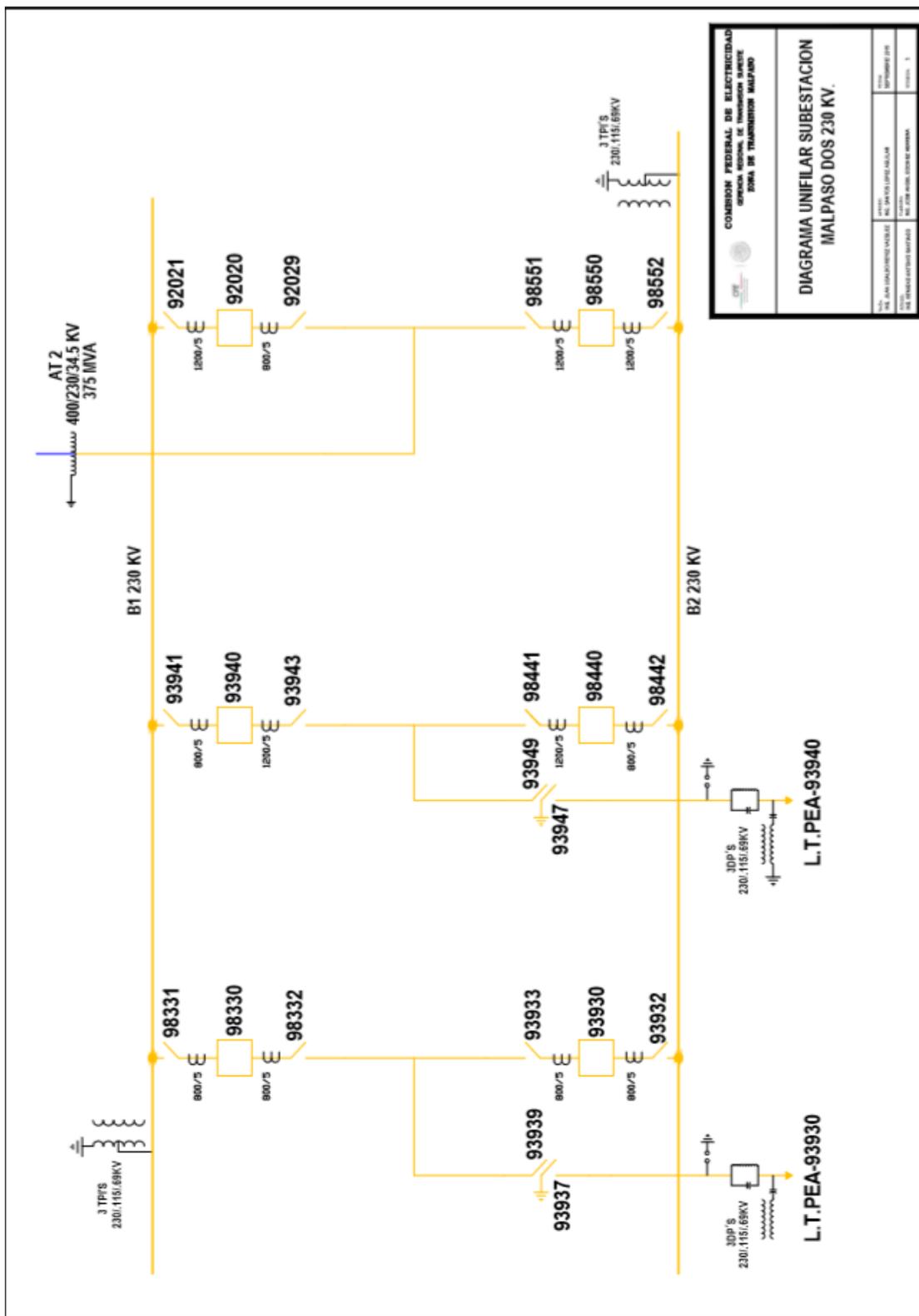


Figura 2.8 Diagrama Unifilar SE MPD 230 KV

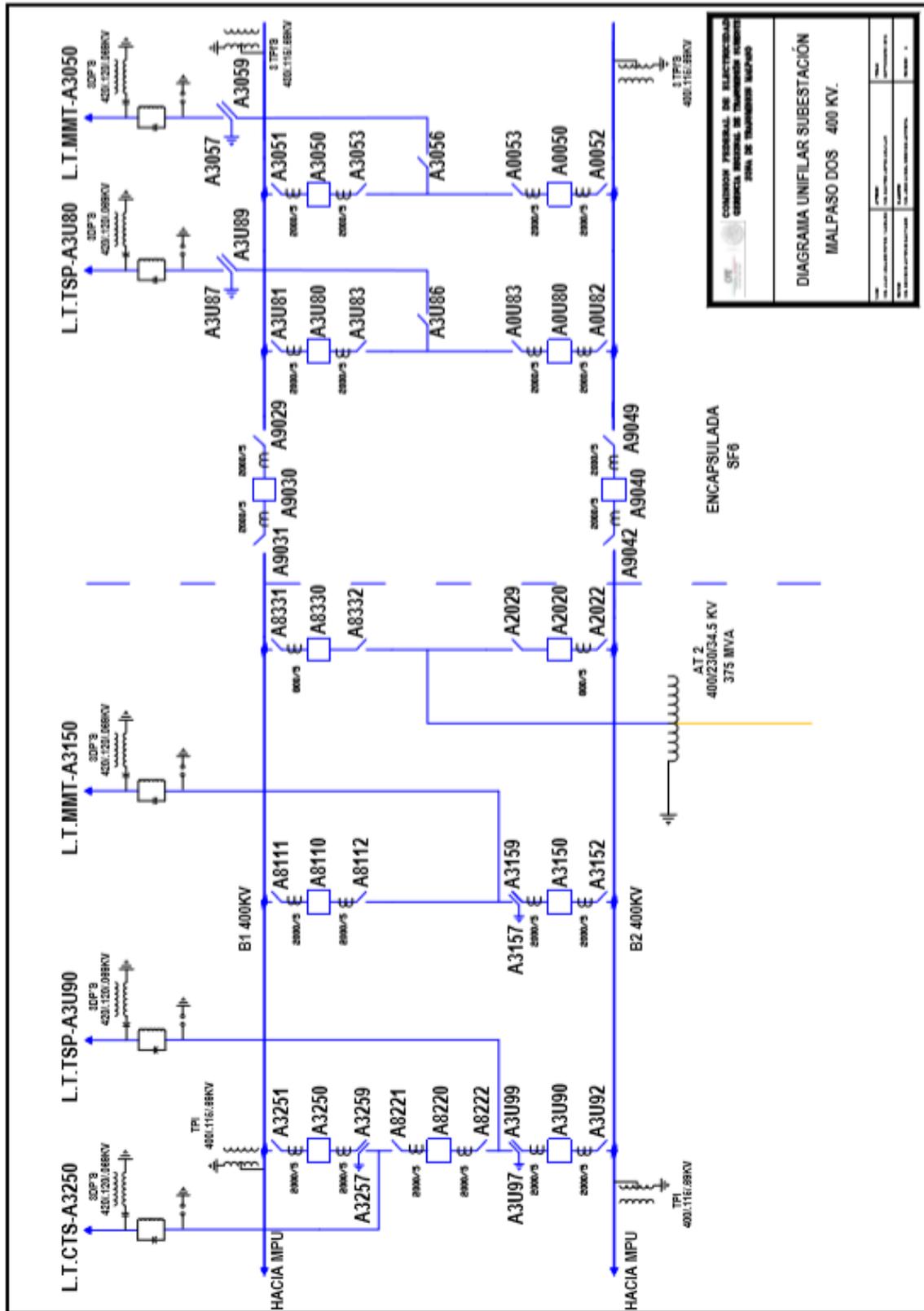


Figura 2.9 Diagrama Unifilar SE MPD 400 KV

2.2.3 Transformadores



Figura 2.10 AT-2 Fase Reserva SE MPD

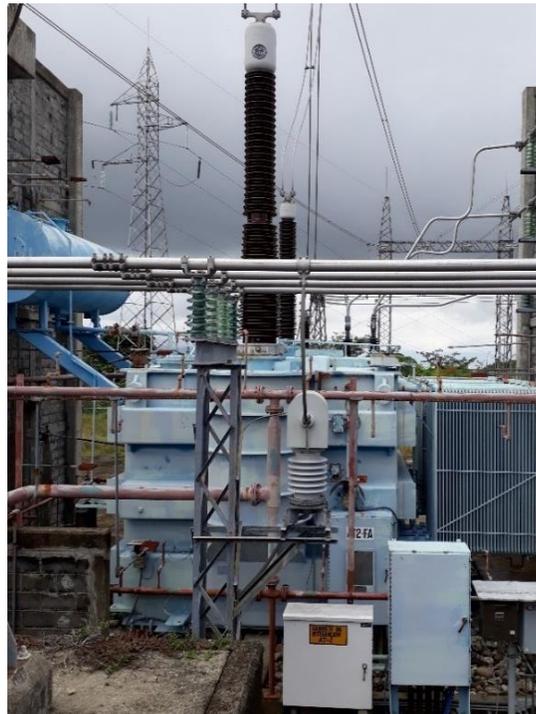


Figura 2.11 AT-2 Fase A SE MPD



Figura 2.12 AT-2 Fase B SE MPD



Figura 2.13 AT-2 Fase C SE MPD

Datos	Transformadores			
	AT2-R	AT2-A	AT2-B	AT2-C
No de serie	GO-60-04	GO-60-03	GO-60-02	GO-60-01
Marca	PROLEC	PROLEC	PROLEC	PROLEC
Fases	1	1	1	1
Tipo de enfriamiento	OA/FA/FA	OA/FA/FA	OA/FA/FA	OA/FA/FA
Conexión	Y/Y/ Δ	Y/Y/ Δ	Y/Y/ Δ	Y/Y/ Δ
Potencia	125 MVA	125 MVA	125 MVA	125 MVA

Tabla 2.5 Datos de placa del Autotransformador de la SE MPD

3 Transformadores

3.1 Principio de operación

El transformador se puede definir como un dispositivo en donde dos o más circuitos eléctricos están acoplados magnéticamente. Cuando por un conductor arrollado en espiras se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético; si el arrollamiento se desarrolla sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito del material magnético; dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.

De acuerdo con la Ley de Faraday, si desarrollamos un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético se obtendrá una fuerza electromotriz (FEM) inducida en las terminales de dicho conductor

El principio de operación del transformador, se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un devanado a otro, lo cual se basa en las siguientes consideraciones.

1. Cuando por las espiras de un devanado se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético. En un arrollamiento con núcleo de aire, como se representa en la **Figura 3.1**, el flujo se encuentra disperso y la densidad de flujo magnético es muy baja.

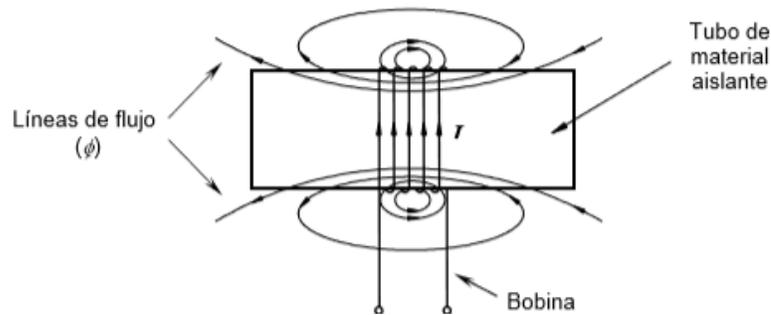


Figura 3.1 Flujo producido por una bobina de aire

2. Si el mismo arrollamiento se devana sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuya trayectoria principal está determinada por el circuito magnético, como el que se muestra en la **Figura 3.2**. Dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de fuente. En este caso el flujo disperso es mínimo y la densidad de flujo en el núcleo es elevada.
3. De acuerdo a la ley de Faraday, si el circuito magnético descrito en el inciso anterior se le devana otra bobina, se obtendrá un voltaje inducido en sus terminales, como se muestra en la **Figura 3.3**.

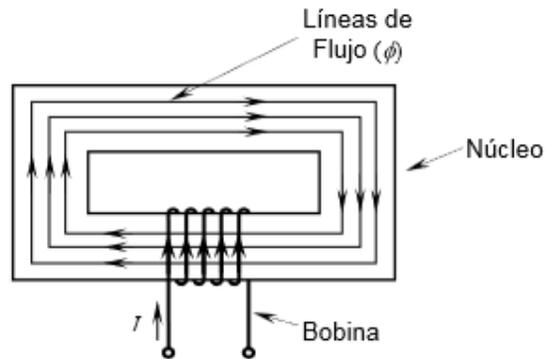


Figura 3.2 Dirección del flujo de una bobina con núcleo de hierro

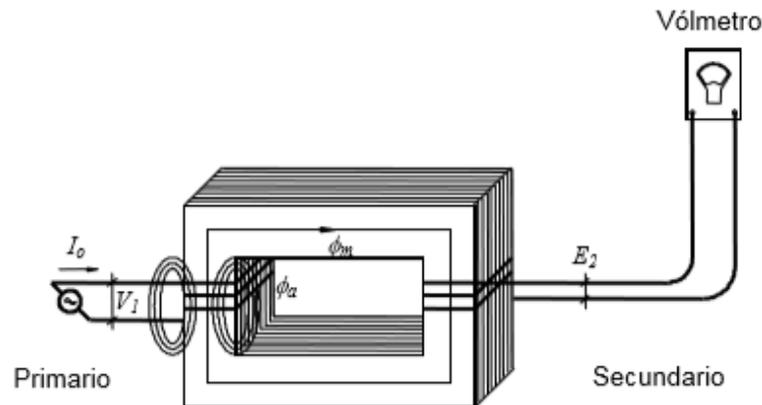


Figura 3.3 Voltaje inducido en el devanado secundario

- El diagrama vectorial del conjunto de dos devanados en un circuito magnético, se muestra en la **Figura 3.4** el cual indica que al aplicar un voltaje V_1 en el devanado primario, estando abierto el devanado secundario, circulara una corriente I_0 por el primario. Esta corriente se encuentra atrasada caso 90° , por la influencia de las pérdidas en el núcleo del transformador indicadas como i_{k+e} .

La componentes I_m origina el flujo magnético ϕ_m que corta, tanto espiras del primario como las del secundario. Por la acción de este flujo de acuerdo con la ley de Faraday, se inducirán las fuerzas electromotrices E_1 y E_2 en los devanados correspondientes, que de acuerdo con la ley de Lenz, están a 180° una de la otra.

Debido a la resistencia óhmica del devanado, se tiene una caída de voltaje $I_0 R_1$, la cual se encuentra en fase con I_0 y a 90° adelante con respecto a $I_0 X_1$. La caída de voltaje se origina por el flujo disperso ϕ_0 , que solo afecta a este devanado. De lo anterior, se puede elaborar un circuito compuesto por una fuente V_1 y las cargas Z_1 y Z_0 (E_1/I_0), a la cual se le llama impedancia por excitación, **Figura 3.5**

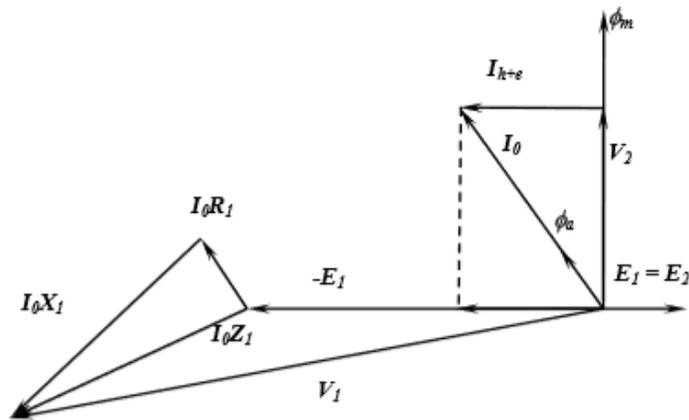


Figura 3.4 Diagrama vectorial con el secundario abierto

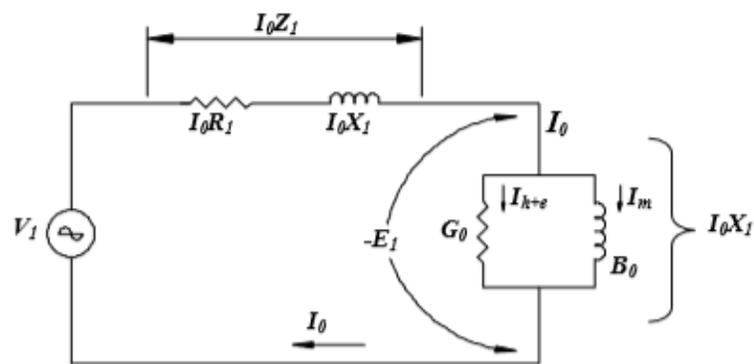


Figura 3.5 Circuito equivalente del transformador secundario abierto

3.2 Partes importantes del transformador

3.2.1 Tanque conservador

La finalidad de este tanque es absorber la expansión térmica del aceite, que se produce al incrementar la temperatura en el tanque principal del transformador, originada por un aumento de carga o de la temperatura ambiente. La capacidad de este tanque debe ser entre el 10 y 20% de la capacidad del tanque principal. Ver **Figura 3.6**

3.2.2 Devanados

Los devanados están formados por varias bobinas conectados en serie o en paralelo, dependiendo del nivel del voltaje de operación o de la corriente requerida. Los devanados se encuentran acoplados por un circuito magnético. Las bobinas se fabrican con material conductor de cobre o de aluminio y se encuentran aisladas entre sí. En el transformador se identifican dos tipos de devanados: el devanado que está conectado a la fuente (al que se le denomina devanado primario) y el que está conectado a la carga (al que se le denomina devanado secundario). Ver la **Figura 3.7**.



Figura 3.6 Tanque conservador Banco AT-2 Fase A



Figura 3.7 Devanados del Transformador T-10 SE MU

3.2.3 Núcleo

El núcleo está construido con láminas de acero al silicio aisladas entre sí, de grano orientado, que facilita la trayectoria del flujo magnético, presentando una baja reluctancia. De esta manera, se logra que la corriente requerida para inducir el flujo sea pequeña. Con esta construcción, se logran altas eficiencias y se disminuyen las pérdidas debidas a las corrientes circulantes.

3.2.4 Boquillas

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Los tipos básicos de construcción son: de aislamiento sólido, de tipo capacitivo, con sistema de aislamiento papel-aceite en distintas modalidades, papel impregnado con aceite, papel impregnado con resina, papel devanado con resina y con envolventes de porcelana o compuestos poliméricos. Ver **Figura 3.8 y 3.9**



Figura 3.8 Boquillas de Alta tensión del Transformador T-7 MPU

Partes:

1. Junta
2. Mirilla del depósito de aceite
3. Aislador de Porcelana
4. Placa de datos
5. Tap capacitivo de prueba
6. Brida de montaje
7. Núcleo capacitivo de papel laminado
8. Aceite aislante
9. Colilla

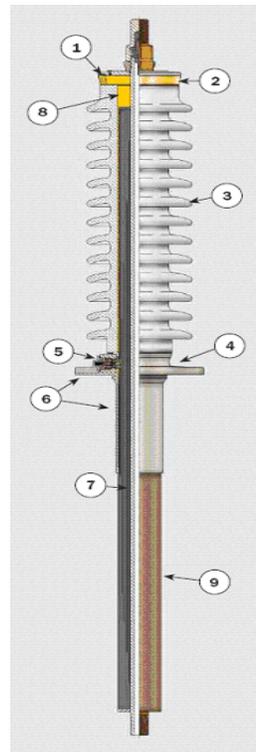


Figura 3.9 Partes principales de una boquilla

3.2.5 Tanque

El tanque cumple con la función de contener el aceite aislante y proteger las partes energizadas del transformador. Sirve también como estructura de montaje para los accesorios y equipo de control, como se muestra en la **Figura 3.10**. La cubierta del tanque puede estar empotrada o soldada al marco del tanque, el cual está diseñado para soportar la presión de la expansión térmica del aceite aislante. La presión a la que puede ser sometido el tanque transformador, no debe exceder 2 atmosferas (29.4 psi) de presión absoluta, para evitar deformaciones permanentes, fisuras o facturas.



Figura 3.10 Tanque del Transformador T-7 de la SE MPU

3.2.6 Válvula de alivio

En un transformador que utiliza equipo inerte, la válvula de alivio del sistema regulador tiene como finalidad conservar la cantidad de nitrógeno dentro del tanque, permitiéndole escapar a la atmosfera cuando debido a la expansión del aceite, la presión excede un valor de presión predeterminada. Ver la **Figura 3.11**



Figura 3.11 Válvulas de alivio del AT-2 Reserva MPU

3.2.7 Gabinete de control

Este gabinete tiene la finalidad de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros, como se observa en la **Figura 3.12**.



Figura 3.12 Gabinete de control del AT-2 Fase C MPD

3.3 Lista de accesorios

3.3.1 Accesorios estándar

3.3.1.1 Indicador de nivel de líquido

El indicador de nivel de líquido es utilizado para indicar el nivel de líquido aislante o aceite en el tanque principal del transformador y en sus compartimentos asociados. El instrumento indicador consiste de un brazo flotante y un magneto en un lado de la caratula y un segundo magneto y un punto indicador en el otro lado. Los cuales pueden estar alambrados a una alarma para detectar un nivel de líquido aislante o aceite demasiado bajo en el transformador. **Ver Figura 3.13**

Una leva en la flecha del indicador deberá operar el interruptor cuando el indicador baje al nivel designado como “LOW”, el cual se encuentra marcado en la caratula del indicador de nivel. Cuando el nivel de líquido aislante o aceite aumente el indicador indicara el cambio, pero el interruptor no deberá limpiar el círculo de la operación de alarma, hasta que el apuntador haya avanzado de cinco a diez grados arriba de la marca de “LOW”.

Los contactos del interruptor están conectados a un cable de tres conductores y tiene un rango de corriente alterna (c-a) de 15 amperes a 125, 250 y 480 volts, y un rango de c-d son solo para cargas resistivas. Los interruptores tiene una variación de carga resistivas. Los interruptores tienen una variación de carga inductiva de 0.05 amperes a 125 volts de c-d y 0.03 amperes a 250 volts de c-d.



Figura 3.13 Indicador de nivel de líquido del AT2 Fase reserva MPD

3.3.1.2 Radiadores del transformador

Estos dispositivos permiten disipar el calor generado en el transformador. El aceite se hace circular por convección natural o por circulación forzada del mismo. El aceite caliente ingresa en la parte superior de los radiadores, intercambia el calor con el medio ambiente y retorna nuevamente al tanque, en la conexión inferior de los radiadores con el tranque principal.

Los radiadores de transformador consiste de un número de paneles de enfriamiento soldados a un tubo cabezal, ensamblado en la parte superior e inferior. Los radiadores están provistos con agujeros para izaje, válvula de purga en la parte superior y válvula de drenaje en la parte inferior. Los radiadores son removidos de la unidad para su embarque. Una válvula de una pulgada es provista en la parte inferior del cabezal para llenado y drenado de los radiadores, cabezales y tubería. El aceite para los radiadores es embarcado por separado. **Ver Figura 3.14**



Figura 3.14 Radiadores del AT-2 Fase reserva

3.3.1.3 *Indicador de temperatura de líquido*

El indicador es utilizado para indicar la temperatura del líquido aislante o aceite utilizado para indicar la temperatura del líquido aislante o aceite en la parte superior del transformador. Su caratula es calibrada en grados centígrados con un marcador blanco o amarillo para indicar la máxima alcanzada desde el ultimo reajuste.

Los indicadores de temperatura de líquido los podemos clasificar como tipo AL y tipo ALR.

- Los tipo AL no tienen interruptores y son montados localmente en la parte superior del nivel del líquido aislante o aceite del transformador.
- Los tipos ALR tienen un relevador indicador de temperatura del líquido, son similares a los del tipo AL, excepto que tienen interruptores internos para el control de los abanicos, bombas, y/o para la instalación de una alarma. El relevador indicador de temperatura de líquido aislante o aceite puede ser provisto con dos o tres interruptores en el montaje local (nivel del líquido máximo) o montaje a nivel de ojos.

El termómetro es montado con su bulbo de sensibilidad de temperatura, el cual se inserta en un pozo en la pared y se extiende hacia el líquido aislante en la parte superior del transformador. El pozo es del tipo sello-líquido, el cual permite remover el termómetro sin pérdida de líquido o alterar el sellado del transformador. Ver **Figura 3.15**.



Figura 3.15 Indicador de temperatura del líquido tipo ALR del AT-E Fase B

Montaje a nivel de ojos

El termómetro a nivel de ojos es montado a una altura accesible y fácil para su lectura, un bulbo de detección de temperatura se inserta en un pozo en la pared en la parte superior de nivel del líquido el cual se expande o contrae con las variaciones de temperatura. Estos cambios son transmitidos hacia una capilaridad tubular a un tubo de “Bourdon”, el cual opera la flecha del indicador en el caso del termómetro.

3.3.1.4 *Indicador de temperatura del devanado*

Es utilizado para proveer la media de una lectura equivalente de la temperatura más caliente de los devanados del transformador. El indicador provee una indicación visual en el transformador y el detector permite una indicación visual en el transformador y el detector permite una indicación remota cuando se conecta a un equipo externo.

El indicador está provisto de un pozo térmico (calefactor) que se localiza en la parte superior del líquido aislante o aceite del transformador, un transformador de corriente supe la corriente proporcional al devanado y una resistencia calibrada se conecta en paralelo con el calefactor.

El indicador de temperatura de los devanados consiste de un termómetro con dos o tres interruptores de acción de chasquido. Los interruptores del instrumento permiten arrancar el equipo de enfriamiento del transformador y activar la alarma en el caso o evento de que se presente una temperatura excesiva en los devanados del transformador. La caratula del indicador esta calibrada en grados centígrados con un marcador de color blanco para indicar las temperaturas más calientes de los devanados y un marcador de color rojo para mostrar la temperatura máxima, la cual se haya obtenido en el último reajuste.

Cuando los contactos del interruptor del termómetro son utilizados para controlar la operación del equipo de enfriamiento del transformador, uno o más interruptores separados manual-auto deberán de proveer control manual y un contactor magnético también deberá ser incluido si la carga conectada excede el rango del interruptor o si se emplea un motor de tres fases. Ver **Figura 3.16**.



Figura 3.16 Indicador de temperatura del devanado del AT-2 Fase C

3.3.1.5 *Relevador mecánico de sobrepresión*

Es utilizado en los transformadores para proteger el tanque contra presiones excesivas y peligrosas, las cuales pueden presentarse dentro del tanque del transformador.

Cuando una presión predeterminada es exceda, la fuerza de la presión levanta el diagrama y permite ventear al tanque, y si liberar la presión. El elemento relevador de sobre presión es normalmente montado en la parte superior del transformador, sobre la tapa principal.

Como el diagrama crece durante su operación levanta y trae a la vista una aguja platica de color en el centro de la tapa del relevador. Esto indica que el elemento ha operado. La aguja permanecerá visible, hasta que se cierre manualmente, presionando hacia abajo sobre la parte superior de la tapa del relevador. La placa de características del tanque deberá indicar la presión de operación en la cual el relevador de sobre presión deberá operar.

3.3.2 Accesorios opcionales

3.3.2.1 *Relevador de presión súbita*

Este relevador detecta los valores excesivos de aumento de presión dentro del tanque, dado como resultado un arqueo interno. Es práctica común conectar los contactos al disparo del circuito interruptor (breaker) y des energizar el transformador. El relevador no es susceptible a movimientos a causa d vibración, golpes mecánicos, variaciones de presión a causa de cambios de temperatura del transformador.

El relevador de presión súbita es montado en la tapa del tanque transformador. La cámara superior contiene dos fuelles de control y un interruptor de recierre. Ensamble que incluye un brazo, un resorte, un pistón, y un interruptor. Las puntas del interruptor son conectadas a los tres conectores del receptáculo. La cámara superior sellada de la atmosfera externa por medio de empaques O-ring y está aislada de la cámara inferior por medio de un empaque de unión. La cámara inferior está expuesta a el líquido aislante o aceite del transformador y contiene los fuelles sensores.

Los tres fuelles tienen una interconexión común o entrada de aceite. La cámara inferior esta provista de una válvula para sangrado y para propósitos de prueba. El relevador de presión súbita normalmente es embarcado a sitio. La válvula principal de drenaje puede ser utilizada en lugar de la válvula de separo. Una válvula de seguridad (“shut-off”) es provista entre el tanque y el relevador de presión súbita. El relevador de presión súbita requiere un circuito propio de sellado.

3.3.2.2 *Relevador Buchholz*

Este relevador es utilizado en sistemas de preservación de aceite del tipo conservador, es un elemento de protección, sensible a los fenómenos que ocurren durante las fallas dieléctricas dentro del transformador, en general a la emisión o descarga de gases. Esta localizado en la línea de la tubería entre el transformador y el tanque conservador, de manera que en condiciones normales está lleno de aceite.

Este tipo de relevador es utilizado para detectar fallas menores o mayores. Tiene dos elementos de alarma, el cual opera después de que se haya formado un volumen especifico de gas, y el otro elemento opera por medio de disparo, en el caso de que presente un cambio busco de presión del aceite o bien a una descarga violenta de aceite, a consecuencia de la rápida generación de muestreo (“pet-cok”) para obtener muestras por métodos de inyección de aire o aceite y ser utilizadas en pruebas de sitio.

El relevador “Buchholz” es un elemento de protección sensible a fenómenos que puedan ocurrir durante las fallas dieléctricas dentro del transformador, en general con la emisión de gases de descarga. Este relevador tiene dos contactos, uno para la alarma, la cual actúa por descargas bajas, y la otra por disparo, que actúa por medio de descargas violentas. El relevador es ajustado con la obtención de una muestra de gas “cock”, a través del análisis de gas, información sobre la naturaleza de la falla detectada y del material deteriorado. El relevador “Buchholz” es ciertamente, hoy en día, el mejor detector de fallas. Ver **Figura 3.17**



Figura 3.17 Relevador Buchholz de reserva

3.3.2.3 Sistema de preservación de aceite

El sistema de preservación de aceite con tanque conservador, mantiene una presión constante sobre el nivel de transformador. La supresión del contacto aire/aceite es un separador flexible. Lo que significa que el aceite es un sello de la atmosfera para prevenir la consideración y/o oxidación dentro del transformador. La expansión de aceite dentro del transformador, es causada por el ciclo térmico, la cual se absorbe dentro del tanque conservador y el sistema separador flexible.

Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes solidos que se encuentran en el medio ambiente. Generalmente se utilizan los siguientes sistemas:

1. Respiración del material deshidratante, generalmente silica gel que es un material compuesto por aluminio de calcio, con indicador de color. Ver **Figura 3.18**
2. Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno). Ver **Figura 3.19**
3. Con sello a través de una membrana o bolsa elástica. Ver **Figura 3.20**



Figura 3.18 Respiración mediante silica gel del AT-2 Fase A MPD



Figura 3.19 Con sello de gas inerte del T-9 MPU



Figura 3.20 Con sello a través de una bolsa COPS del T-7 MPU

3.3.2.4 Equipo de enfriamiento de aire forzado

Los abanicos son utilizados en el equipo de enfriamiento de aire forzado en los transformadores para incrementar el rango de disipación de calor y a demás proveer una capacidad de carga adicional del transformador. Los abanicos se localizan en el lado del primer radiador de cada grupo, como se observa en la **Figura 3.21**, el aire sopla horizontalmente sobre los grupos de radiadores paralelos. Los abanicos son puestos en servicio solo cuando el enfriamiento natural sea inadecuado para mantener la temperatura del aceite dentro del límite especificado (“top oil”).

Los abanicos de enfriamiento del transformado cuentan con rodamientos o cojinetes de bajo mantenimiento.

El motor del abanico está diseñado bajo especificaciones OSHA, se encuentran disponibles motores monofásicos y trifásicos. Las carcasas, canastas y pantallas son de galvanizado e caliente para proporcionar una larga vida bajo condiciones severas de operación.



Figura 3.21 Sistema de enfriamiento por aire forzado del AT-2 fase A MPD

3.3.2.5 Transformadores de corriente

Son empleados en el transformador como una fuente de corriente para propósitos de medición y de uso en relevadores, así como también en la conexión con el equipo de medición de temperatura de devanados y compensadores de caída de línea.

Los transformadores de corriente tienen salidas de corriente en proporción a su corriente en el devanado primario y están diseñados con variación de grados de exactitud dependiendo de su aplicación. Ver **Figura 3.22**



Figura 3.22 Transformador de corriente SE MPD

3.4 Materiales aislantes

Los aislantes proporcionan la separación dieléctrica entre dos conductores, que se encuentran a diferente potencial en el circuito eléctrico del transformador. Se clasifican en función de las partes que se requieren aislar. Son necesarios para mantener una separación adecuada entre dos puntos de diferente potencial. En términos generales y dependiendo de los puntos que se van a aislar, los aislamientos se pueden clasificar en:

- **Aislamiento principal o mayor**, el cual comprende la separación entre devanados diferentes de una misma fase, así como también la separación entre devanados y tierra.
- **Aislamiento menor**, que comprende la separación entre espiras (vueltas) adyacentes y demás, la separación entre secciones del mismo devanado.
- **Aislamiento entre fases diferentes**, que comprende la separación entre los devanados de estas fases.

En la actualidad, los transformadores modernos utilizan productos aislantes como el hexafluoruro de azufre y los aceites vegetales.

Los materiales aislantes se pueden clasificar de acuerdo con sus características térmicas y se utilizan letras del alfabeto asociadas a la máxima temperatura que pueden operar:

Clase de aislamiento	Máxima temperatura de operación (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

Tabla 3.1 Clasificación de los materiales aislantes de acuerdo a características térmicas

Existen diversos factores que afectan seriamente el comportamiento de los materiales aislantes y acortan su vida útil algunos de ellos son la temperatura, la contaminación química, el efecto corona y los esfuerzos dieléctricos y mecánicos.

Al sufrir un deterioro progresivo, los aislamientos del transformador generan gases, donde pueden ocurrir descargas parciales y provocar fallas a largo plazo. Sin embargo, la detección temprana de fallas incipientes, permite a los ingenieros de mantenimiento llevar a cabo las acciones correctivas necesarias, para evitar precisamente fallas catastróficas que pudieran poner en riesgo al personal y a otros equipos de la subestación.

Para garantizar la operación correcta de los transformadores, se realizan pruebas a los aislamientos, ya sea en fabrica o en sitio. En fabrica, como una medida del control de calidad y en sitio, para garantizar la integridad del sistema del transformador.

La selección del sistema aislante es importante debido a que la calidad y condiciones de este determinan la vida útil del transformador por lo cual es importante considerar los siguientes factores:

Factores a considerar	
a. Tipo de fabricación del transformador:	Acorazado o columna
b. Aplicación; medio ambiente de operación	Potencia, elevador o reductor; intemperie o interior
c. Sobre elevación de temperatura y tipo de enfriamiento:	Sumergido en aceite, con aire o aceite forzado, con respiración a la atmosfera con desecador de aire, con tanque conservador o con tanque sellado con bolsa de neopreno.
d. Nivel básico de impulso:	En función de voltaje de operación de cada uno de los devanados.

Tabla 3.2 Factores a considerar para la selección de aislante

3.4.1 Aislantes solidos

3.4.1.1 Funciones

Las funciones que realizan los aislamientos sólidos en un transformador son las siguientes:

- Aislar entre si las espiras de una misma bobina
- Aislar entre si a los devanados
- Aislar contra tierra los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos a los que son sometidos los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos mecánicos a que son sometidos los devanados
- Soportar sin daño los esfuerzos térmicos a que son sometidos los devanados

3.4.1.2 Clasificación

Los materiales aislantes de uso más común en equipo eléctrico, han sido clasificados por el IEEE y lo ha establecido con fines de normalización con los siguientes valores máximos de “MANCHA MAS CALIENTES”.

Aislamiento	Temperatura máxima
Clase o	90 °C
Clase a	105 °C
Clase b	130 °C
Clase c	No se señala limite

Tabla 3.3 Clasificación de los aislantes solidos de acuerdo a la temperatura

- **CLASE O:** algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, que no estén impregnadas ni sumergidos en liquido dieléctrico.
- **CLASE A:** algodón, seda, papel y materiales similares, que estén impregnados en líquidos dieléctricos. Materiales moldeados y laminados con celulosa, resinas fenólicas y otras resinas de propiedades análogas.
- **CLASE B:** mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos o análogos, reforzados con substancias orgánicas aglutinantes como estructura y en pequeñas cantidades, puede usarse como clase A.
- **CLASE C:** mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos análogos.

El deterioro de aislantes clase A y B, a temperaturas elevadas es gradual y sus curvas no tienen pendientes, ni cambios bruscos. El material se reseca y carboniza, esto lo hace quebradizo disminuyendo con ellos la resistencia mecánica y provocando la falla por vibración.

Los materiales solidos utilizados como aislamiento en los transformadores son, papel y pressboard. El papel es un producto natural que se obtiene de la celulosa. Algunos de los materiales utilizados en sistemas aislantes son:

- Cartón prensado, cartón Kraft y soportes de madera de alta densidad e impregnados con resina sintética. La presentación del material es en tubos cilíndricos o laminas.
- Revestimientos de barniz para la laminación del núcleo, orgánico e inorgánico.
- Papel manila o papel pescado, que se utiliza en las transportaciones del conductor de las bobinas.
- Soportes de madera de maple, de micarta y de resina epoxica con fibra de vidrio, que se utilizan como soportes de las bobinas y de otros ensambles del transformador.
- Papel Kraft y papel crepe, se utilizan para el encintado de las bobinas y guías. Estos papeles tienen excelentes propiedades dieléctricas y una buena permeabilidad al aire, lo que facilitan la evaluación del aire atrapado entre capas de los devanados. Son materiales higroscópicos que llegan a contener entre el 5% y 10% de su peso de humedad.

- Placas estáticas aislantes. Su objetivo es distribuir proporcionalmente las tensiones de impulso por maniobra o por descargas atmosféricas en el devanado.
- El aceite aislante proporciona precisamente un medio aislante, además de disipar el calor generado en el transformador.

3.4.1.3 Características del papel Kraft y cartón prensado.

– Papel Kraft

Está compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada y construido por una o varias capas adheridas entre sí. Cuando el espesor del papel es de 0.6 mm o menor, se utiliza un recubrimiento resistente a la acción de líquidos aislantes. Cabe mencionar que solo existe un tipo de papel Kraft de excelente calidad:

Tipo PM-100-Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada

– Cartón prensado (Pressboard)

Puede obtenerse con el 100% de pulpa de madera sulfatada, o bien con el 50% de algodón y el resto de pulpa de madera sulfatada. Se construye con una o varias capas adheridas entre sí. En espesores mayores a 0.8 mm, se utiliza un pegamento resistente a la acción de líquidos aislantes. Existen dos tipos de este papel:

Tipo CM-100- Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada

Tipo CM-50- Compuesto al 50% de pulpa de madera sulfatada

3.4.1.4 Requerimientos que deben cumplir los aislantes solidos

La norma NMX J-319, papel y cartón prensado para transformador, establece los requerimientos para el papel aislante que se utiliza en transformadores, los cuales se mencionan a continuación:

3.4.1.4.1 Dimensiones

El espesor del papel y cartón prensado se puede observar en las **Tablas 3.4 y 3.5**. El ancho y el largo del papel y el cartón prensado, deben ser uniformes y estar acorde con lo convenido entre el consumidos y el fabricante.

3.4.1.4.2 Humedad

Antes de tratarse, el papel o cartón prensado debe contener entre el 4.5 y el 7% de humedad. El fabricante debe proteger los lotes de papel y cartón de la humedad y del medio ambiente. Para realizar la prueba de humedad, se requiere tomar una muestra de papel o cartón y debe ser rápidamente colocada en un pesa-filtro y cerrarse, y a continuación pesarse estando dentro del pesa-filtro y obtener así su peso cuando el papel está húmedo.

Después se somete a una temperatura de $105^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ durante dos horas, se deja enfriar y se pesa nuevamente. Se repite la operación de secado y se pesa nuevamente, hasta que la diferencia entre dos valores sucesivos de peso no sea mayor al 0.1% del peso de la muestra.

Espesor en mm	Tolerancia (\pm)
0.05	7%
0.08	
0.10	
0.13	
0.18	
0.20	
0.25	
0.30	
0.40	
0.50	
0.60	

Tabla 3.4 Espesores de papeles prensados para transformador

Espesor de mm	Tolerancia (\pm)
0.80	7%
1.00	
1.20	
1.60	5%
2.00	
2.50	
2.80	
3.00	

Tabla 3.5 Espesor del cartón prensado para transformadores

3.4.1.4.3 Factor de potencia

El factor de potencia se mide en pequeñas muestras de papel, colocadas sobre dos electrodos con pesos determinados. Estas muestras se secan en condiciones normalizadas de temperatura y de vacío, después se enfrían lentamente con aire seco y se realizan las mediciones a una temperatura determinada.

El factor de potencia del papel o cartón prensado no debe exceder de 3%, medio a una temperatura de 105°C .

3.4.1.4.4 Absorción de aceite

Para realizar esta prueba, se requiere una muestra de papel o cartón, con dimensiones de 82.5 mm por 140mm, la cual se pesa y se sumerge en un baño de aceite para transformador. Si la muestra tiene un espesor de hasta 0.6 mm, se mantiene a temperatura de $105^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$, durante 60 minutos. Finalmente se retira la muestra del horno, se seca con una toalla absorbente y se pesa nuevamente.

Los incrementos en peso para papel y cartón prensado por absorción de aceite, no deben ser menores de los valores especificados en la **Tabla 3.6**.

Espesores papeles en mm	Absorción en %	Espesores cartón en mm	Absorción en %
0.05	20	0.8	8
0.08	20	1.0	8
0.10	20	1.6	8
0.13	20	2.0	8
0.18	20	2.5	8
0.20	20	2.8	8
0.25	20	3.0	8
0.30	20	3.2	8
0.40	20	-	-
0.50	20	-	-
0.60	20	-	-

Tabla 3.6 Absorción del aceite

3.4.1.4.5 Rigidez dieléctrica

Los papeles y cartones prensados deben tener como mínimo, los valores de rigidez dieléctrica especificados en la **Tabla 3.7**. La rigidez dieléctrica se determina utilizando muestras en seco e impregnadas en aceite, de acuerdo con las recomendaciones de la norma NMX J-120, método de prueba para la determinación de la rigidez dieléctrica de materiales aislantes eléctricos.

3.4.1.4.6 Resistencia a la tensión mecánica

Esta medición determina la resistencia a la ruptura por tensión mecánica. Los papeles y cartones prensados deben soportar como mínimo los valores especificados en la **Tabla 3.7**.

3.4.1.4.7 Resistencia al rasgado

La prueba se utiliza para determinar la fuerza requerida para rasgar una hoja de papel, utilizando un péndulo tipo Elmendorf. La fuerza aplicada debe ser mayor, cuando se aplica en el sentido transversal al de fabricación. Este métodos no se aplica en cartones. Los papeles deben soportar sin rasgarse, los valores de la **Tabla 3.7**.

3.4.1.4.8 Peso específico

Se determina el peso de la muestra y se obtiene el volumen total de cada una de estas, y se expresa en g/cm^3 . Los papeles y cartones prensados deben tener un peso específico dentro de los límites marcados en la **Tabla 3.7**.

3.4.1.4.9 Resistencia a la explosión

Esta medición se define como la presión hidrostática en kg/cm², requerida para producir una ruptura en el material, aplicando una presión con incrementos controlados. Los papeles procesados deben tener una resistencia mínima a la exposición, indicada en la **Tabla 3.8**.

3.4.1.4.10 Contracción por secado

Los papeles y cartones prensados deben presentar una contracción por secado menor al 2%.

Tipo de material	Espesor (mm)	Rigidez dieléctrica a mínima en seco (V/mm)	Rigidez dieléctrica a mínima en aceite (V/mm)	Resistencia a mínima a la tensión (kg/cm de ancho)		Resistencia a mínima al rasgado(g)		Peso específico (g/cm ³)
				L	T	R	L	
PAPELES	0.05	10,000	25,000	4.1	1.5	53	47	0.9 a 1.1
	0.08			6.5	3.5	79	65	
	0.10			10.5	4.5	152	127	
	0.13	9,000	18,000	12.0	5.5	167	146	0.9 a 1.1
	0.18			15.0	8.5	206	181	
	0.20			15.5	8.8	221	203	
	0.25			23.0	11.0	315	291	
	0.30	8,000	15,000	26.0	15.0	368	329	0.95 a 1.3
	0.40			34.0	18.0	416	357	
	0.50			42.0	23.0	525	400	
	0.60			43.0	26.0	602	520	
	CARTONES	80	9,500	11,000	55	42	-	-
1.00		69			54			
1.60		135			99			
2.00		147			105			
2.50		9,500	11,000	180	160	-	-	0.97 a 1.17
2.80				189	174			
3.00				210	190			
3.20				312	230			

Tabla 3.7 Especificaciones eléctricas y mecánicas

L= Longitud de la muestra

R= Resistencia al rasgado

T= Tensión mecánica

Espesor	Kg/cm ²
0.05	0.9
0.08	1.7
0.10	1.8
0.13	3.3
0.18	4.5
0.20	4.7
0.25	4.9
0.30	7.6
0.40	8.6
0.50	14
0.60	17

Tabla 3.8 Valores de resistencia a la explosión en kg/cm²

3.4.1.4.11 Contenido de cloruros en papeles y cartones aislantes

Esta medición tiene como objetivo determinar el contenido de cloruros por extracción de agua en papel y cartón, el cual no debe exceder de 9pp.

3.4.1.4.12 Muestreo de aislamientos solidos

El muestreo de papeles y cartones se realiza, siguiendo lo especificado en la norma NMX J319 papel prensado y cartón prensado para transformadores sumergidos en liquido aislante, parte 1:

Las especificaciones establecen:

- Las muestras deben ser representativas de todo el lote, tomando un juego de muestras por cada 20 unidades de embarque, teniendo presente que el número mínimo de juegos que se deben tomar de un empaque es de 5 y como máximo 20
- Se debe contar con el número de muestras requerido para realizar pruebas completas
- Las dimensiones de las muestras deben ser de 300 x 450 mm, a menos que se especifique alguna otra.
- Se debe tomar el mismo número de muestras por cada rollo, caja, bastidor o bulto. Es recomendable seleccionar para la prueba, muestras que no estén dañadas.

Estas consideraciones de muestreo son válidas para un lote de aislamientos sólidos y para realizar pruebas en laboratorio con la finalidad de verificar características.

3.4.2 Aislantes líquidos

El aceite es un componente muy importante del aislamiento del transformador. El aceite aislante debe tener una rigidez dieléctrica alta, un bajo factor de potencia, una estabilidad química y física y de preferencia un bajo costo. Es un producto natural que contiene una variedad de impurezas en diferentes cantidades.

3.4.2.1 Tipos de aceite

– Aceites sintéticos

Estos aceites son comúnmente llamados bifenilos policlorados y son compuestos sintéticos no inflamables, los cuales una vez descompuestos por arco eléctrico producen mezclas gaseosas, son estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos. Además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de sus gases. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y el triclorobenceno, Actualmente su uso está prohibido, por lo que CFE requiere confinarlos para su destrucción posterior.

El problema principal de los bifenilos policlorados, es que cuando están en contacto con el agua, solo una cantidad de 125 ppm se disuelven en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica de los BPC disminuye rápidamente, conforme se incrementa la concentración de humedad. Cuando en el aceite se presenta el arco eléctrico severo, este se descompone y adquiere un color negro debido a las partículas de carbón en suspensión.

– Aceites derivados del petróleo

Aceite nafténico: Se deriva de un crudo especial que tiene muy bajo contenido de n-parafinas (ceras). Este aceite tiene un punto bajo de escurrimiento, no necesita ser desparafinado (eliminar cera) y no requiere el uso de depresores de escurrimiento.

Aceite parafínico: Se deriva de un crudo con alto contenido de n-parafinas (ceras) naturales. Estas parafinas deben ser liberadas de los aceites. Para alcanzar un nivel bajo de escurrimiento, se requiere añadir un depresor al aceite.

3.4.2.2 Pruebas que realizan al aceite

Para determinar la calidad de un aceite, se recomienda realizar una evaluación de sus características físicas, químicas y eléctricas. También se requiere comprender la finalidad de las pruebas y los criterios de análisis de los resultados de prueba.

Las normas que describen estos procedimientos son:

- IEC 60422 3ra Edition-2005-10 Mineral insulating oils in electrical equipment-supervision and maintenance guidance
- NMX-J-123-ANCE-2005 Transformadores aceites minerales aislantes para transformadores. Especificaciones, muestreo y métodos prueba.

3.4.2.2.1 Densidad

Es la relación del peso del volumen de una sustancia, con respecto a un peso igual de un volumen de agua. La densidad varía con la temperatura, por lo tanto los resultados se deben corregir a una temperatura de referencia. Esta medición se utiliza para determinar la densidad relativa (gravedad específica) de los aceites minerales. Con el resultado obtenido se

determina el tipo de aceite: naftenico tiene alrededor de 0.88 y el parafínico de entre 0.84 y 0.86.

3.4.2.2.2 Viscosidad

Esta prueba mide el grado de fluidez del aceite. Se realiza con un equipo llamado viscosímetro *Saybolt*, el cual contiene un orificio capilar estandarizado, por el que se hace pasar una cantidad volumétrica de aceite en un tiempo determinado. El tiempo representa la viscosidad del aceite a la temperatura de prueba y el resultado se reporta en segundos *Saybolt* universales (SSU). El límite de viscosidad es 60 SSU.

3.4.2.2.3 Temperatura de inflamación e ignición

El punto de inflamación es la temperatura mínima a la que se generan gases en una muestra de aceite, bajo condiciones de prueba determinadas. Los resultados son corregidos a una presión barométrica de 101,3 kPa. Para el punto de inflamación se especifica un valor mínimo de 145°C.

3.4.2.2.4 Temperatura de congelación

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Es conveniente que el aceite tenga una baja temperatura de congelación, para asegurar que fluya a bajas temperaturas. En los aceites naftenicos, la congelación se debe al aumento de la viscosidad de los componentes no cristalizables, y en los aceites parafínicos, la congelación se debe a la separación de la cera que inhibe su flujo. En aceites parafínicos, la especificación indica un valor de -26 °C o inferior.

3.4.2.2.5 Análisis estructural

Esta medición determina el contenido de carbonos que están presentes en un aceite, por correlación de sus propiedades físicas básicas. El método es aplicable en aceites con peso molecular entre 200 y 600.

Se requiere que el aceite tenga una cantidad optima de hidrocarburos aromáticos. La aromaticidad se mide principalmente por medios ópticos de dispersión. El contenido de aromáticos es inversamente proporcional a las propiedades de gasificación del aceite, sin embargo, una aromaticidad alta provoca un incremento en formación de lodos, cuando el aceite está en operación. Se ha determinado que para el aceite, la concentración optima de aromáticos sea de entre el 8% y el 12%.

3.4.2.2.6 Número de neutralización

Esta medición se conoce como “índice de acidez” o simplemente “acidez”, y consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. Se considera un valor aceptable de 0.009 mg KOH/g, para un aceite nuevo.

3.4.2.2.7 Número de saponificación

Esta prueba mide en forma absoluta el ácido presente en el aceite. Para realizarla se necesita un soporte, una bureta con un aparato para digestión y una placa para calentamiento. Una muestra de 20g se mezcla y calienta con 25ml de n-etil-etil cetona y 25 ml de solución alcohólica 0.54. el resultado final es la desaparición del color con ácido clorhídrico (HCl) usando fenolftaleína como indicador. Esta prueba se realiza con poca frecuencia, debido al tiempo que se requiere y la dificultad para efectuarla.

3.4.2.2.8 Punto de anilina

Esta medición determina la temperatura mínima a la que una mezcla, con partes iguales de aceite y anilina, se hace soluble por completo. El punto de anilina es útil para el análisis de mezclas de hidrocarburos. Es un método rápido y directo para conocer de forma general, el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Para un aceite nuevo del tipo naftenico, se especifica un valor de 78°C y para aceites parafínicos, los valores de referencia son más altos.

3.4.2.2.9 Contenido de agua

Esta medición ayuda a determinar la cantidad de agua presente en líquidos aislantes por titulación coulométrica *Karl Fisher*. Este método de prueba se utiliza normalmente para muestras por debajo de 100% de saturación relativa, de agua en aceite. Para la prueba se utiliza un reactivo compuesto de bióxido de azufre, piridina metanol y yodo.

Otro método para la medición de humedad en forma automática y continua dentro de un flujo constante de aceite, consiste en medir el punto de rocío por medio de una celda. Con ayuda de datos obtenidos de tablas para el vapor de agua y con la ecuación de solubilidad de *Henry*, se calcula el contenido en el aceite.

- Para equipos hasta 115 kV 15ppm máximo
- Para equipos hasta 230 kV 12ppm máximo
- Para equipos hasta 400 kV 10ppm máximo

3.4.2.2.10 Contenido de inhibidor

Esta medición tiene como finalidad determinar el contenido de inhibidor en un aceite nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad principal reaccionar con los peróxidos y destruirlos, disminuyendo la velocidad de oxidación. Cuando existen oxidantes en el aceite, los inhibidores no logran evitar que disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación.

Por lo tanto, la sensibilidad de un aceite respecto a la acción de los inhibidores, se considera inversamente proporcional a la cantidad de oxidantes que tienen influencia en el factor de potencia. El uso de inhibidores se justifica cuando se realizan en aceites no oxidantes. El aceite que produce PEMEX, no debe contener inhibidores.

Los aceites del tipo naftenico utilizan inhibidores en diferentes concentraciones, debido a problemas que se presentan en su refinación, dando como resultado dos tipos:

- Tipo I: hasta 0.08% en peso
- Tipo II: hasta 0.3% en peso

3.4.2.2.11 Azufre total

Este método se utiliza para determinar el contenido de azufre en aceites aislantes, en el intervalo de 0.015% a 0.50% en masa de azufre, por espectroscopia de rayos X.

En aceites para transformadores el contenido de azufre debe ser mínimo, ya que el azufre elemental y los compuestos de azufre, pueden ser corrosivos a los componentes de cobre del transformador.

3.4.2.2.12 Azufre corrosivo

Esta prueba detecta la presencia de azufre libre y de compuestos corrosivos de azufre que reaccionan con metales como el cobre o la plata, bajo condiciones determinadas del aceite. Cuando el azufre reacciona con estos metales, sus iones se introducen hacia el papel originando su degradación, y por otro lado contaminan el aceite. Esto ocasiona que la rigidez dieléctrica del sistema aislante se reduzca y se originen fallas.

La norma ASTM D-1275 Standard Test Method for corrosive sulfur in electrical insulation oils, ayuda a determinar los componentes de azufre corrosivo en aceites aislantes derivados del petróleo.

3.4.2.2.13 Tensión de ruptura

Por definición, la tensión de ruptura de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba se realiza frecuentemente y ayuda a determinar dos cualidades: la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y su nivel de degradación o grado de contaminación.

Para un aceite nuevo, se especifica un valor mínimo de 30kV, utilizando un medidor con electrodos planos y separados 2.5 mm, cuando se utilizan electrodos semiesféricos, el valor mínimo debe ser 20kV.

Para aceite usado en buenas condiciones, se considera un valor mínimo de 25kV, estos valores dependen del equipo en que se utiliza y de su voltaje de operación.

3.4.2.2.14 Resistividad

Es numéricamente igual a la resistencia entre dos caras opuestas de un centímetro cubico de aceite. La resistividad de un aceite es una medida de sus propiedades dieléctricas. Una resistividad baja. Refleja la presencia de iones libres. De acuerdo con lo anterior y como no se tienen valores recomendados, un aceite ideal sería aquel que tuviera un valor mayor de $250 \times 10^6 \text{ M}\Omega\text{-cm}$.

3.4.2.2.15 Oxidación acelerada

Esta medición se utiliza para evaluar la estabilidad de oxidación de aceites minerales nuevos no inhibidos, bajo condiciones aceleradas, logrando obtener su vida útil, y consiste en acelerar el procedimiento de envejecimiento en condiciones controladas y comparar los resultados con los de operación.

Las causas principales que provocan oxidación son la temperatura elevada y la presencia de oxígeno. El cobre se utiliza como catalizador para acelerar el proceso. El grado de oxidación del aceite se manifiesta de acuerdo con la cantidad de ácidos o lodos formados, el incremento de la viscosidad, el número de neutralización o con el tiempo requerido para llegar a los valores finales especificados. Las norma NMX.J.123ANCE-2005 indican el procedimiento de prueba.

3.4.2.2.16 Porcentaje total de gases

Con esta medición, se determina la cantidad total de gases disueltos en el aceite aislante. Esta prueba normalmente se efectúa en aceites nuevos que van a ponerse en servicio. Se verifica que el contenido de oxígeno disuelto sea el mínimo. También se efectúa en transformadores que están en operación.

3.4.2.2.17 Análisis de metales

Esta medición ayuda a detectar la presencia de metales en los aceites aislantes. Con esto se logra identificar ciertos tipos de problemas mecánicos o de sobrecalentamiento en transformadores.

Una técnica para esta medición consiste en filtrar una muestra de aceite, retener las partículas y efectuar un análisis químico cuantitativo o cualitativo.

3.4.2.2.18 Contenido de bifenilos policlorados (BPC`S)

La medición tiene como objetivo identificar y determinar cuantitativamente, el contenido de bifenilos policlorados (BPC`s) en líquidos aislantes, por medio de cromatografía de líquidos. Los bifenilos policlorados o BPC`s, es un grupo de hidrocarburos clorados aromáticos, que son muy estables, bioacumulables y tóxicos, con efectos diversos que dependen del grado y tiempo de exposición.

Los reglamentos ambientales exigen que los equipos eléctricos y los fluidos eléctricos aislantes que contengan BPC`s, sean manejados y almacenados, utilizando procedimientos específicos.

3.4.2.2.19 Determinación de furanos

Su finalidad es determinar la concentración de furanos en el sistema aislante aceite-papel. Los furanos son compuestos orgánicos que se producen por la degradación del papel en contacto con el aceite, debido a sobrecalentamientos, oxidación y humedad.

La norma IEC 61198-1st Edition 1993-09, indica el procedimiento para determinar el 2-furfural y compuestos relacionados, utilizando cromatografía de líquidos. De acuerdo con esta norma, la concentración mínima de los compuestos debe ser 0.05 mg/kg o menor.

3.4.2.2.20 Medición de porcentaje de gases

La presencia de gases disueltos en el aceite se puede determinar en sitio, usando equipos portátiles con los que se puede identificar el contenido de gases, tales como el hidrogeno, el monóxido de carbono, el dióxido de carbono, el metano, el acetileno y el etano, así como el contenido de agua.

Los resultados de la medición deben ser interpretados por los métodos *Doernenburg*, *Duval*, *Roger*, etc., con la finalidad de obtener una mejor evaluación y detección de fallas incipientes. La **Tabla 3.9** muestra los valores de referencia, de acuerdo con la experiencia de la comisión federal de electricidad (CFE).

Valores de gas en aceite (ppm vol/vol)	Máximo	Critico
Hidrogeno	200	1000
Metano	120	500
Monóxido de carbono	700	1000
Bióxido de carbono	10,000	15,000
Etileno	80	150
Etano	100	500
Acetileno	15	15
Compuestos furanicos	8.0 pp. Como máximo	
Contenido de humedad	10-15 ppm	
Rigidez dieléctrica	30 kV con electrodos planos 20 kV con electrodos semiesféricos	
Resistividad	250 x 10 ⁶ Ω-cm	
Factor de potencia	0.05% máximo a 25 °C	
Aceite nuevo	0.3% a 100 °C	
Aceite en operación		

Tabla 3.9 Contenido de gases en aceite para transformadores de potencia

3.4.2.2.21 Color ASTM

Una variación en el color del aceite, indica una posible contaminación con otro producto. Para un aceite nuevo, el valor máximo es de 0.5 grados. El color de los aceites se incrementa con su uso y con algunas sustancias que contiene. Si un aceite tiene un color de 1 grado, se

puede establecer que no es nuevo, pero si el transcurso de algunos de los años adquiere un color de 4 y en un año aumenta a 7, deben investigarse las causas que provocaron dicho cambio, para tomar las acciones correctivas necesarias.

3.4.2.2.22 Factor de potencia

La prueba tiene como finalidad medir el nivel de contaminación o degradación del aceite. El factor de potencia depende de la acción bipolar de los contaminantes.

Un alto nivel de factor de potencia en el aceite aislante, se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que conducen electrones. En estos compuestos siempre se han encontrado trazas de cobre.

La presencia de mercaptanos (compuestos tóxicos y de un olor desagradable) en el aceite, produce una reacción con el óxido de cobre, formando compuestos cuprosos y solubles que elevan el factor de potencia. Los valores recomendables para dicho factor en un aceite nuevo son 0.05% a 25°C y 0.3% a 100 °C. para aceites en servicio, el criterio a seguir varía de acuerdo con los años de servicio y el tipo de aislante líquido que se utilice.

3.5 Mantenimiento

En comparación con otros equipos, el transformador es considerado como un equipo que requiere poco mantenimiento y que tiene un alto nivel de confiabilidad. El propósito principal del mantenimiento de transformadores es asegurarse de que sus partes internas, externas y accesorios, se conservan en buenas condiciones, y que es capaz de operar con un alto nivel de confiabilidad. Un segundo propósito es mantener un registro histórico de las condiciones del transformador.

El mantenimiento de un transformador se realiza periódicamente, de acuerdo al procedimiento de valoración de créditos de trabajo de subestaciones.

Actualmente se conoce una gran variedad de tipos de mantenimiento con su definición respectiva para cada uno de ellos, así como su filosofía muy particular, es necesario omitir el aspecto de enumerar y describir adecuadamente cada uno de estos, con la finalidad de manejar fácilmente los tipos de mantenimiento que requiere la industria eléctrica.

3.5.1 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo tiene como finalidad, lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Para lograrlo, se requieren técnicas de inspección y pruebas con instrumentación avanzada, que ayuden a determinar con certeza la condición del equipo y un control rigurosos, logrando una correcta planeación del mantenimiento y realizando las revisiones requeridas.

3.5.2 Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, además de prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones

periódicas del equipo. En general se logra el objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

3.5.3 Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento permite operar el equipo hasta que ocurra una falla, antes de efectuar su reparación o sustitución. Requiere de poca planeación y control, pero sus desventajas son inaceptables en instalaciones que requieren un alto nivel de confiabilidad. El trabajo que se realiza en este mantenimiento está fundamentado en casos de emergencia, lo cual genera una forma ineficiente del empleo de la mano de obra, excesivas interrupciones y costos elevados.

4 Pruebas a transformadores

4.1 Necesidad de las pruebas

Dos de las razones por las cuales se realizan las pruebas a los transformadores son:

- Evitar fallas
- Maximizar la vida útil del equipo

Pocos son los transformadores que fallan por envejecimiento y fin de su vida útil, normalmente salen de operación por diversos factores que se mencionan en la tabla :

Tipo de falla	Falla
Fallas del sistema	Corriente de circulación
	Desbalance de corrientes
	Efecto de fuga de flujo
Fallas de accesorios	Conmutadores de Tomas
	Sistema de enfriamiento
	Pararrayos
Falla de aislamiento dieléctrico	Etapas final de una combinación de eventos previos

Tabla 4.1 Factores de falla en un transformador

4.2 Pruebas a boquillas

Las boquillas de los transformadores están sujetas a esfuerzos eléctricos muy elevados ya que el espacio de aislamiento entre el conductor de alta tensión y la brida de tierra es muy pequeño. Por esta razón las boquillas se construyen enrollando capas alternadas de papel aislante y laminas conductoras, formando un conjunto de capacitores en el interior de la boquilla, los cuales se observan en la **Figura 4.1**. Estos capacitores en serie gradúan el campo eléctrico de aislamiento interno de la boquilla, aliviando las concentraciones de voltaje al distribuir uniformemente el campo eléctrico.

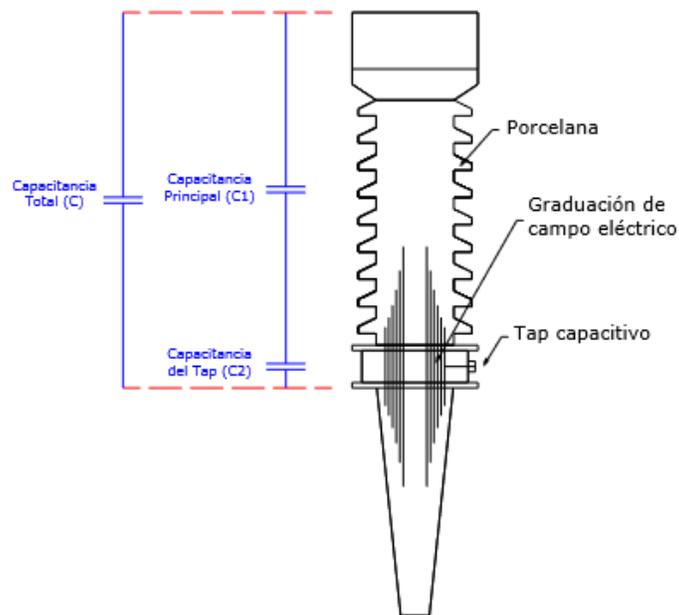


Figura 4.1 Estructura de la boquilla de alta tensión

4.2.1 De factor de potencia

Las boquillas de alta tensión cuentan con un dispositivo llamado “tap capacitivo”, que permite el acceso al interior del aislamiento entre el último capacitor y tierra. Quedan entonces formados dos capacitores ($C1$ y $C2$) como se puede observar en la ilustración. La capacitancia total (C) es la suma de las dos.

La finalidad de la medición del factor de potencia consiste en detectar el deterioro de la graduación capacitiva de la boquilla, que se manifiesta en un incremento en el valor de la capacitancia nominal, así como también de las pérdidas del sistema dieléctrico (papel-aceite) de la boquilla. Las mediciones de factor de potencia en sitio que se aplican a boquillas son:

- Medición de la capacitancia en $C1$
- Medición de la capacitancia en $C2$
- Medición con collar caliente
- Medición con collar caliente múltiple

Para el caso de las boquillas, es muy importante registrar también el valor de la capacitancia, ya que cualquier cambio que se presente a lo largo del tiempo es una indicación de degradación del aislamiento interno.

4.2.1.1 Medición de la capacitancia en $C1$

Esta medición permite determinar la capacitancia entre el conductor principal y el tap capacitivo de la boquilla. El valor obtenido se compara con el valor indicado en la placa de datos o con el valor inicial de puesta en servicio, si la medición indica una diferencia del 5%

se deberá investigar la causa, con una diferencia del 10% se deberá retirar de servicio e investigar la causa.

El valor aceptable del factor de potencia para C1 es del 0.5% corregido a una temperatura de 20°C.

Para investigar la causa de posibles desviaciones en los valores de esta medición se recomienda realizar pruebas adicionales de laboratorio, tales como: cromatografía de gases pruebas fisicoquímicas al aceite, medición de descargas parciales, impulso, líquidos penetrantes, etc.

Para boquillas que cuentan con este tap de potencial (por ejemplo boquillas Mitsubishi) se debe de tener cuidado de no confundir este tap con el tap capacitivo. Las conexiones que se realizan para llevar a cabo esta medición se observa en la **Figura 4.2**

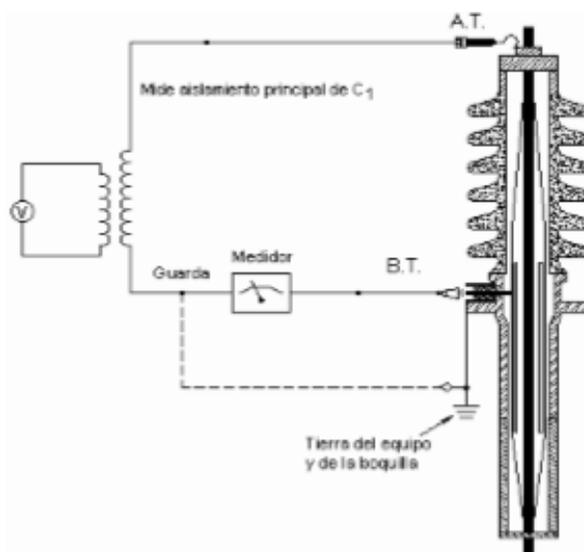


Figura 4.2 Medición de C1

4.2.1.2 Medición de la capacitancia en C2

Esta medición permite determinar la capacitancia entre el tap capacitivo y la brida de la boquilla, como se observa en la **Figura 4.3** Cuando sea posible realizar esta medición, se debe aplicar una tensión máxima de 1000 V. Se recomienda realizar la medición a 500 V, el valor obtenido se compara con el valor de la capacitancia del valor de placa o de mediciones anteriores. Este valor también es utilizado en mediciones futuras realizadas a la misma tensión de medición.

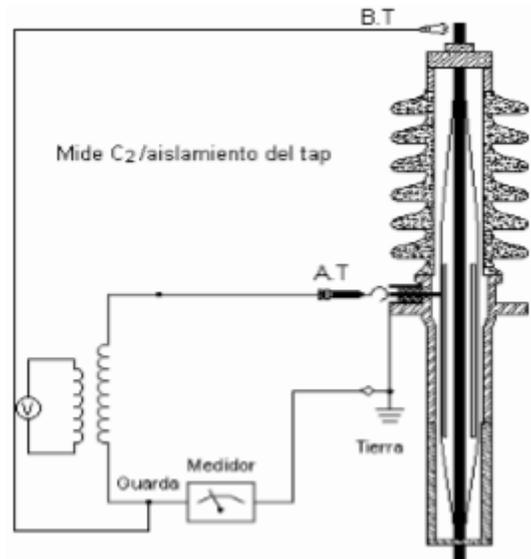


Figura 4.3 Medición de C2

4.2.1.3 Medición con collar caliente

Esta medición se debe realizar a boquillas llenas de aceite o compound y el collar caliente se coloca en el primer faldón superior, observándose así en la **Figura 4.4** . Con esta medición se verifica el nivel de aceite, humedad interna, así como fisuras del aislamiento externo.

Los valores obtenidos en la medición deben ser ≤ 0.1 W a 10 kV. si al realizar la medición los resultados se encuentran fuera del rango de aceptación, se debe realizar la medición con collar caliente múltiple.

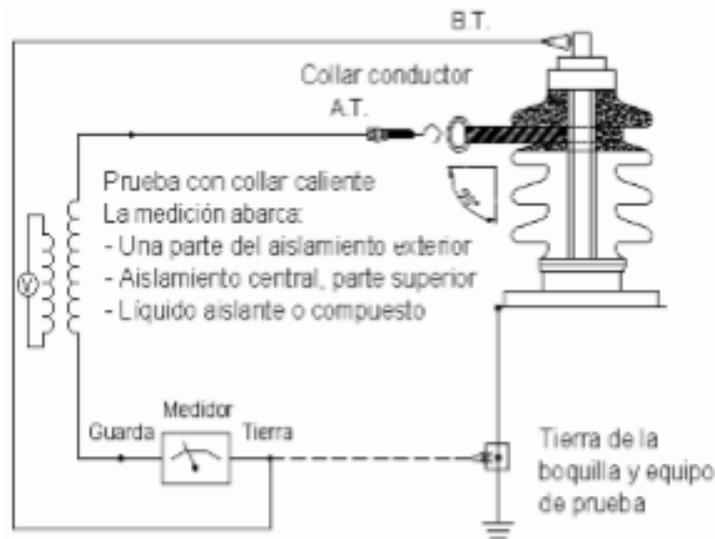


Figura 4.4 Medición de collar caliente

4.2.1.4 Medición con collar caliente múltiple

Esta medición se realiza a boquillas llenas de aceite o compound y se realiza colocando el collar faldón por faldón con la finalidad de determinar humedad interna, así como fisuras del aislamiento externo. Ver **Figura 4.5**

Las mediciones descritas anteriormente son las más comunes para determinar el estado de las boquillas.

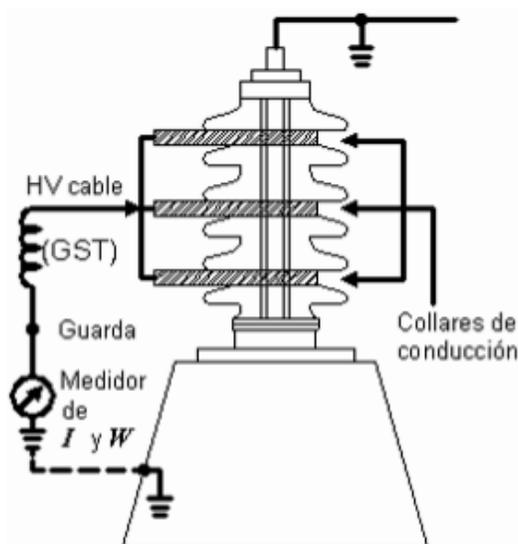


Figura 4.5 Medición de collar caliente múltiple

4.2.1.5 Interpretación de resultados

El factor de potencia para las boquillas del tipo condensador, se corrige a 20 ° C y es generalmente del orden del 0.5%. las boquillas que presenta un incremento en los valores de factor de potencia puede deberse a problemas de contaminación o deterioro del aislamiento. Los valores de capacitancia para este tipo de boquillas deben estar entre el 5% y 10% del valor nominal indicado en la placa, el cual depende del número total de capas del condensador: un incremento en los valores de capacitancia indica la posibilidad de que las capas de condensador estén en corto circuito; un decremento en el valor de la capacitancia indica la posibilidad de que haya un cable de tierra con falso contacto o una conexión de prueba deficiente.

En las mediciones con collar caliente simple, las pérdidas medidas deben ser menores o iguales a 0.1 Watt. Si la corriente o las pérdidas en Watts tienen un incremento apreciable con respecto a lo normal, entonces se realiza una segunda medición después de mover el collar un faldón hacia abajo, hasta determinar qué tan abajo ha progresado la falla.

Cuando las pérdidas están entre 0.11 y 0.3 Watts se le da a la boquilla un rango de investigar. Cuando las pérdidas sean superiores a 0.5 Watts con el collar en el faldón de arriba, y cuando

el collar se encuentra en el segundo faldón y los valores son menores o iguales a 0.1 Watt es posible que exista un defecto en la cubierta de porcelana.

Los valores medidos de factor de potencia deben ser corregidos a una temperatura de 20°C. En cuanto a los resultados de medición se puede tomar como referencia los valores indicados en la **Tabla 4.2**.

Factor de potencia		
Valores obtenidos	kV de prueba	Condición
0.05 a 9 mW	2.5	Bueno
9 a 19 mW	2.5	Investigar
Mayor de 19 mW	2.5	Retirar
0.01 a 0.15 mW	10	Bueno
0.15 a 0.30 mW	10	Investigar
Mayor de 0.30 mW	10	Retirar

Tabla 4.2 Valores de referencia de factor de potencia en boquillas

4.2.1.6 Recomendaciones

- Para obtener resultados confiables en mediciones de aislamiento a boquillas, se recomienda la limpieza de porcelana.
- Se debe verificar la operación y cables del equipo de medición, con la finalidad de evitar errores en las mediciones.
- En mediciones con collar caliente de factor de potencia, se recomienda que los collares no coincidan con uniones de porcelana, con la finalidad de evitar pérdidas excesivas que conduzcan a resultados erróneos

4.3 Pruebas al devanado

4.3.1 Relación de transformación

4.3.1.1 Teoría

Un transformador es una maquina sin perdidas, con una bobina de entrada y unas de salida, como se muestra en la Figura. En el transformador de la Figura, el devanado primario tiene N_p espiras de alambre y el devanado secundario N_s espiras. De acuerdo con la ley de Faraday, el voltaje aplicado en el primario V_p es equivalente a:

$$V_p = e_p = N_p \frac{d\phi}{dt}$$

El voltaje del devanado secundario V_s es:

$$V_s = e_s = N_s \frac{d\phi}{dt}$$

La relación de voltaje aplicado en el primario V_p con respecto al voltaje inducido en el secundario V_s se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p \frac{d\phi}{dt}}{N_s \frac{d\phi}{dt}} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

Donde a se define como la relación de espiras del transformador.

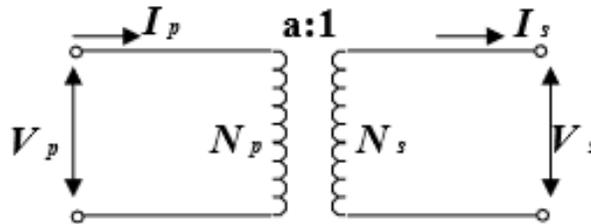


Figura 4.6 Transformador ideal

La relación entre la corriente I_p que fluye en el lado primario del transformador y la corriente i_s que fluye hacia afuera del lado secundario del transformador se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$V_p I_p = V_s I_s$$

$$N_p I_p = N_s I_s$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{1}{a}$$

En términos de cantidades fasoriales, estas ecuaciones se escriben de la siguiente manera:

$$\frac{V_p}{V_s} = a$$

$$\frac{I_s}{I_p} = a$$

El Angulo de V_p es el mismo ángulo de V_s y el ángulo de I_p es el mismo ángulo de I_s . Es decir la relación de espiras de un transformador ideal solo afecta magnitudes de voltaje y corriente pero no a sus ángulos.

En los transformadores reales los niveles de voltaje y corriente cambian, por lo que la relación entre voltaje y corriente también cambia. Este cambio en la relación de voltaje y corriente produce un cambio en la impedancia aparente del transformador. En el devanado secundario la impedancia Z_L está determinada por la ecuación:

$$Z_L = \frac{V_S}{I_S}$$

La impedancia aparente en el devanado primario Z_L es:

$$Z_L = \frac{V_p}{I_p}$$

Considerando que el voltaje primario V_p es:

$$V_p = aV_S$$

Y la corriente en el primario I_p es:

$$I_p = \frac{I_S}{a}$$

Despejando las ecuaciones de el voltaje y corriente primarios en la ecuación de la impedancia aparente en el devanado primario, se tiene que:

$$Z_L = \frac{V_p}{I_p} = a^2 \frac{V_S}{I_S}$$

4.3.1.2 Relación practica

Es aquella que se obtiene de la medición ya sea del número de los devanados, la relación entre voltajes primario y secundario o la relación entre corrientes de los devanados.

4.3.1.3 Calculo del por ciento de diferencia entre la relación teórica y la medida

Para interpretar los resultados, es necesario calcular el por ciento de diferencia entre la relación teórica y la relación medida, según la siguiente ecuación:

$$\%DIF = \frac{R_T - R_M}{R_T} \times 100$$

Donde:

$\%DIF$ = porcentaje de diferencia entre la relación teórica y la medida

R_T = Relación teórica

R_M = Relación medida

La fórmula anterior se aplica únicamente para la puesta en servicio, comparando la relación medida con la relación mostrada en la placa. Para las pruebas subsecuentes los valores medidos no deben de cambiar. En este caso, el valor de relación de la medición actual, se debe comparar con el valor obtenido en la medición de puesta en servicio.

4.3.1.4 Polaridad del transformador

Las terminales del primario y del secundario de un transformador monofásico tienen igual polaridad cuando la diferencia de tensión entre las terminales marcadas y las no marcadas en ambos devanados, tienen la misma polaridad instantánea. En el caso del devanado primario la corriente, entra por la marca de polaridad y en el devanado secundario sale por polaridad. Es decir las tensiones V_p y V_s de la **Figura 4.6** están en fase, al igual que las corrientes I_p e I_s . La polaridad de un transformador puede ser aditiva o sustractiva. Por lo general, los transformadores de potencia se construyen con polaridad aditiva.

4.3.1.5 Polaridad sustractiva

Cuando la conexión del lado de alta, H1, y la del lado de baja, X1, se encuentran en el mismo lado del transformador, se dice que la polaridad es sustractiva, ver **Figura 4.7** (a). Si las terminales H1, y X1 están conectadas y se energiza el lado de alta, el voltaje entre las terminales H2, y X2 será menor al voltaje aplicado, ver **Figura 4.7** (b). Esto se debe a que al conectar los devanados en serie, el voltaje del lado de baja se resta al voltaje del lado de alta, como se muestra en la **Figura 4.7**

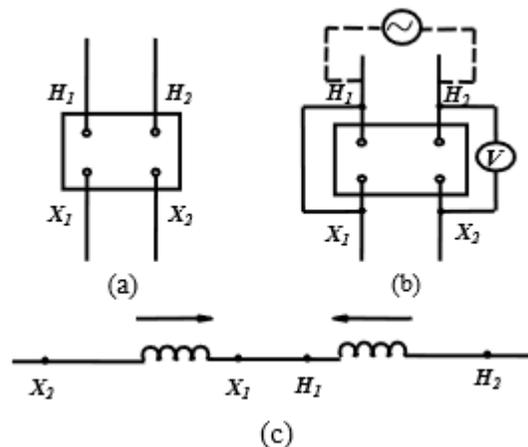


Figura 4.7 Polaridad sustractiva de un transformador monofásico

4.3.1.6 Polaridad aditiva

Cuando la conexión del lado de alta, H1, y la del lado de baja, X2, se encuentran en el mismo lado del transformador, se dice que la polaridad es aditiva, ver **Figura 4.8** (a). Si se conectan las terminales H1, y X2 y se energiza el lado de alta, el voltaje entre las terminales H2, y X1

será igual a la suma de los voltajes de los devanados de alta y baja tensión, ver **Figura 4.8** (b). Esto se debe a que al conectar los devanados en serie, el voltaje del lado de baja se suma al voltaje del lado de alta, como se muestra en la **Figura 4.8** (c).

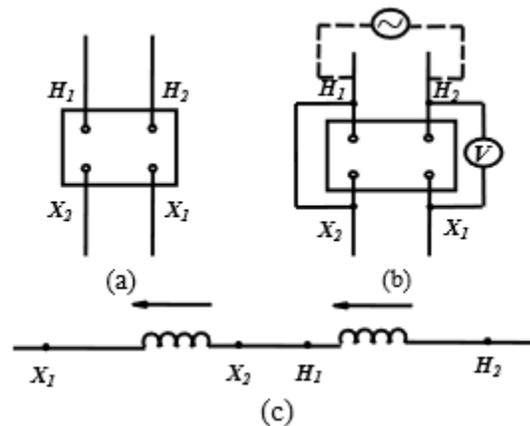


Figura 4.8 Polaridad aditiva de un transformador monofásico

4.3.1.7 Consideraciones para la medición

El número de mediciones se incrementan cuando se tienen más de dos devanados en la misma fase, como en el caso de los transformadores de tres devanados. Para transformadores con más de dos devanados la medición de la relación de espiras, consiste de “n” mediciones monofásicas para determinar la relación entre espiras primarias y espiras secundarias de cada fase.

Antes de realizar la medición de relación de transformación en un transformador de tres devanados, es necesario interpretar el diagrama vectorial para hacer las conexiones correctamente, es decir, que las dos bobinas que se van a medir se encuentren montadas sobre la misma pierna del núcleo para evitar errores en la medición. Estos errores se deben a que en la práctica, en la medición de la relación entre devanados de diferentes piernas o fases, se obtienen pequeñas diferencias en los valores medidos, aun cuando la relación real de espiras sea idéntica.

Esta diferencia se debe a que el circuito magnético en cada medición presenta diferente permeabilidad. Por ejemplo, cuando se miden las fase 1 o 3 en un transformador trifásico, el circuito magnético incluye a la pierna adyacente (fase 2) y la pierna externa. Cuando se mide la fase 2 o central, el circuito magnético incluye las dos piernas adyacentes. Por lo tanto, los valores de relación medidos en la fase central serán ligeramente mayores que los correspondientes a las fase 1 y 3. Sin embargo, la magnitud de estas diferencias es pequeña en los transformadores bien diseñados.

4.3.1.8 Conexiones para la medición

La medición de relación de transformación debe realizarse en todos los taps y en todas las combinaciones de conexiones posibles. Esto se realiza con la finalidad de verificar el estado

de las derivaciones de los devanados. Al terminas las mediciones deberá verificarse la relación de transformación en la posición del tap en que el transformador entrara en operación.

En las **Figuras 4.9-4.13** se indican las conexiones del TTR. En el transformador de las figuras se presenta la conexión para la medición No. 1. Para realizar las siguientes conexiones como se indica en la **Tabla 4.3** de la figura correspondiente. En cada una de las mediciones es necesario mover el cambiador de taps a cada una de sus posiciones y anotar las lecturas en el formato indicado.

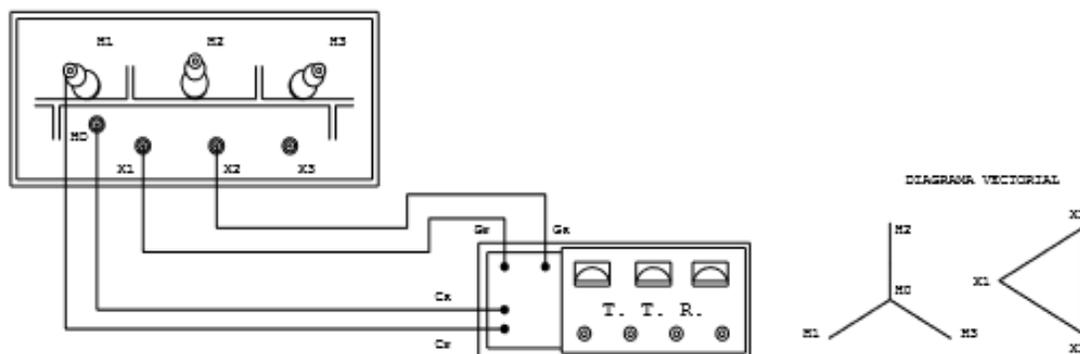


Figura 4.9 Diagrama para transformadores de dos devanados en conexión estrella - delta.

Prueba	Conexiones				Mide
1	H ₁	H ₀	X ₁	X ₃	H-Xφ1
2	H ₂	H ₀	X ₂	X ₂	H-Xφ2
3	H ₃	H ₀	X ₃	X ₁	H-Xφ3

Tabla 4.3 Conexiones de prueba para transformadores de dos devanados en conexión estrella - delta.

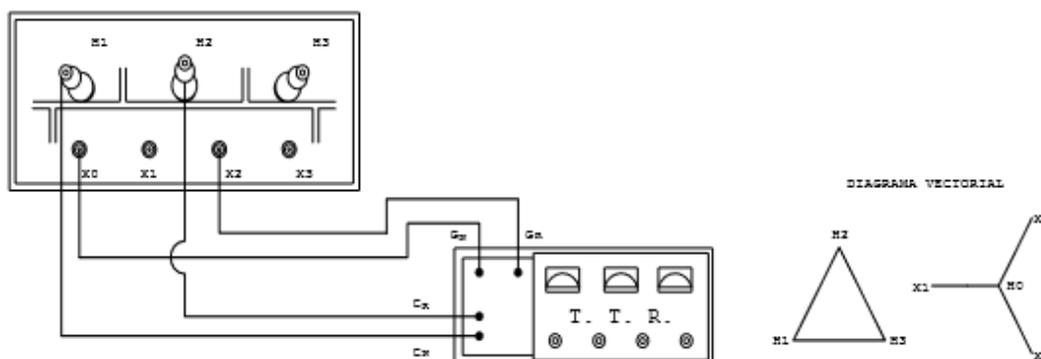


Figura 4.10 Diagrama para transformadores de dos devanados en conexión delta - estrella.

Prueba	Conexiones				Mide
1	H ₁	H ₂	X ₀	X ₂	H-Xφ1
2	H ₂	H ₃	X ₀	X ₃	H-Xφ2
3	H ₃	H ₁	X ₀	X ₁	H-Xφ3

Tabla 4.4 Conexiones de prueba para transformadores de dos devanados en conexión delta - estrella

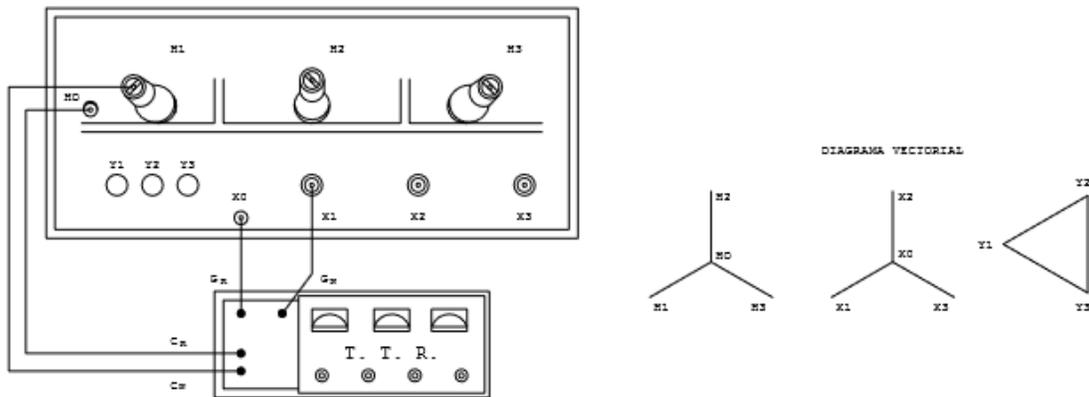


Figura 4.11 Diagrama de conexiones para transformadores de tres devanados, para transformador estrella - estrella - delta con todos los devanados accesibles.

Prueba	Conexiones				Mide
1	H ₁	H ₀	X ₁	X ₀	H-Xφ1
2	H ₂	H ₀	X ₂	X ₀	H-Xφ2
3	H ₃	H ₀	X ₃	X ₀	H-Xφ3
4	H ₁	H ₀	Y ₁	Y ₂	H-Yφ1
5	H ₂	H ₀	Y ₂	Y ₃	H-Yφ2
6	H ₃	H ₀	Y ₃	Y ₁	H-Yφ3
7	X ₁	X ₀	Y ₁	Y ₂	X-Yφ1
8	X ₂	X ₀	Y ₂	Y ₃	X-Yφ2
9	X ₃	X ₀	Y ₃	Y ₁	X-Yφ3

Tabla 4.5 Conexiones de prueba para transformadores de tres devanados, para transformador estrella - estrella - delta con todos los devanados accesibles

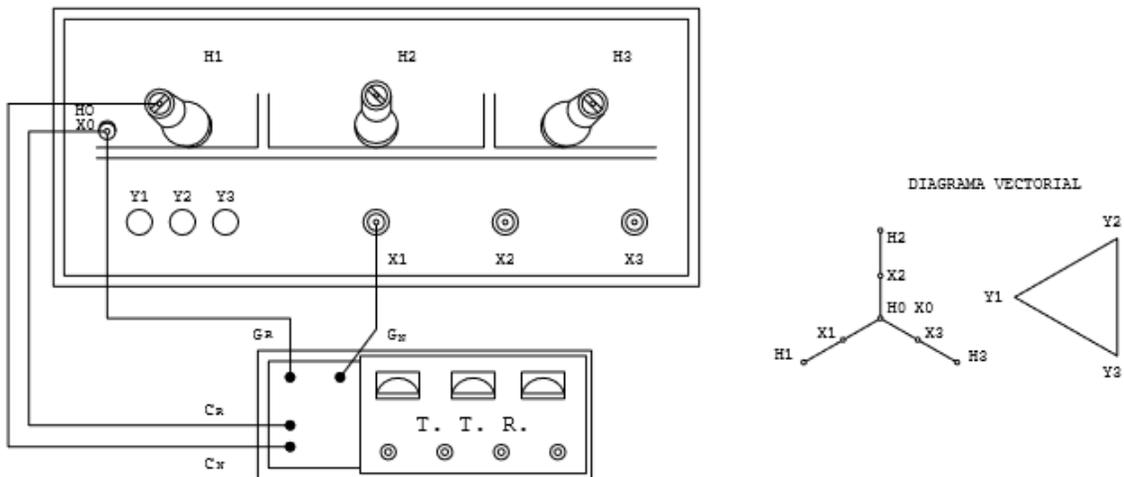


Figura 4.12 Diagrama de conexiones para autotransformadores trifásicos.

Prueba	Conexiones				Mide
1	H ₁	H ₀ - X ₀	X ₁	H ₀ - X ₀	H-Xφ1
2	H ₂	H ₀ - X ₀	X ₂	H ₀ - X ₀	H-Xφ2
3	H ₃	H ₀ - X ₀	X ₃	H ₀ - X ₀	H-Xφ3
4	H ₁	H ₀ - X ₀	Y ₁	H ₀ - X ₀	H-Yφ1
5	H ₂	H ₀ - X ₀	Y ₂	H ₀ - X ₀	H-Yφ2
6	H ₃	H ₀ - X ₀	Y ₃	H ₀ - X ₀	H-Yφ3
7	X ₁	H ₀ - X ₀	Y ₁	H ₀ - X ₀	X-Yφ1
8	X ₂	H ₀ - X ₀	Y ₂	H ₀ - X ₀	X-Yφ2
9	X ₃	H ₀ - X ₀	Y ₃	H ₀ - X ₀	X-Yφ3

Tabla 4.6 Conexiones de prueba para autotransformadores trifásicos

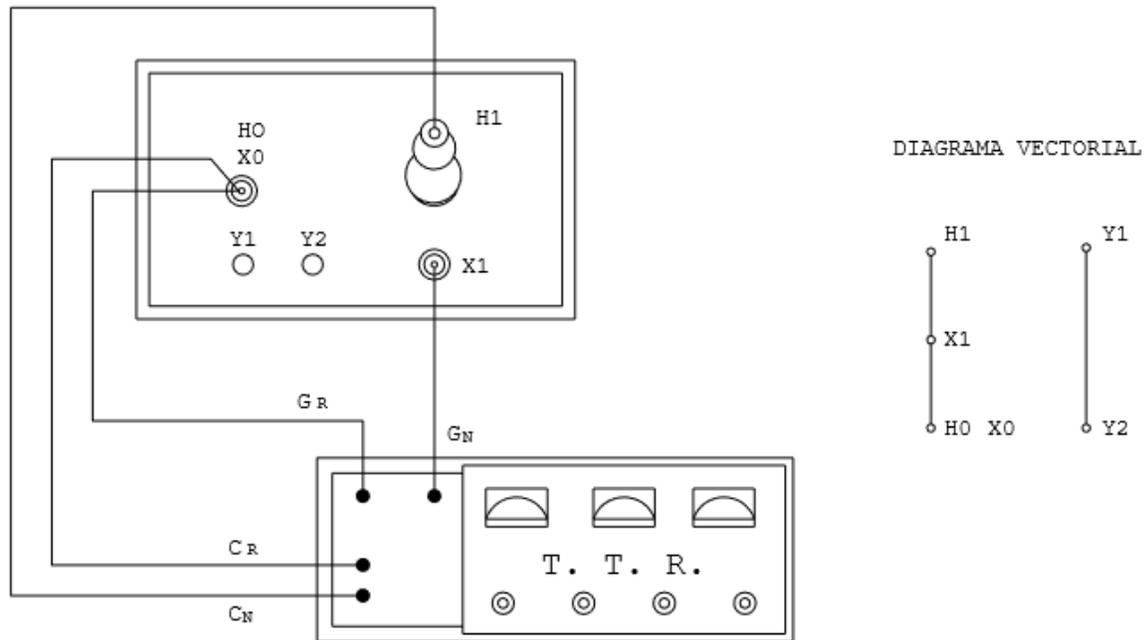


Figura 4.13 Diagrama de conexiones para autotransformador monofásico

Prueba	Conexiones				Mide
1	H ₁	H ₀ - X ₀	Y ₁	H ₀ - X ₀	H-X
2	H ₂	H ₀ - X ₀	Y ₁	Y ₂	H-Y
3	H ₃	H ₀ - X ₀	Y ₁	Y ₂	X-Y

Tabla 4.7 Conexiones de prueba para transformador monofásico

4.3.1.9 *Análisis de los resultados de medición*

Como regla general se aplica que el por ciento de diferencia no debe ser mayor de 0.5. Este valor únicamente aplica para la primera medición que se realiza en el transformador, es decir cuando el fabricante entrega a CFE el transformador con el máximo de diferencia de 0.5 en la relación de transformación.

La fórmula de desviación mostrada en la ecuación 14, aplica para la primera medición del transformador y para las sucesivas no debe de existir diferencias respecto a la primera medición, debido a que el número de vueltas siempre será el mismo. Cuando exista una diferencia deberá investigarse la causa, que puede atribuirse a:

- Mal estado del equipo de medición, cables y conectores
- Ejecución errónea de la medición
- Utilización de diferentes marcas de equipos de medición
- Equipo de medición fuera de calibración
- Si la diferencia no es atribuible a ninguno de los incisos anteriores es posible que exista daño en los devanados del transformador

4.3.2 *Resistencia óhmica*

Este procedimiento establece los lineamientos para determinar la resistencia óhmica del devanado de equipo primario. En la medición interviene el cambiado de derivaciones, terminales, boquilla y las conexiones internas involucradas. El procedimiento se aplica a equipo eléctrico primario, tales como, reactores y transformadores reactores de potencia, de servicios auxiliares, autotransformadores.

4.3.2.1 *Teoría*

La resistencia eléctrica es la oposición al paso de la corriente en un circuito eléctrico cerrado. También se define como la propiedad de un objeto o sustancia para transformar energía eléctrica en calor u otro tipo de energía radiante.

Esta prueba permite detectar falsos contactos entre conductores y terminales, espiras cortocircuitadas o alta resistencia de contacto en cambiadores de derivación. Por lo general, estas condiciones producen puntos calientes en el devanado y pueden producir gases.

Para medir la resistencia óhmica de los devanados, se usa generalmente un puente de alta precisión, siendo las más comunes:

- a) Puente Wheatstone
- b) Puente de kelvin
- c) Método directo

Un puente de Wheatstone consta de cuatro resistencias conectadas en un dispositivo cuadrangular, tal como se muestra en la **Figura 4.14** , donde R_4 es la resistencia cuyo valor se requiere medir. Las resistencias R_1 y R_2 tienen un valor conocido. La resistencia R_3 tiene un valor ajustable. Entre las terminales A y B, se conecta un galvanómetro con cero el centro. Si la relación de las dos resistencias del brazo conocido (R_3/R_1) es igual a la relación de las dos del brazo desconocido (R_4/R_2), es el voltaje entre las terminales A y B es nulo.

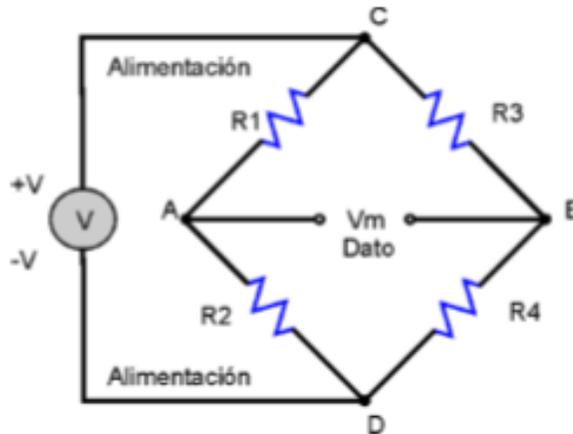


Figura 4.14 Puente de Wheatstone

El puente Kelvin es una modificación del puente de Wheatstone que utiliza resistencias muy pequeñas como elementos de comparación.

Como se muestra en la **Figura 4.15** , el puente de kelvin presenta un par adicional, R_3R_4 , que tienen la misma relación que R_1 y R_2 . Donde R_6 y R_5 , son las resistencias de valor pequeño que se utilizan como elementos de comparación y R_7 , es la resistencia desconocida. En la condición de equilibrio se cumple la siguiente condición:

$$R_5 = R_6 \frac{R_1}{R_2}$$

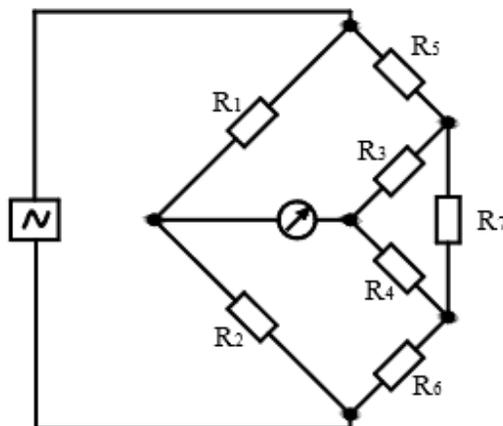


Figura 4.15 Puente de Kelvin

En la **Figura 4.16** Se muestra el circuito de conexión del método directo o método del volt-amperímetro. En este método se tiene una fuente de corriente directa conectada al devanado y se mide la corriente que circula por el devanado y la caída de tensión en él. La resistencia se calcula empleando la siguiente fórmula.

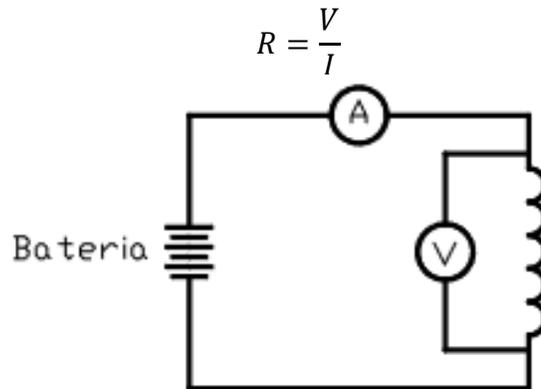


Figura 4.16 Método directo

Cuando se realice la medición de resistencia con este método, el equipo de medición debe de ser de alta precisión.

4.3.2.2 Requisitos previos

Es importante contar con un termómetro para registrar la temperatura ambiente y disponer de un higrómetro para medir el porcentaje de humedad del ambiente.

4.3.2.3 Preparación para la medición

1. Desconectar los cables terminales de conexión de las boquillas
2. Aterrizar los cables terminales de las boquillas
3. Limpiar la conexión de las boquillas perfectamente, para que cuando se efectuó la conexión al equipo de medición, se asegure un contacto sólido
4. Revisar el equipo de medición y los cables de conexión que van a utilizar
5. Anotar los datos de placa del equipo bajo medición

4.3.2.4 Procedimiento de medición

Para que las mediciones de resistencia con corriente directa sean lo más precisas posible, deben tomarse en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. Cuando se realicen las mediciones de resistencia en equipo frío, se debe anotar el tiempo requerido para que las lecturas se estabilicen.
2. Para realizar las mediciones de resistencia con CD, la corriente utilizada no debe exceder el 15% de la corriente nominal. Si se utilizan valores de corriente mayores a

este porcentaje, pueden obtenerse lecturas inexactas debido al calentamiento del devanado.

3. No deben registrarse las mediciones hasta después que se haya alcanzado estabilidad en la medición.
4. Si se usa el método directo para la medición de resistencia con CD, deben considerarse las siguientes precauciones adicionales.
5. Para transformadores trifásicos con conexión en estrella, la resistencia en el devanado se mide de fase a neutro.
6. Para obtener mediciones precisas en transformadores trifásicos con conexión delta, se deben realizar 3 mediciones de fase a fase por cada devanado. Ya que la resistencia medida en cada fase está compuesta por la combinación en paralelo del devanado bajo medición y la combinación en serie de los devanados restantes.
7. Antes de realizar las mediciones de resistencia, se recomienda dejar desenergizado el transformador hasta que su temperatura interna se estabilice.

4.3.2.5 Circuitos de conexión

De la **Figura 4.12** a la **4.17** Se muestran los diagramas de conexión empleados para realizar la medición de resistencia óhmica en transformadores con diferentes tipos de conexión.

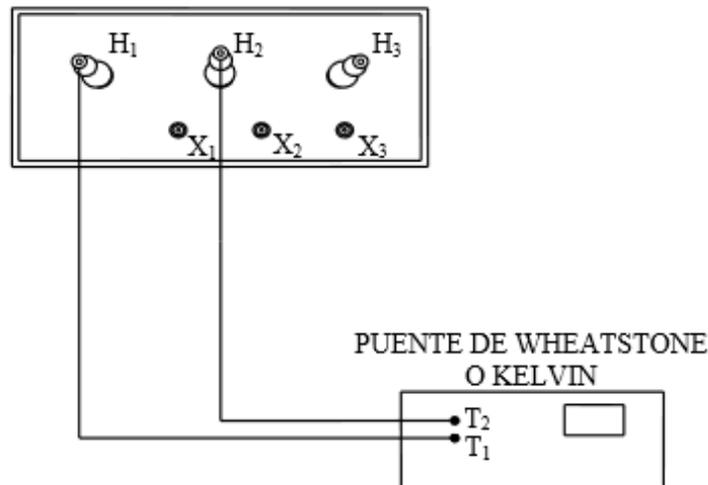


Figura 4.17 Diagrama de conexión para un transformador de dos devanados, conexión delta/delta.

Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	T ₁	T ₂	
1	H ₁ (X ₁)	H ₂ (X ₂)	r ₁ y (r ₂ + r ₃)
2	H ₂ (X ₂)	H ₃ (X ₃)	r ₂ y (r ₁ + r ₃)
3	H ₃ (X ₃)	H ₁ (X ₁)	r ₃ y (r ₁ + r ₂)

Tabla 4.8 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados, conexión delta/delta.

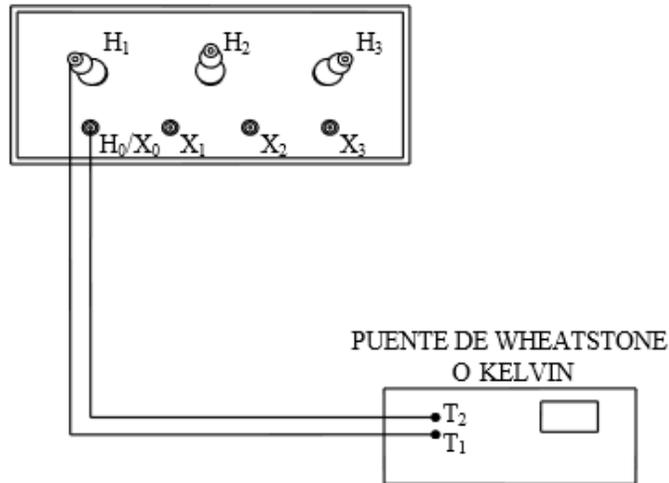


Figura 4.18 Diagrama de conexión para un transformador de dos devanados, conexión estrella/estrella.

Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	T ₁	T ₂	
1	H ₁ (X ₁)	H ₀ (X ₀)	r ₁
2	H ₂ (X ₂)	H ₀ (X ₀)	r ₂
3	H ₃ (X ₃)	H ₀ (X ₀)	r ₃

Tabla 4.9 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados, conexión estrella/estrella

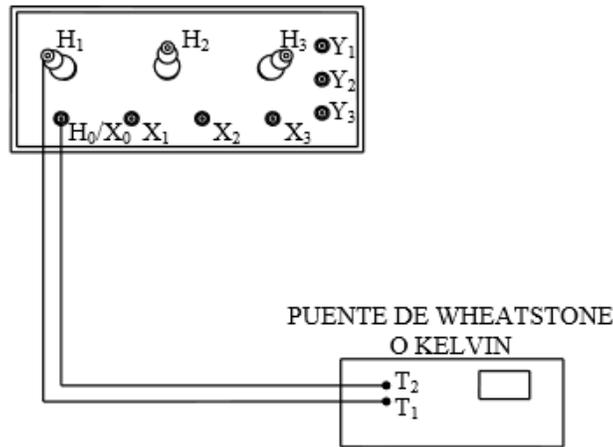


Figura 4.19 Diagrama de conexión para un transformador de tres devanados, conexión estrella/estrella.

Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	T ₁	T ₂	
1	H ₁ (X ₁)	H ₀ (X ₀)	r ₁
2	H ₂ (X ₂)	H ₀ (X ₀)	r ₂
3	H ₃ (X ₃)	H ₀ (X ₀)	r ₃

Tabla 4.10 Conexiones de prueba para un transformador de tres devanados, conexión estrella/estrella

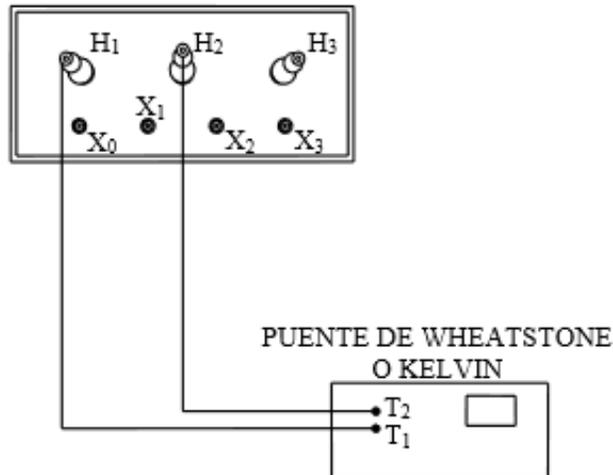


Figura 4.20 Diagrama de conexión para un transformador de tres devanados, conexión delta/estrella

Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	T ₁	T ₂	
1	H ₁	H ₂	r ₁ y (r ₂ + r ₃)
2	H ₂	H ₃	r ₂ y (r ₁ + r ₃)
3	H ₃	H ₁	r ₃ y (r ₁ + r ₂)
4	X ₁	X ₀	r ₁
5	X ₂	X ₀	r ₂
6	X ₃	X ₀	r ₃

Tabla 4.11 Conexiones de prueba para un transformador de tres devanados, conexión delta/estrella

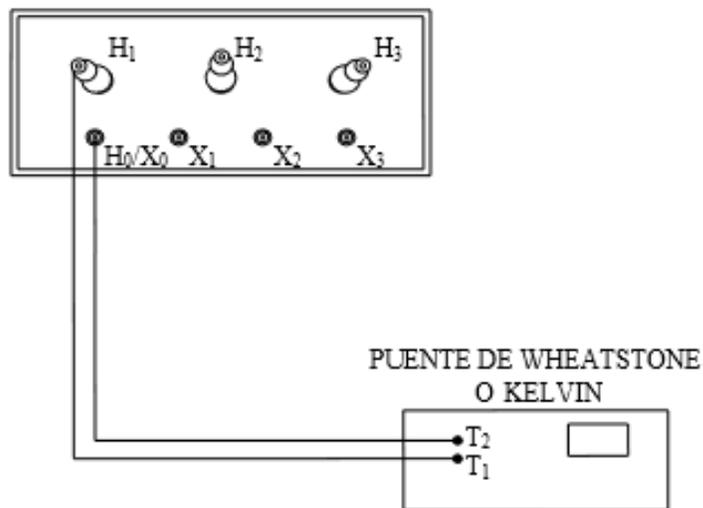


Figura 4.21 Diagrama de conexión para un autotransformador, conexión estrella/estrella.

Prueba	Conexiones de prueba		Mide
	T ₁	T ₂	
1	H ₁ (X ₁)	H ₀ (X ₀)	r ₁
2	H ₂ (X ₂)	H ₀ (X ₀)	r ₂
3	H ₃ (X ₃)	H ₀ (X ₀)	r ₃

Tabla 4.12 Conexiones de prueba para un autotransformador, conexión estrella/estrella.

4.3.2.6 Interpretación de resultados

1. Los resultados de las mediciones pueden cotejarse si se cuenta con un historial de mediciones. También se deben cotejar con mediciones realizadas durante la puesta en servicio o bien con mediciones subsecuentes.
2. Es conveniente que al efectuar esta medición, la temperatura del aceite del transformador sea igual a la temperatura ambiente. Se recomienda efectuar esta medición durante la puesta en servicio del transformador para toarla como referencia
3. Para obtener los resultados exactos de la resistencia óhmica del transformador, se debe restar el valor de la resistencia de los cables de medición al valor de la resistencia obtenida en la medición, como se muestra en la ecuación

$$R_{OHMICA} = R_{MEDIDA} - R_{CABLES}$$

Donde

R_{OHMICA} , Resistencia óhmica del transformador

R_{MEDIDA} , Resistencia obtenida en medición

R_{CABLES} , Valor de resistencia de los cables de medición

Las mediciones de resistencia realizadas en frio normalmente son convertidas a una temperatura de referencia. De acuerdo con los fabricantes, la temperatura de referencia es igual a la elevación de temperatura del devanado (55°C o 65°C) más de 20°C, (lo que daría 75°C u 80°C).

Sin embargo en campo, los valores medidos deben ser corregidos a una temperatura de 20°C. También, puede ser necesario convertir las mediciones de resistencia a la temperatura a la cual se realizaron las mediciones de impedancia y perdidas. La fórmula empleada para realizar esta conversión se muestra en la siguiente ecuación.

$$R_S = R_m \left(\frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \right)$$

Donde:

R_S = Resistencia a la temperatura de referencia (generalmente valor de fabrica o de la última medición)

R_m = Resistencia medida

T_s = Temperatura de referencia

T_m =Temperatura del devanado durante la medición

T_k = Constante equivalente a 234.5 para el cobre y 225 para el aluminio

4.3.2.7 Medidas correctivas de acuerdo con los resultados

1. Una resistencia medida en los devanados ligeramente mayor al valor aceptable de variación, puede deberse a un falso contacto interno. Por lo tanto es necesario efectuar una revisión interna y corregir estos falsos contactos.
2. Un valor de resistencia alto puede deberse a bobinas abiertas o conexiones abiertas internamente, lo cual requiere también una inspección interna y reparación mayor.
3. Para una evaluación eficaz del estado del equipo, para la medición de resistencia óhmica debe compararse con los resultados obtenidos en las mediciones de relación de transformación y corriente de excitación.

4.3.3 Reactancia de fuga

La prueba detecta cortos entre laminas del núcleo, mala conexión del núcleo a tierra y cambios mecánicos en el transformador, es también conocida como prueba de impedancia de corto circuito (%Z), durante la prueba la reluctancia del corto circuito magnético es aislada y si la trayectoria del flujo magnético varía, una fuga de flujo no deseado ocurre.

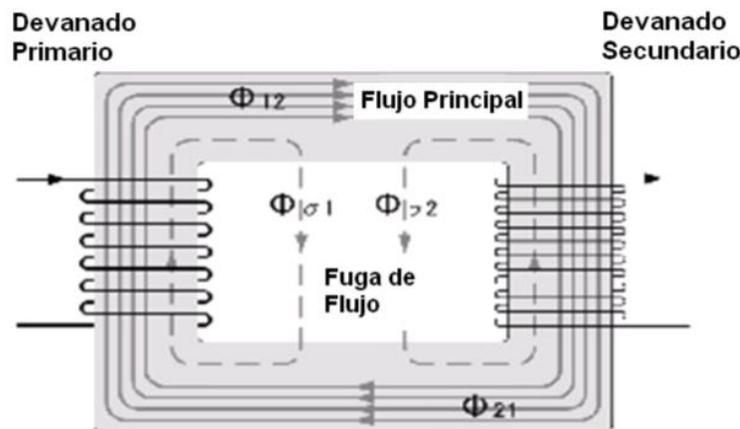


Figura 4.22 Fuga de flujo

4.3.3.1 Medición

1. Mida independientemente cada fase. El voltaje se regula para circular una corriente en el orden de 0.5-1% del valor de la corriente nominal del devanado.
2. El devanado de baja tensión se conecta en corto circuito
 - Asegúrese de usar un conductor lo suficientemente dimensionado para corto-circuito del devanado
 - Valores altos de corrientes se producirán en el devanado de baja tensión

3. El voltaje y la corriente a través de la impedancia son medidos simultáneamente
4. Medición en el devanado de alta tensión
 - Corriente
 - Voltaje
 - Potencia real

4.3.3.2 *Calculo*

Impedancia de corto-circuito en transformadores monofásicos

$$\%Z_{1\phi} = \left(\frac{1}{10}\right) \left[\frac{\left(\frac{E_m}{I_m}\right) kVA}{kV_r^2} \right]$$

Impedancia de corto-circuito en transformadores trifásicos

$$\%Z_{3\phi} = \left(\frac{1}{60}\right) \left[\frac{\left(\frac{E_{12} + E_{23} + E_{31}}{I_m}\right) kVA}{kV_{lr}^2} \right]$$

4.3.3.3 *Interpretación de resultados*

- Cambios de 2% en la impedancia de corto circuito no se consideran importantes
- Cambios superiores a 3% de la impedancia de corto circuito son relevantes y requieren investigación

4.3.4 De factor de potencia

4.3.4.1 *Transformadores de dos devanados*

Los aislamiento que constituyen a los transformadores de dos devanados se muestran esquemáticamente en la **Figura 4.23**, esta figura representa tanto a un transformador monofásico como a uno trifásico, las consideraciones para ambos son las mismas.

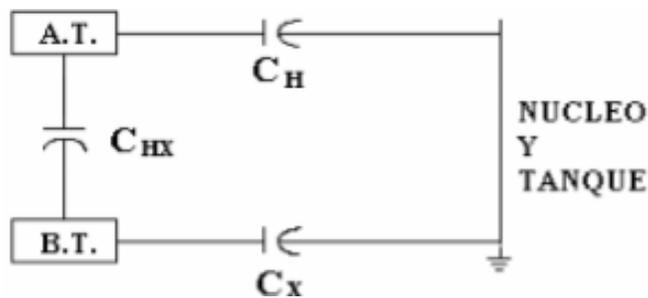


Figura 4.23 Diagrama esquemático de los aislamientos de un transformador de dos devanados

Los aislamientos representados como C_H , C_X y C_{HX} , son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra y el aislamiento entre los devanados de alta tensión y baja tensión.

Estos aislamientos no están compuestos de un solo dieléctrico; por ejemplo, C_H incluye boquillas, el aislamiento entre el devanado de alta y tierra y el aceite entre el devanado y la tierra. Los valores de C_H y C_X se leen directamente. Cuando el devanado de alta es energizado y el devanado de baja se conecta a guarda se mide C_H . Cuando el devanado de baja es energizado y el devanado de alta es conectado a guarda, se mide C_X , con un simple cálculo se puede determinar C_{HX} . Estos aislamientos aunque actúan distribuidos a lo largo de los devanadas, se muestran como un solo capacitor para mayor simplicidad.

Pasos a seguir para efectuar la medición:

1. Desenergizar y desconectar sus terminales externas desde las boquillas del transformador
2. Desconectar el neutro del devanado que se encuentra aterrizado
3. Conectar en corto circuito cada devanado en las terminales de sus boquillas
4. Verificar que el tanque este bien aterrizado
5. Proceder a efectuar las conexiones de prueba de acuerdo a la **figura 4.24**

Los valores obtenidos de acuerdo con las conexiones indicadas deben de registrarse en el formato de datos de prueba correspondientes y calcular el valor de C_{HX} con la diferencia de los mVA y mW de la prueba 1 menos la prueba 2.

Para comprobar que las mediciones se realizar correctamente debe efectuarse la diferencia de mVA y mW de la prueba 3 menos 4 y comparar estos valores con los obtenidos para el cálculo de C_{HX} . Estas dos diferencias deben de ser aproximadamente iguales. En caso de que estas diferencias sean bastantes desiguales, se procede a efectuar una prueba en UST ya sea en el lado de baja o de alta, de acuerdo con la conexión de la **Figura 4.24**.

Energizar el devanado de alta o baja tensión y el devanado que no haya sido energizado se conecta con el cable de baja tensión (LV), con el selector de prueba UST.

Los valores de mVA y mW obtenidos en esta medición, deben compararse con los resultados que se obtuvieron de las diferencias de las pruebas 1 menos 2 y 3 menos 4. Los valores que ni se aproximen a los obtenidos en esta última medición, deben repetirse y de persistir los mismo valores obtenidos originalmente, debe investigarse el devanado que los está originando.

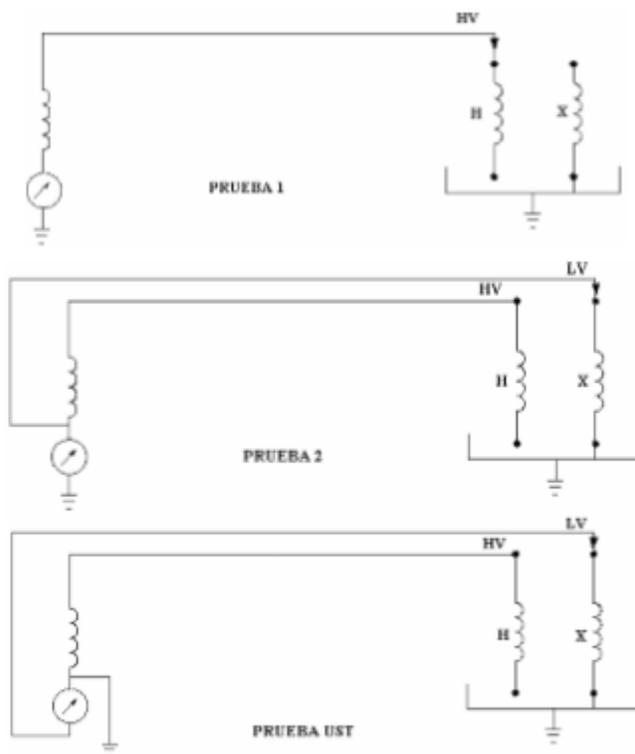


Figura 4.24 Diagrama de conexiones de un transformador de dos devanados

Prueba numero	Conexiones					Mide
	Energice	Ground	Guard	UST		
1	H	X	---	---		$C_H + C_{HX}$
2	H	---	X	---		C_H
3	X	H	---	---		$C_X + C_{HX}$
4	X	---	H	---		C_X
5	H	---	---	X		C_{HX}
6	X	---	---	H		C_{HX}

Tabla 4.13 Conexiones de prueba para un transformador de dos devanados

4.3.4.2 Autotransformadores

Un autotransformador consiste de un devanado primario con derivación (devanados interconectados) y un devanado terciario por separado. Tal transformador será probado conectando juntas toda las terminales de los devanados interconectados y considerando esta combinación como un solo devanado. El terciario se considera como un segundo devanado, por lo tanto, las mediciones se efectúan de la misma manera que para un transformador de dos devanados.

Cuando por alguna razón de fabricación las terminales del terciario no son accesibles únicamente se hace una medición, esta se efectuara poniendo en corto circuito todas las terminales en las boquillas y considerando como si fuera un solo devanado; se podrá hacer únicamente entre este devanado y tierra, de acuerdo con los formatos de datos de prueba. Los diagramas de conexión se muestran en la **Figura 4.25**

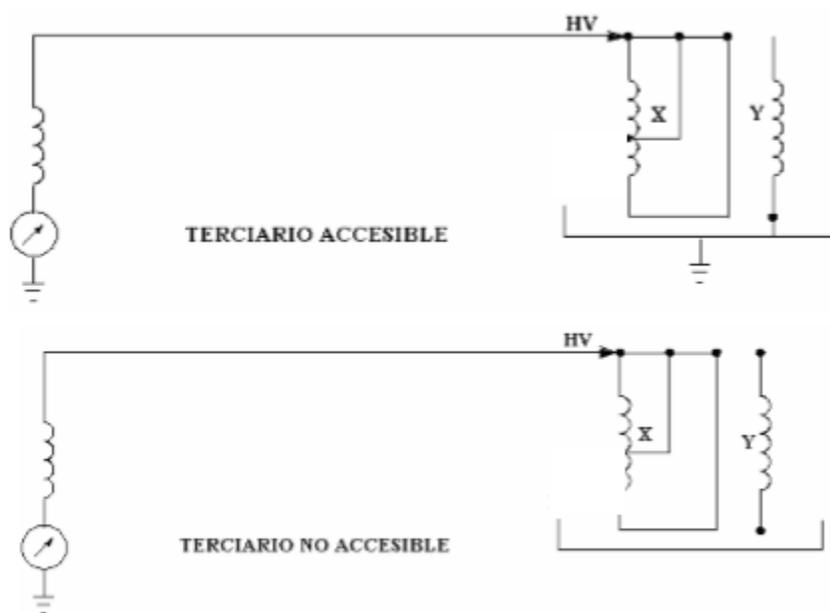


Figura 4.25 Diagramas de conexión para autotransformadores

Conexiones					
Prueba numero	Energice	Ground	Guard	UST	Mide
1	H+X	Y	---	---	C_H+C_{HY}
2	H+X	---	Y	---	C_H
3	Y	H+X	---	---	C_Y+C_{HYX}
4	Y	---	H+Y	---	C_X
5	H+X	---	---	Y	C_{HX}
6	Y	---	---	H+Y	C_{HX}

Tabla 4.14 Conexiones de prueba para autotransformadores

4.3.4.3 Criterio de evaluación de valores de prueba

Para un transformador nuevo, es decir que entra por primera vez en operación, el criterio que se considera para un valor de factor de potencia aceptables es que sea menor a 0.5% (a 20°C). Los valores aceptables de factor de potencia en por ciento a 20°C, de un transformador que se encuentra en operación, deberán considerarse del orden de 0.5 a 1.0%.

Para los valores mayores al 1% se recomienda que se investigue dicho valor, el cual puede ser originado por condiciones de deterioro del aceite aislante, o bien algún posible daño en alguna de las boquillas, así como algún agente externo que pudiera estar influenciando la elevación de dicho valor. En el último de los casos se debe recurrir a revisar estadísticas de valores obtenidos en años anteriores, con el objeto de ver el comportamiento de dicho valor. Si se detecta que este valor se ha estado incrementando, el transformador debe programarse para efectuarle un mantenimiento mayor.

Para realizar la comparación con mediciones anteriores, los valores de factor de potencia deben ser corregidos a 20°C. En la **Tabla** se muestran los factores de corrección por temperatura que deben ser aplicados. Para corregir el factor de potencia a una temperatura de 20°C, se multiplica el valor medido por el factor de corrección correspondiente a la temperatura de la medición indicada en la tabla.

4.3.5 De corriente de excitación

Esta prueba es aplicable a transformadores y autotransformadores de potencia con la finalidad de determinar daños en devanados y núcleo, utilizando el equipo de medición de factor de potencia.

4.3.5.1 Teoría general

Los transformadores están expuestos a fallas en sus devanados y núcleo, originados por los esfuerzos eléctricos y mecánicos causados por corto circuito o daños ocasionados por golpes durante su transportación. Estos esfuerzos provocan corto circuito entre espiras, sobrecalentamientos y desplazamiento de devanados y en núcleos. Los métodos utilizados para detectar estos daños normalmente son pruebas e inspecciones visuales. Entre estas pruebas se encuentran el métodos de medición de corriente de excitación, reactancia de dispersión, respuesta a la frecuencia y respuesta al impulso de bajo voltaje. En este procedimiento se describe únicamente la medición de la corriente de excitación.

El método de medición de la corriente de excitación consiste básicamente en medir la corriente que toma un devanado al ser energizado con una tensión de 10kV a 60Hz. Esta corriente se compara con el registro histórico del equipo bajo prueba o con el resultado de devanados similares. Dicha medición se puede efectuar a otros niveles de tensión según las condiciones del equipo bajo prueba o características del equipo de medición. Esta medición ayuda a determinar la existencia de corto circuito entre espiras abiertas, deformaciones del devanado, falsos contactos, problemas en el núcleo, etc.

4.3.5.2 *Corriente de excitación*

La corriente de excitación de un transformador se obtiene en el devanado de alta tensión al aplicar un voltaje, manteniendo el transformador en vacío, es decir, con los demás devanados en circuito abierto.

La magnitud de la corriente de excitación, depende del voltaje aplicado, del número de vueltas y de las dimensiones del devanado, de la reluctancia del núcleo y de otras condiciones, tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador. Cuando un devanado tiene una o varias espiras en corto, estas espiras se convierten en un devanado adicional que se encuentra en corto circuito incrementando las pérdidas. Estas pérdidas originan que la corriente de excitación se incremente. También, el exceso de corriente se puede deber a defectos dentro del circuito magnético, como por ejemplo, cuando el núcleo presenta multi-aterrizamientos. Estos multi-aterrizamientos, incrementan las pérdidas debido a la existencia de fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción que aterrizan al núcleo con el yugo. Otro daño en el circuito magnético consiste en el desplazamiento de las láminas del núcleo y la falla en su aislamiento, lo cual incrementa sus pérdidas.

En el caso de circuitos abiertos, existe decremento en la corriente de excitación. Esta disminución se debe a que las espiras abiertas en un solo devanado en paralelo, como en los de tipo acorazado, una rama del devanado puede estar abierta, provocando una reducción de la corriente de excitación.

4.3.5.3 *Medición directa de la corriente de excitación para devanados monofásicos y trifásicos*

En un transformador monofásico, únicamente se requiere conectar un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado. Para un transformador trifásico conectado en estrella, la corriente de excitación se logra medir aplicando un voltaje independiente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra. En este caso a corriente de excitación medida en la pierna central es menor a la medida en las otras dos fases. Esto se debe a que el flujo retorna por las dos piernas adyacentes, lo que reduce la reluctancia del circuito magnético.

En transformadores con devanados conectados en delta, la corriente de excitación medida corresponde a dos fases, esto debido a que el voltaje de prueba se aplica simultáneamente a dos devanados de diferentes piernas. Por lo tanto, la corriente que se registra en el amperímetro indica tanto la corriente debida a la fase bajo prueba. Como a la aportación de los otros devanados. Generalmente la aportación de un devanado se descarta cuando se aterriza su terminal. Sin embargo, esto crea una corriente en el otro devanado que circula entre tierra y el amperímetro de medición, mostrado en la **Figura 4.26**. esta contribución debe considerarse en el análisis de los resultados.

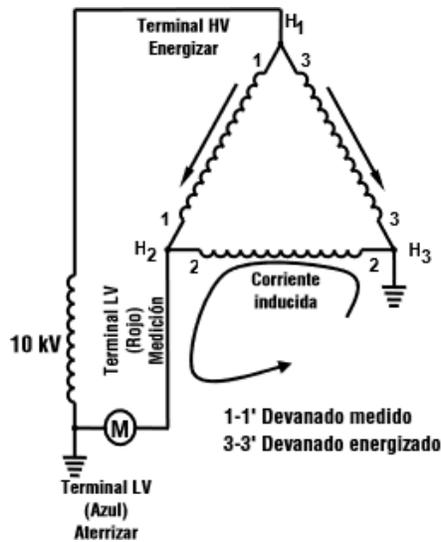


Figura 4.26 Circuito de medición directa para un devanado conectado en delta

4.3.5.4 Medición inversa de la corriente de excitación para devanados monofásicos y trifásicos

En el método inverso se debe invertir las terminales del equipo de prueba y proceder en la misma forma que se describe en el punto anterior. Esta medición se realiza para cancelar los efectos de magnetismo remanente del núcleo o inducciones que pudieran afectar la medición directa. En la **Figura 4.27** se presenta el cambio de conexiones para la medición inversa.

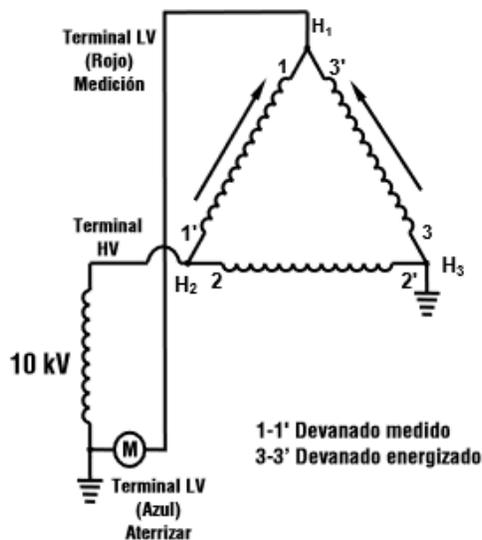


Figura 4.27 Circuito de medición inversa para un devanado conectado en delta

4.3.5.5 Recomendaciones para la medición

- Desenergizar y desconectar todas las boquillas del transformador.
- Todas las mediciones de la corriente de excitación deben efectuarse en el devanado de mayor tensión.

- c) Cada devanado debe medirse en forma directa e inversa en todas las posiciones del cambiador de derivaciones.
- d) Desconectar el neutro del devanado que se encuentre bajo prueba, debiendo permanecer aterrizados los neutros de baja tensión.
- e) Verificar que el tanque este perfectamente aterrizado
- f) Asegurarse que los devanados, no energizados en la medición, están libres de toda proximidad de personal, cables, etc. Esto debido a que al energizar cualquiera de los devanados, se induce un potencial en todas las terminales.
- g) Debido al comportamiento no lineal de la corriente de excitación a bajo voltaje, es importante que las mediciones se realicen a valores lo más exactos posibles en cuanto a voltaje y lectura de corriente, para poder comparar los resultados en el futuro.
- h) Cuando las lecturas no son estables o existe una gran diferencia entre las mediciones directa e inversa, existe la posibilidad de un magnetismo remanente, por lo que se recomienda desmagnetizar el núcleo. Lo cual se debe realizar de acuerdo con el tipo de conexión que se tenga en los devanados. Otra causa de inestabilidad de la lectura es un alto nivel de inducción electromagnética externa. Para reducir esta inducción, se recomienda acercar el equipo de medición al transformador bajo prueba y reducir la longitud de cables de medición.

4.3.5.6 Circuitos de medición básicos

Los circuitos de rutina para mediciones directa e inversa de la corriente de excitación en los devanados de un transformador se representan en las **Figuras 4.28 – 4.30**

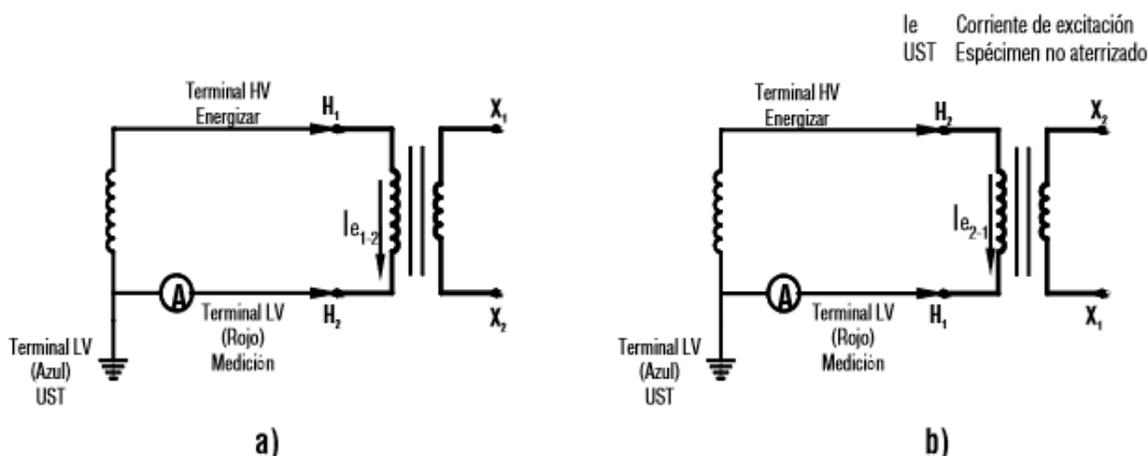


Figura 4.28 Medición de la corriente de excitación en un transformador monofásico: a) Medición directa y b) medición inversa.

Tipo de medición	Terminal a energizar	Terminal de medición	Terminales flotadas	Corriente de excitación medida (I _e)
Directa	H ₁	H ₂	X ₁ X ₂	H ₁ -H ₂
Inversa	H ₂	H ₁	X ₁ X ₂	H ₂ -H ₁

Tabla 4.15 Conexiones para la medición de corriente de excitación en un transformador monofásico

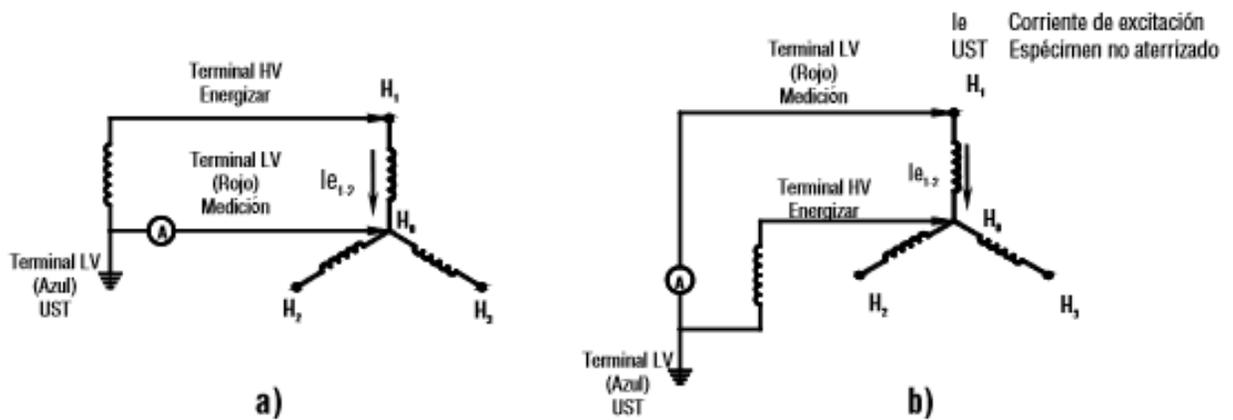


Figura 4.29 Medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en estrella (prueba de rutina): a) Medición directa, b) medición inversa.

Tipo de medición	Terminal a energizar	Terminal de medición	Terminales flotadas	Terminales aterrizadas	Corriente de excitación medida (I _e)
Directa	H ₁	H ₂	X ₁ X ₂ X ₃	H ₃ , X ₀ *	H ₁ -H ₂
	H ₂	H ₃	X ₁ X ₂ X ₃	H ₁ , X ₀ *	H ₂ -H ₃
	H ₃	H ₁	X ₁ X ₂ X ₃	H ₂ , X ₀ *	H ₃ -H ₁
Inversa	H ₂	H ₁	X ₁ X ₂ X ₃	H ₃ , X ₀ *	H ₂ -H ₁
	H ₃	H ₂	X ₁ X ₂ X ₃	H ₁ , X ₀ *	H ₃ -H ₂
	H ₁	H ₃	X ₁ X ₂ X ₃	H ₂ , X ₀ *	H ₁ -H ₃

*Si el devanado de baja esta conectad en estrella, aterrizaz X₀

Tabla 4.16 Conexiones para la medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en estrella

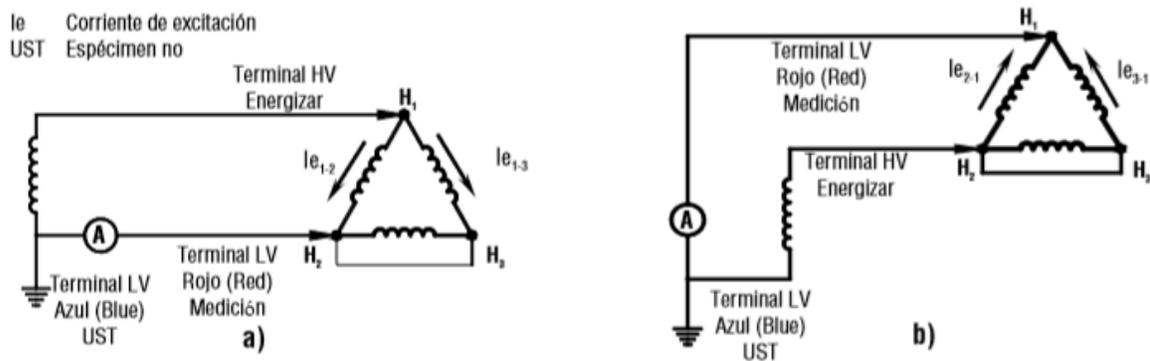


Figura 4.30 Medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en delta (método alterno): a) Medición directa, b) medición inversa.

Tipo de medición	Terminal a energizar	Terminal de medición	Terminales flotadas	Terminales aterrizadas	Corriente de excitación medida (Ie)
Directa	H ₁	H ₂ , H ₃	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₁ -H ₂)+(H ₁ -H ₃)
	H ₂	H ₃ , H ₁	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₂ -H ₃)+(H ₂ -H ₁)
	H ₃	H ₁ , H ₂	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₃ -H ₁)+(H ₃ -H ₂)
Inversa	H ₂	H ₁	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₂ -H ₁)+(H ₃ -H ₁)
	H ₃	H ₁	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₂ -H ₃)+(H ₂ -H ₁)
	H ₁	H ₃	X ₁ X ₂ X ₃	X ₀ *	(H ₃ -H ₁)+(H ₃ -H ₂)
*Si el devanado de baja esta conectad en estrella, aterrizar X₀					

Tabla 4.17 Conexiones para la medición de la corriente de excitación en un transformador conectado en delta

4.3.5.7 Criterios de aceptación

Se recomienda que los resultados de medición obtenidos se comparen con las mediciones históricas del mismo devanado. Cuando no se tengan datos anteriores o alguna estadística sobre el equipo bajo prueba, se puede realizar la comparación con resultados de pruebas de equipos similares. La comparación de la corriente de excitación por fase se realiza comparando las lecturas correspondientes a la misma fase, es decir, la medición directa contra la medición inversa.

Los valores de corriente de excitación en las dos piernas laterales de un transformador trifásico deben ser iguales y en la perna central debe ser aproximadamente la mitad del valor. Cuando los valores obtenidos se comparan con valores históricos, o con mediciones de otras fases o con las mediciones directas e inversas de la misma fase, se considera como aceptable una variación de $\pm 5\%$.

Las variaciones se calcularan de la siguiente forma:

$$Diferencia\% = \frac{mA \text{ medidos} - mA \text{ puesta en servicio}}{mA \text{ medidos}} \times 100$$

Cuando las variaciones entre los valores de corriente de excitación exceden el 5%, se debe investigar la causa, con mediciones de mayor sensibilidad como impedancia en función de la frecuencia, reactancia de dispersión, TTR y pulso recurrente de baja tensión, entre otros. También se debe considerar la posibilidad de que el núcleo se encuentre magnetizado, y aplicar los procedimientos de desmagnetización del núcleo.

4.4 Pruebas al aceite aislante

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite, es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos. La finalidad de un aceite usado en el equipo eléctrico como son los transformadores, es la de proveer un aislamiento eléctrico adecuado y un medio refrigerante, o sea, disipar el calor generado en el aparato. Como aislante eléctrico tiene como finalidad evitar la fuga de

electrones desde los conductores, ya que se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura química.

4.4.1 Resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento se define como la oposición del aislamiento al paso de la corriente eléctrica al aplicar un voltaje de corriente directa.

La resistencia del aislamiento está en función del tiempo y de la magnitud del voltaje aplicado y se mide en Megaohms ($M\Omega$) . la resistencia de aislamiento varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo.

El objetivo de la medición es determinar la posible presencia de contaminantes o el envejecimiento del aislamiento. También se emplea como un medio de control para proceder a aplicar voltajes de prueba de corriente alterna. Con los valores obtenidos en esta prueba se calcula el índice de polarización que se relaciona con la cantidad de humedad presente en el aceite y que será complementaria a las pruebas físico-químicas efectuadas a una muestra de aceite. Una vez concluidas las mediciones, se calcula el índice de polarización (IP) para cada uno de los arreglos y fases. Tomando como referencia la norma IEEE Std. C57. 125, la calidad del aislamiento con base en el índice de polarización es la siguiente:

- Un IP menor a 1 indica un aislamiento peligroso
- Cuando el IP se encuentra entre 1.0 y 1.1 el aislamiento es de calidad pobre
- Un IP entre 1.1 y 1.25 representa un valor cuestionable
- Un IP entre 1.25 y 2 indica un aislamiento en buenas condiciones

4.4.1.1 Preparación del transformador bajo medición

1. Liberar completamente el transformador desconectando todas las terminales de boquillas. Cuando el transformador tiene salidas con cable subterráneo y no es posible su desconexión, se recomienda efectuar la medición desde el transformador hasta el interruptor.
2. Si es posible y la situación permite desconectar los cables del transformador, se recomienda medirlos por separado.
3. Asegurarse que el tanque del transformador este sólidamente aterrizado.
4. Al inicio de cada una de las mediciones, se deben drenar las cargas estáticas que puedan estar presentes en los devanados, cortocircuitando las fases del transformador y conectándolas a tierra durante minutos.
5. Desconectar neutros de los devanados.

6. Colocar puentes que se requieren entre las terminales de las boquillas del devanado primario, del secundario y del terciario.
7. Limpiar la porcelana de las boquillas, quitando polvo, suciedad, etc.
8. Durante la ejecución de la prueba se debe poner especialmente cuidado en los cambios bruscos de temperatura en el ambiente.
9. Preferentemente las mediciones se deben efectuar cuando la humedad relativa es menor de 75%.

4.4.1.2 Procedimiento para las mediciones

El tiempo de duración para cada edición es de 10 minutos. Se toman las lecturas de los 30 y 60 segundos de iniciada la prueba, después se toman lecturas de cada minuto, es decir, a los 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos de iniciada la prueba. En la medición, se deben aplicar el máximo voltaje de prueba del medidor de resistencia de aislamiento, tomando en consideración el voltaje nominal del devanado del transformador bajo medición. Se toman las lecturas de temperatura del aceite y del ambiente y la humedad relativa. Estos datos junto con los valores obtenidos se registran en el formato de prueba.

4.4.1.3 Circuitos de conexión

En las figuras se muestran los circuitos de conexión para medición de transformadores monofásicos y de autotransformadores. Se representan los circuitos con y sin guarda.

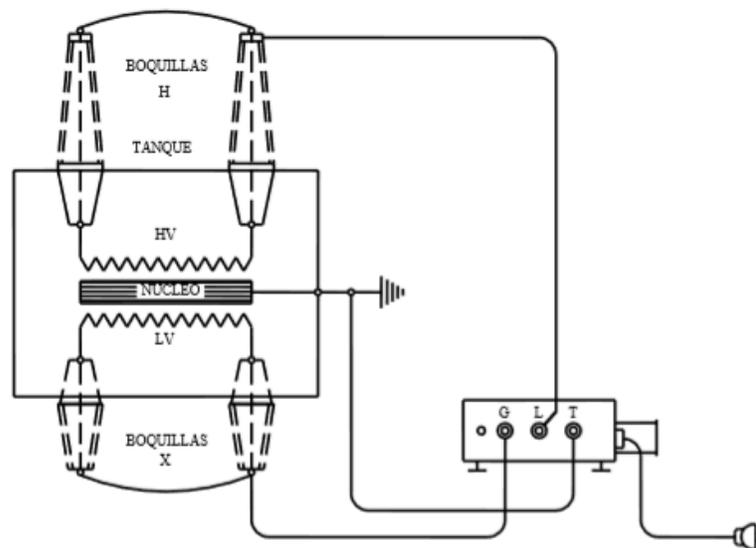


Figura 4.31 Transformador monofásico: Esquema de conexiones para la prueba

PRUEBA	CONEXIONES			MIDE
	L	G	T	
1	H	X	Tanque	RH
2	X	H	Tanque	RX
3	X	----	H	RHX
4	H	----	Tanque + X	RH+ RHX
5	X	----	Tanque + H	RX+ RHX

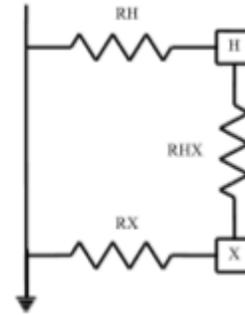


Figura 4.32 Transformador monofásico: Tabla de conexiones y diagrama esquemático

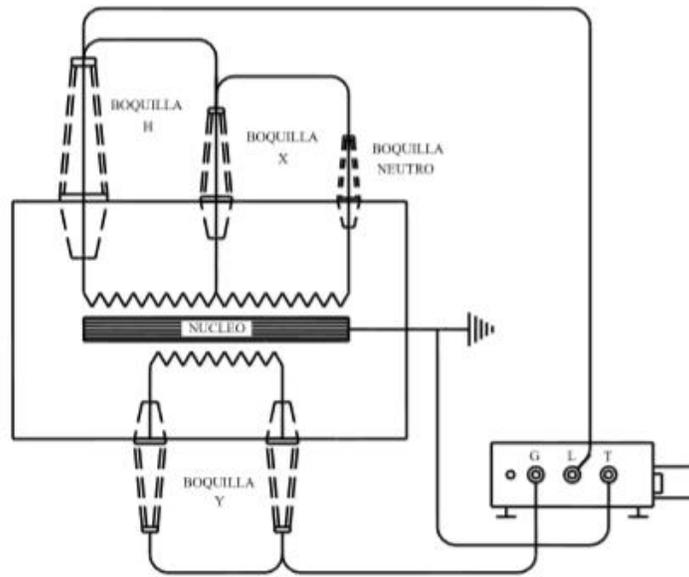


Figura 4.33 Autotransformador: Esquema de conexiones para la prueba

PRUEBA	CONEXIONES			MIDE
	L	T	G	
1	H	⏚	XY	RH
2	H	X	Y ⏚	RHX
3	H	Y	X ⏚	RHY
4	X	⏚	HY	RX
5	X	Y	H ⏚	RXY
6	Y	⏚	HX	RY
7	H	XY ⏚	----	RH+ RHY+ RHX
8	X	HY ⏚	----	RX + RXY+ RHX
9	Y	HX ⏚	----	RY+ RHY+ RXY
10	HXY	⏚	----	RH+ RX+ RY

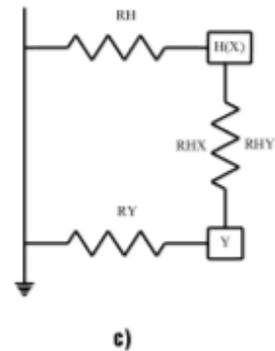


Figura 4.34 Autotransformador: TabLa de conexiones y diagrama esquemático

4.4.1.4 Criterios para interpretación de resultados

La única forma de evaluar con cierta seguridad las condiciones del aislamiento de un devanado, es mediante el análisis de la tendencia de los valores obtenidos en las pruebas periódicas a que se somete el aislamiento. Por lo tanto, para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas obtenidas en las pruebas anuales o semestrales.

Para que el análisis comparativo sea efectivo todas las pruebas deben hacerse al mismo potencial y en lo posible, bajo las mismas condiciones. Además las lecturas deberán corregirse a 20°C.

4.4.2 Rigidez dieléctrica

4.4.2.1 Tensión de ruptura

Por definición la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico.

- La resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente
- La relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

En forma general se puede decir que la tensión de ruptura mide la presencia de agua y sólidos en suspensión. La evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas dieléctricas, en la tensión de ruptura de un aceite es un índice de buen manejo y uso del mismo. Para aparato de prueba con electrodos planos separados 2.5 mm la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 KV mínimo. Para aceite usados se toma un valor de 18 KV como aceite en malas condiciones y 25 KV o más como aceite en buenas condiciones.

Aceite	Valor mínimo
Degradados y contaminados	10-28 KV
Carbonizados no degradados	28-33 KV
Nuevo sin desgasificado	33-40 KV
Nuevo desgasificado	40-50 KV
Regenerado	5-60 KV

Tabla 4.18 Valores de tensión de ruptura en diferentes condiciones del aceite.

4.4.2.2 Prueba

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.

Entre los factores que afectan la rigidez dieléctrica, tenemos:

- a) Presencia de compuestos polares: agua disuelta, contaminantes orgánicos y productos de degradación del aceite.
- b) Presencia de partículas sólidas: contaminantes sólidos como el polvo y partículas metálicas, todos provenientes de la degradación del aceite y aditivos sólidos en exceso.
- c) Presencia de gases disueltos: aire disuelto durante el manejo del aceite y gases emitidos por el transformador.

4.4.3 Factor de potencia

Probablemente la medición de factor de potencia, sea la más importante a efectuar al aceite, ya que nos da una idea muy clara de su deterioro y contaminación. El factor de potencia es la medida del coseno del ángulo de fase o el seno del ángulo de pérdidas, de acuerdo con la teoría de los dieléctricos.

En lo químico es la medición de la corriente de fuga a través del aceite, la cual la convierte en una medición de la contaminación o deterioro de dicho aceite; esto depende de una acción bipolar y afortunadamente la mayoría de los contaminantes son de naturaleza polar, mientras que el aceite no lo es. Para probar el factor de potencia al aceite, se utiliza una celda especial, la cual es esencialmente un capacitor que utiliza como dieléctrico el aceite bajo prueba.

4.4.3.1 Procedimiento de la prueba

Debe tenerse especial cuidado de que la muestra sea efectivamente la representativa, para lo cual debe purgarse suficiente aceite de la válvula de muestreo del equipo que se esté probando, para que cualquier suciedad o agua acumulada en esta válvula sea drenada antes de llenar la celda. Las burbujas de aire, agua y materiales extraños son la causa usual de ruptura dentro de la celda. Por lo tanto, después de obtener la muestra, ésta debe dejarse reposar por un tiempo aproximado de cinco minutos, durante el cual el aire atrapado podrá escapar y las partículas de material extraño se depositarán en el fondo de la celda.

Se debe llenar la celda con el aceite a probar hasta una altura aproximada del tope superior, hecho esto se cubre con su tapa y se asegura para que ésta quede ajustada apropiadamente, enseguida se coloca la celda en una base firme y nivelada, evitando así que la superficie del líquido quede a desnivel.

Las conexiones de la celda al aparato de prueba se efectúan de acuerdo con el diagrama mostrado en la **Figura 4.35**. Los valores de medición obtenidos deberán registrarse en el formato de prueba del equipo de transformación que se esté probando.

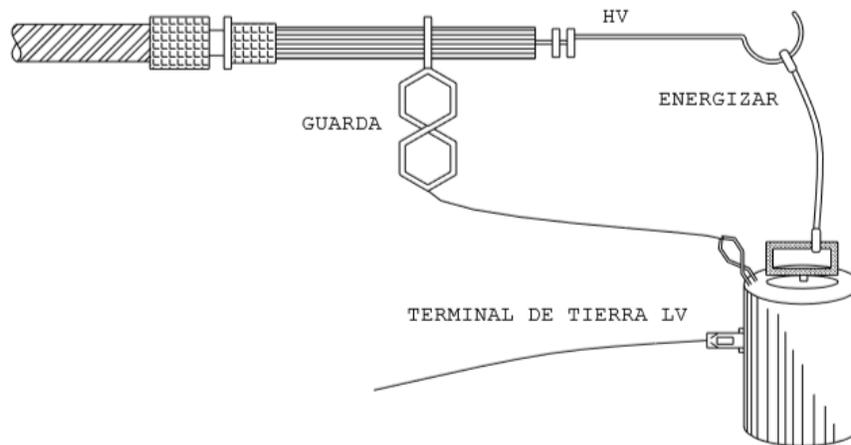


Figura 4.35 Circuito de prueba para la medición de factor de potencia en aceites.

4.4.4 Cromatografía de gases disueltos

En caso de falla se puede deducir tipo y severidad de esta a través de los gases disueltos y su composición ya que los gases permanecen parcialmente disueltos. Los análisis de muestras de aceite para determinar la cantidad y composición de gases disueltos son un medio para detectar fallas.

Los gases en exceso presentes dentro del transformador se originan de las siguientes fallas:

- Corona o descargas parciales
- Pirolisis
- Arqueo

Los compuestos aromáticos y naftenicos del aceite están conformados también por átomos de carbono e hidrogeno, por lo tanto, la mayoría de los gases generados estarán constituidos solo por tres elementos químicos que son carbono, oxígeno e hidrogeno.

Los gases producidos por fallas son generalmente hidrocarburos de bajo peso molecular, hidrogeno y óxidos de carbono. La degradación del aceite produce hidrogeno e hidrocarburos mientras que la del papel produce óxidos de carbono.

El aceite está formado por una gran variedad de compuestos cuyas moléculas difieren en el número de átomos de carbono y ramales que tienen cada una; los únicos elementos presentes en esos compuestos son el carbono e hidrogeno y están estructurados con enlaces químicos carbono – carbono y carbono – hidrogeno.

La energía para formar y por lo tanto para romper estos dos tipos de enlaces es diferente, siendo mayor en el caso de los enlaces carbono – carbono.

Estas tres condiciones disipan cantidades de energía en niveles muy diferentes entre sí, durante el análisis se observa la presencia de gases diferentes.

Gas	
Hidrogeno	H ₂
Oxigeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano	CH ₄
Monóxido de carbono	CO
Bióxido de carbono	CO ₂
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Propano / propileno	C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆
acetileno	C ₂ H ₂

Tabla 4.19 Gases presentes durante la cromatografía

4.4.4.1 Fallas

– Arqueo

En el arqueo se producen grandes cantidades de hidrogeno y de acetileno, y pequeñas cantidades de metano y etileno. También se pueden formar dióxido y monóxido de carbono si la falla afecta la celulosa. El aceite puede estar carbonizado.

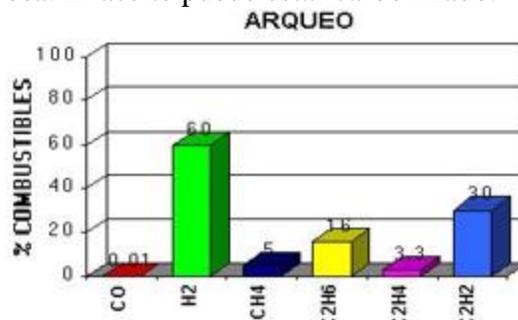


Figura 4.36 Gases producidos por el Arqueo

– Descarga parcial

Las descargas eléctricas de baja energía producen hidrogeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Si las descargas ocurren en la celulosa, pueden resultar cantidades comparables de monóxido y dióxido de carbono.

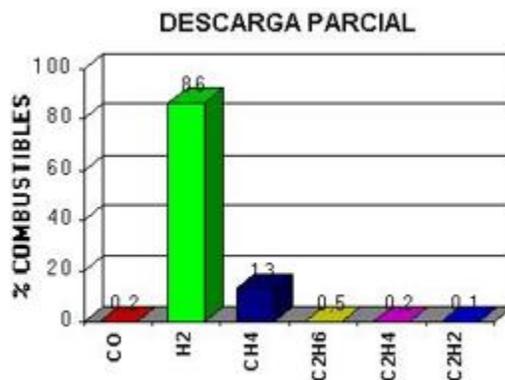


Figura 4.37 Gases producidos por una Descarga parcial

– Aceite sobrecalentado

Los productos de la descomposición incluyen etileno y metano, junto a cantidades menores de hidrogeno y etano. Si las fallas son graves o si afectan a contactos eléctricos, pueden formarse indicios de acetileno.

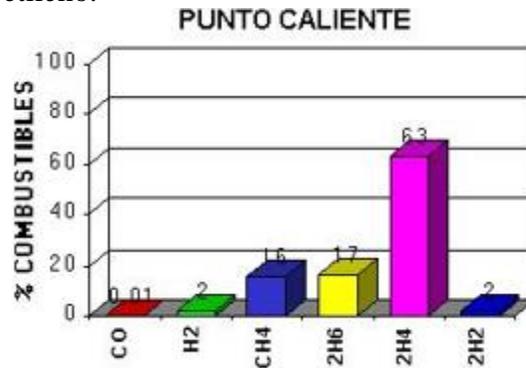


Figura 4.38 Gases producidos por un sobrecalentamiento de aceite

– Celulosa sobrecalentada

La celulosa sobrecalentada libera grandes cantidades de dióxido y monóxido de carbono. Si la falla afecta a una estructura impregnada en aceite, se formaran hidrocarburos gaseosos como metano y etileno.

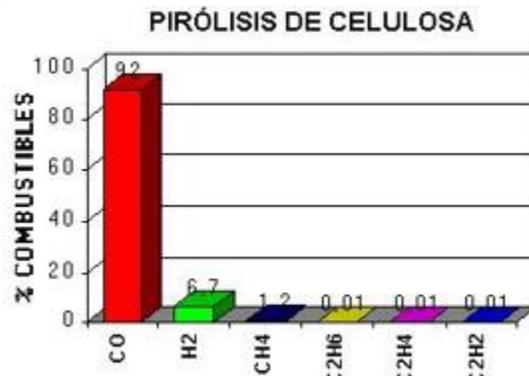


Figura 4.39 Gases producidos por sobrecalentamiento de Celulosa

4.4.4.2 Materiales requeridos

1. Jeringa de vidrio con capacidad de 50 a 100 ml y con válvula de 3 vías. Para mantener un sello hermético, la jeringa debe estar esmerilada en su pared interior del cuerpo fijo y en la superficie exterior del embolo. El pivote debe ser de preferencia excéntrico. Ver **Figura 4.40**
2. Tela de algodón o papel absorbente
3. Juego de conexiones
4. Manguera de tygon de $\frac{1}{4}$ " de diámetro y una longitud de 0.5 metros,
5. Etiquetas para identificación de las muestras indicadas
6. Equipo de seguridad personal
7. Bolígrafo o marcadores
8. Recipiente para el aceite usado



Figura 4.40 Jeringa de muestreo

4.4.4.3 Procedimiento de muestreo

1. Limpiar con un paño de algodón la línea de conexión y la válvula de donde se toma la muestra
2. Retirar la brida o tapón de la válvula de muestreo del transformador y drenar el contenido al recipiente de aceite usado y cerrar la válvula.
3. Instalar la reducción para poder conectar la manguera a la jeringa
4. Girar la válvula de tres vías y colocarla en la posición para drenar un litro de aceite por su extremo libre, Ver **Figura 4.41, inciso b)**
5. Girar la válvula de tres vías, para que entre aceite a la jeringa, de la forma que la presión del aceite empuje al embolo libre y lentamente, Ver **Figura 4.41, inciso c)**
6. Girar la válvula de tres vías, ver **Figura 4.41, inciso d)**, poner la jeringa en posición vertical con su válvula hacia arriba y empujar el embolo hasta vaciarla, procurando retirar todas las burbujas de aire. Verificar que la superficie interna de la jeringa y la del embolo se encuentren completamente impregnadas de aceite y que no tenga polvo y otros cuerpos extraños.
7. Repetir los **incisos c) y d)** de la **Figura** y tomar la muestra de aceite, **Figura 4.41, inciso e)**
8. Cerrar la válvula del transformador hasta que no exista flujo de aceite, y desconectar la jeringa (Ver **Figura 4.41, Inciso f)**
9. Identificar cuidadosamente la jeringa, utilizando las etiquetas
10. Se deben evitar derrames del líquido aislante. El aceite de enjuague y sobrantes se deberá almacenar y manejar como aceite usado.
11. Las muestras deben ser protegidas durante el transporte, de polvo, luz, humedad e impactos.
12. El material sólido desecho se impregne con aceite, tal como: estopa, trapo, papel, absorbente, etc. Se debe identificar y tratar como residuo de manejo especial de acuerdo con la legislación vigente que aplique.
13. Evitar el almacenamiento innecesario de la muestra.

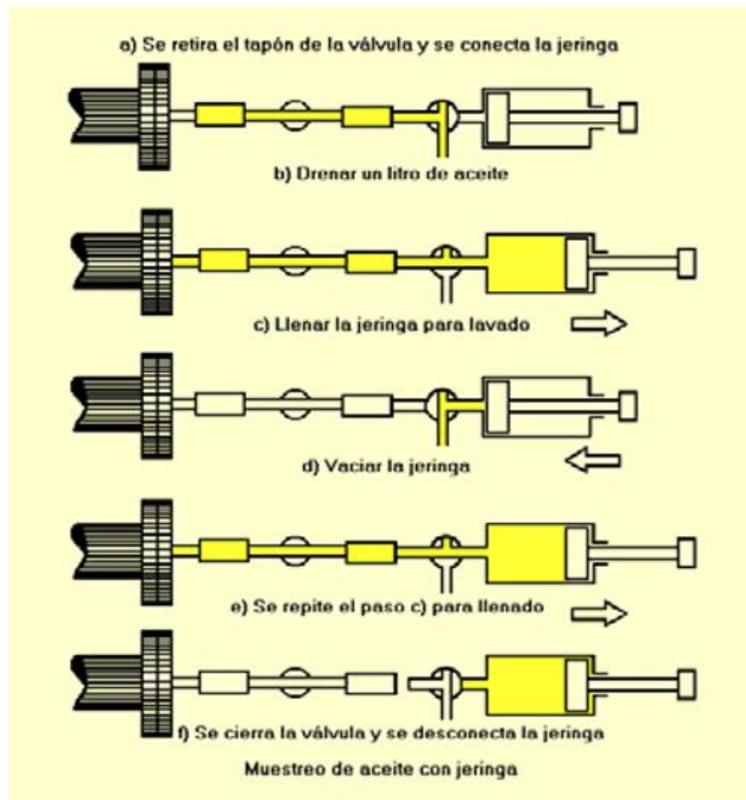


Figura 4.41 Válvula de tres vías

4.4.4.4 Diagnostico

En el análisis de gases disueltos, lo primero que se debe visualizar es el contenido de tres gases clave: el hidrogeno, el etileno y el acetileno. Estos gases proporcionan una indicación sencilla, rápida y clara de posibles condiciones anormales del transformador.

El hidrogeno: también denominado gas de “alarma”. Es un compuesto inorgánico, poco soluble en el aceite y se presenta inmediatamente antes de cualquier indicación de anomalía, ya que es el primer compuesto que se obtiene por la descomposición de hidrocarburos.

El etileno: cuando su contenido es mayor al doble de la cantidad de acetileno, es indicativo de puntos calientes, originado por el sobrecalentamiento de algún metal. Por lo general se presenta en conectores, tornillería y/o laminaciones.

El acetileno: la presencia a de acetileno es una condición más preocupante. La presencia de 5 ppm debe tomarse en cuenta, ya que indica la posibilidad de arqueo, en partes con diferente potencial, o la separación de contactos, lo cual es sumamente destructivo.

A continuación en la **Figura 4.42** se muestra un diagrama de flujo el cual contiene un ejemplo de los pasos descritos anteriormente.

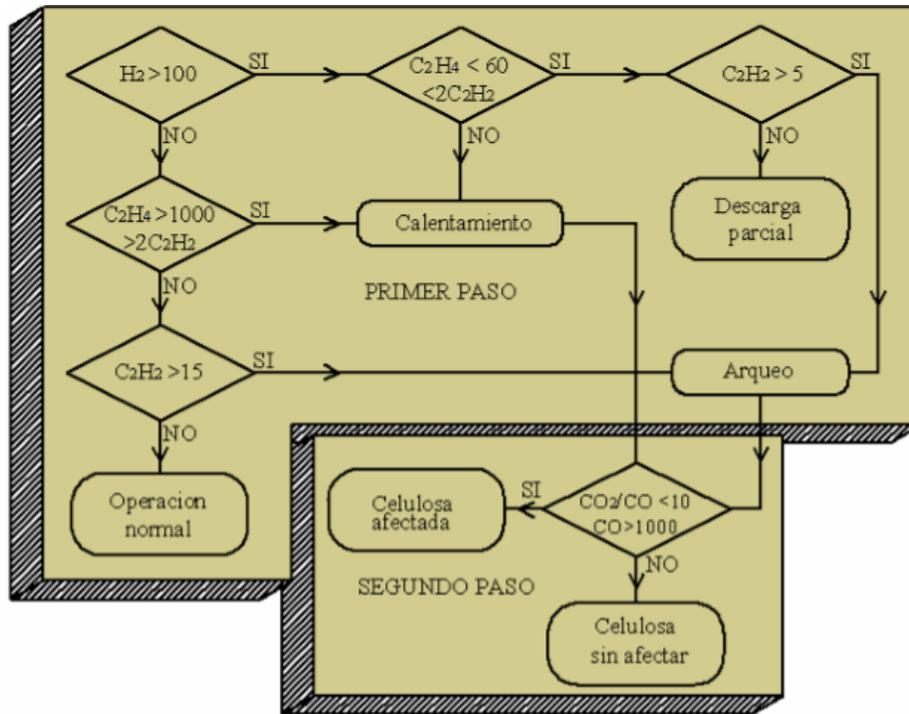


Figura 4.42 Diagrama de flujo análisis cromatográfico

4.4.5 Fisicoquímicas

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos. La finalidad de un aceite aislante usado en el equipo eléctrico, ya sea transformadores o interruptores, es la de proveer un aislamiento eléctrico adecuado y un medio refrigerante, o sea disipar el calor generado en el equipo.

Pruebas		
Físicas	Químicas	Eléctricas
Densidad	Numero de neutralización	Tensión de ruptura
Viscosidad	Numero de saponificación	Factor de potencia
Aspecto visual	Punto de anilina	Tendencia a la gasificación resistividad
Tem. De inflamación e ignición	Contenido de agua	Impulso eléctrico
Color ASTM	Contenido de inhibidor	
Tema. De congelación	Cloruros y sulfatos	
Análisis estructural	Azufre total	
Tensión interfacial	Azufre corrosivo	
Contenido de partículas		

Tabla 4.20 Pruebas físicas – químicas – eléctricas

4.4.5.1 *Materiales requeridos*

1. Recipiente de vidrio ámbar o plástico con capacidad de 4 litros y tapón
2. Tela de algodón o papel absorbente
3. Juego de conexiones
4. Manguera tygon del diámetro requerido u una longitud e 0.5 metros,
5. Bolígrafo o marcador
6. Etiquetas para identificación de la muestra
7. Equipo de seguridad personal
8. Recipiente para aceite usado

4.4.5.2 *Procedimiento de muestreo*

1. Limpiar con un paño de algodón la línea de conexión y la válvula de donde se toma la muestra
2. Retirar la brida o tapón de la válvula de muestreo del transformador, se drena su contenido al recipiente de aceite usado y se cierra la válvula.
3. Instalar la reducción a la válvula para conectar la manguera al recipiente de 4 litros. Enjuagar dos veces el recipiente con el mismo aceite que se va a muestrear, y se llena completamente el recipiente de muestreo.
4. Se debe evitar derrames del líquido aislante. El aceite de enjuague y sobrantes se debe almacenar y manejar como aceite usado.
5. Durante la actividad de muestreo, la temperatura de aceite debe ser mayor o igual que la temperatura del ambiente para evitar que el aceite frio condense la humedad atmosférica
6. No se debe muestrear el aceite si la humedad del aire es mayor al 75%
7. Cerrar herméticamente el recipiente e identificarlo con letra legible, utilizando la etiqueta indicada.
8. Las muestras se deben proteger del polvo, humedad, luz u otra contaminación.
9. El material solido desecho que se impregne con aceite tal como: estopa, trapo, papel, absorbente, etc., se debe identificar y tratar como residuo de manejo especial de acuerdo con la legislación vigente que aplique.
10. Evitar el almacenamiento innecesario de la muestra.

5 Resultados y conclusiones

El análisis de cada equipo se lleva a cabo teniendo en cuenta el historial de las pruebas que se le han realizado, de esta manera se tiene un antecedente del comportamiento del equipo y es más fácil determinar alguna falla mínima o el mantenimiento requerido, estos datos se pueden comparar con los datos de la cargabilidad del equipo y con esto encontrar algún patrón que indique si al estar sometido a tensiones muy altas o bajas se presenta algún dato que resulte fuera de lo normal.

Las pruebas más reveladoras de alguna falla o de las condiciones de funcionamiento del equipo son la cromatografía de gases disueltos y las fisicoquímicas, debido a esto son las que se ponen en observación a la par de la cargabilidad de los transformadores que se encuentran en las subestaciones MPS y MPD, tomando en cuenta las pruebas realizadas en el periodo del año 2000 en adelante .

5.1 Cromatográficas

5.1.1 Transformador T7

Banco T7 FASE ABC	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO2)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES %	TGCD %
FECHA											
26/10/2000	0	63027	45	98	2462	3	51	0	23	7.42	0.022
16/01/2002	0	65292	59	55	2936	5	106	0	44	8.36	0.027
14/05/2003	0	61880	29	26	1996	2	67	0	40	7.35	0.016
07/06/2005	0	72529	43	69	3059	16	112	0	91	8.19	0.033
21/06/2006	0	74191	35	112	4225	5	139	0	113	8.48	0.04
21/03/2007	40	69410	36	20	4283	18	141	10	130	7.78	0.039
03/06/2008	0	125853	24	26	2697	17	132	0	99	12.89	0.03
01/10/2008	26	79398	44	60	17660	24	181	0	511	9.79	0.085
01/06/2009	0	59588	49	49	3263	20	181	0	141	6.33	0.044
18/02/2010	0	84247	51	46	6530	0	210	0	98	9.12	0.04
30/11/2010	0	76105	47	68	2981	10	174	0	0	7.94	0.03
25/05/2011	0	61580	0	183	3572	5	19	0	0	6.54	0.021
14/12/2011	0	52791	17	631	3975	5	20	0	14	5.74	0.067
25/06/2012	0	81258	12	480	5147	6	14	0	29	8.69	0.051
22/01/2013	24	75867	21	1085	6755	10	18	0	29	9.32	0.116
18/02/2013	17	62745	19	890	6677	10	17	0	28	7.8	0.095
24/10/2013	17	62764	17	929	6942	14	16	0	31	7.59	0.099
06/11/2013	54		13	521	4626	20	34	1.5	0	0	0.0621
16/11/2013	47		14	815	6101	16	21	0	0	0	0.091
21/05/2014	71	76322	26	1102	7105	28	24	0	38	9.65	0.125
02/03/2015	36	59404	12	946	5459	23	13	0	N.A.	6.96	0.103
04/03/2016	0	48434	15	554	5534	27	15	0	N.A.	6.16	0.061

Tabla 5.1 Cromatografía de gases del T7 MPU

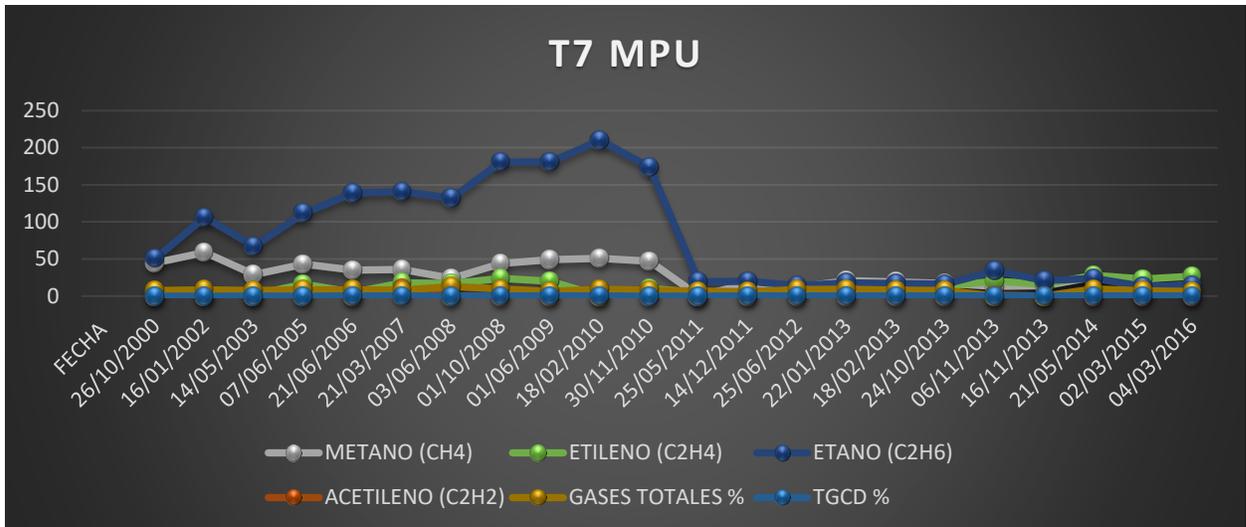


Figura 5.1 Tendencia de gases T7 MPU

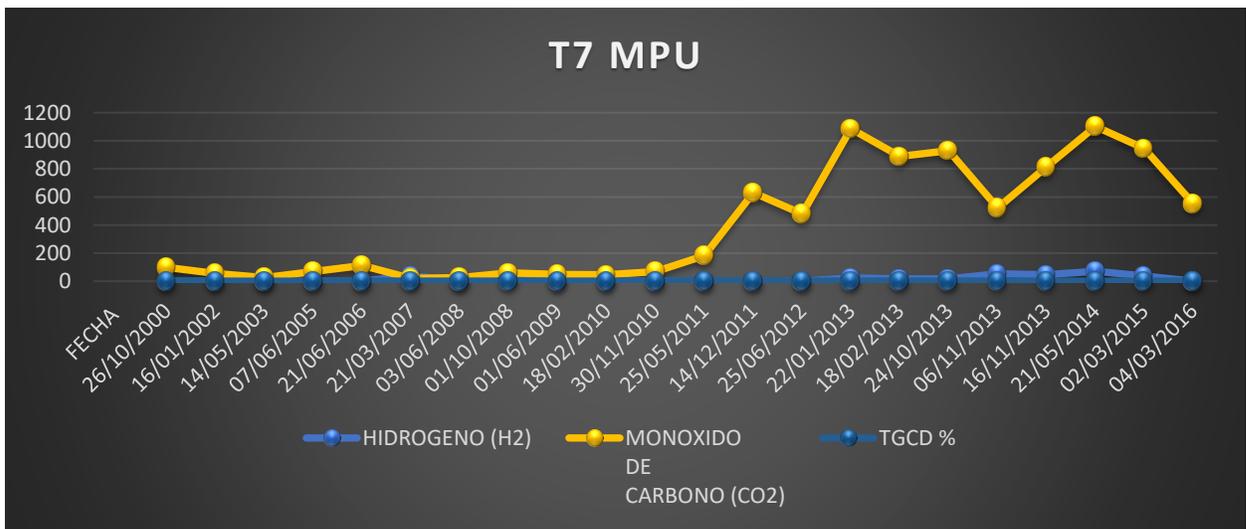


Figura 5.2 Tendencia de gases T7 MPU

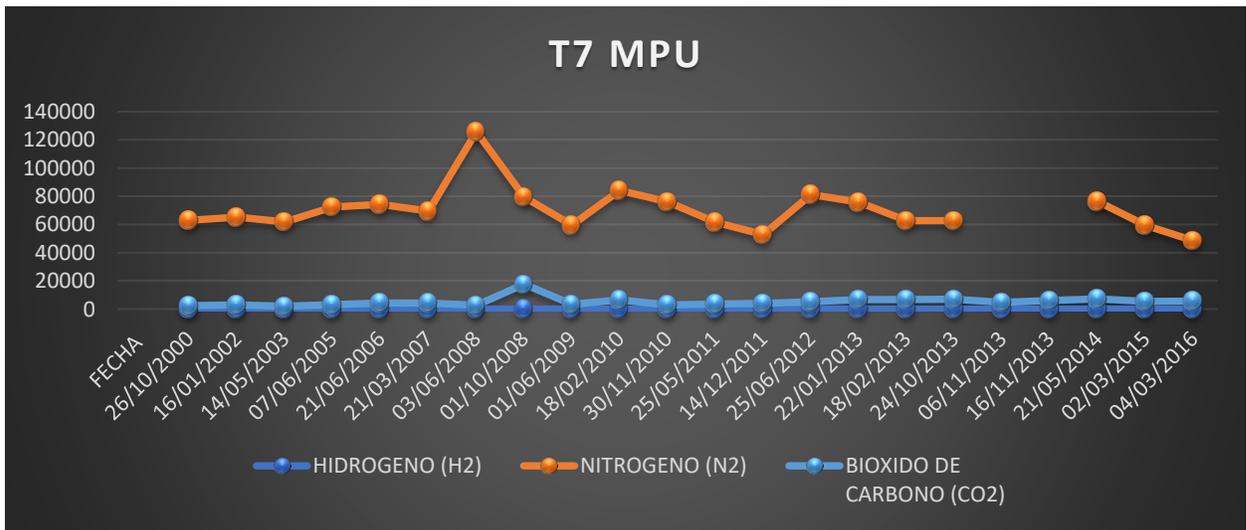


Figura 5.3 Tendencia de gases T7 MPU

5.1.2 Transformador T9

Banco T9 FASE ABC	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES	GASES COMB.
FECHA											
26/10/2000	0	69265	14	12	2158	3	26	0	21	8.04	0.007
16/01/2002	0	65904	12	11	2486	3	31	0	199	8.08	0.025
14/05/2003	0	63930	8	6	2078	2	20	0	18	7.54	0.005
07/06/2005	0	74338	22	45	2844	4	47	0	53	8.4	0.017
21/06/2006	143	73011	27	71	4249	5	71	0	73	8.27	0.039
22/03/2007	0	63041	15	0	3132	3	36	1	41	7.29	0.009
03/06/2008	14	138574	17	23	2807	5	47	0	66	14.16	0.017
01/10/2008	28	75017	18	29	17679	10	51	0	102	9.29	0.024
01/06/2009	19	45394	16	15	3368	8	50	0	0	4.89	0.011
18/02/2010	0	79609	1	0	4763	0	24	0	0	8.44	0.003
30/11/2010	0	73778	12	17	1802	3	42	0	0	7.57	0.007
25/05/2011	0	64848	11	13	4776	8	61	2	0	6.97	0.01
14/12/2011	0	66626	22	27	4548	7	65	0	66	7.13	0.012
25/06/2012	1	107638	24	40	4715	7	65	0	85	11.25	0.014
22/01/2013	0	67295	28	25	4852	9	72	0	84	7.75	0.013
03/06/2013	24		12	16	4342	21	142	0		2.17	0.032
22/01/2013	0	67295	28	25	4852	9	72	0	84	7.75	0.013
24/10/2013	0	59211	27	18	4955	8	77	2	94	6.48	0.014
16/11/2013	32		21	22	5713	16	122	1		2.14	
21/05/2014	47	60360	38	42	5231	16	92	3	113	6.83	0.024
02/03/2015	12	63987	24	20	4414	7	90	0	N.A.	6.9	0.015
04/03/2016	6	62783	26	14	4923	10	106	3	N.A.	6.83	0.016

Tabla 5.2 Cromatografía de T9 MPU

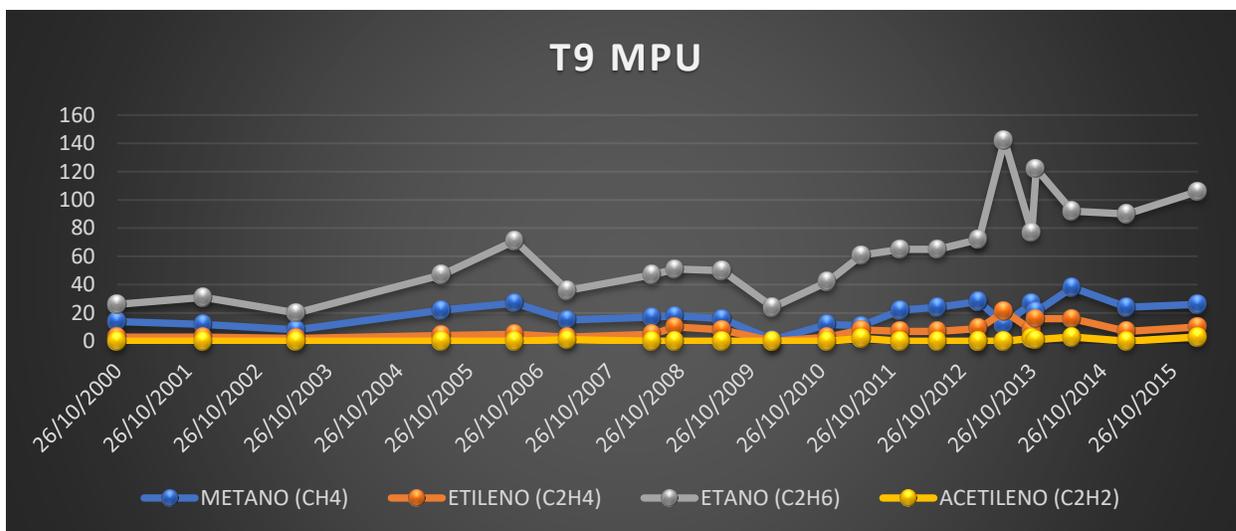


Figura 5.4 Tendencias T9 MPU

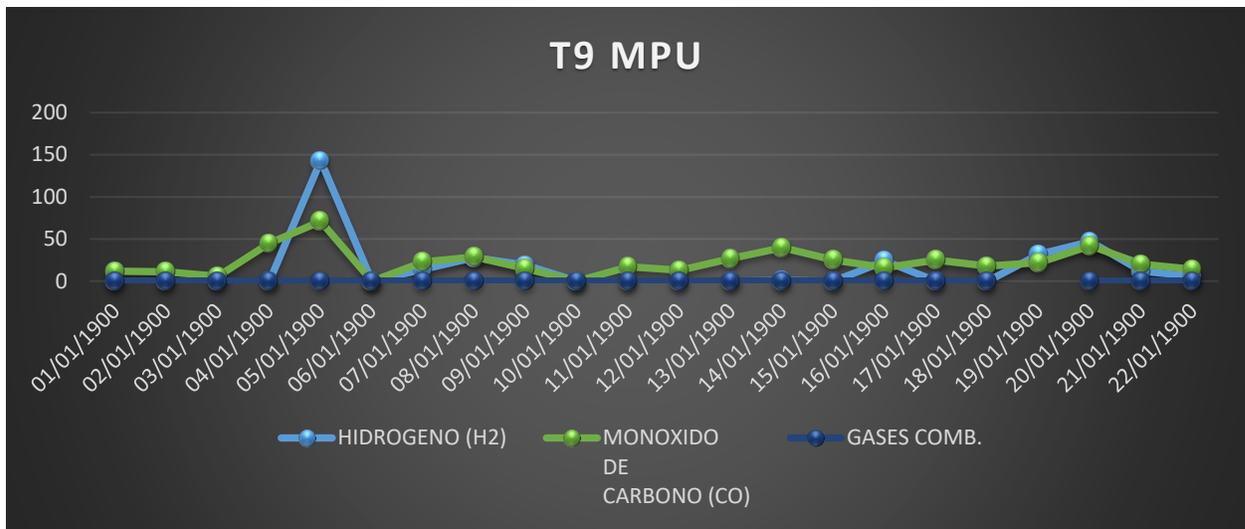


Figura 5.5 Tendencias T9 MPU

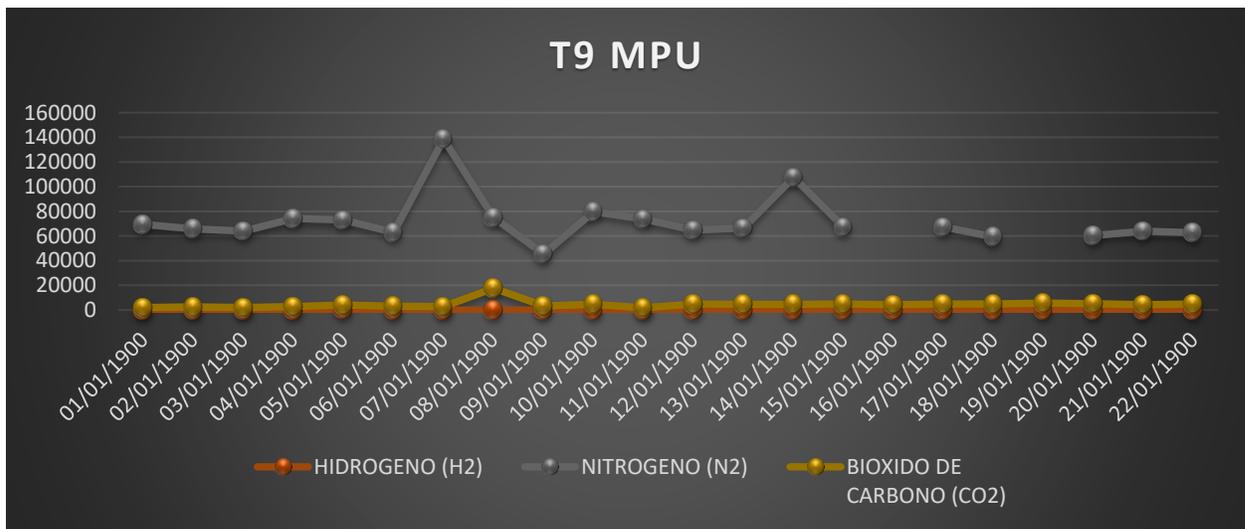


Figura 5.6 Tendencias T9 MPU

5.1.3 Transformador T10

Banco T10 FASE ABC	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES	GASES COMB.
FECHA											
26/10/2000	0	72340	7	12	257	2	30	0	28	8.25	0.008
17/01/2002	0	62670	4	13	260	1	25	0	35	7.7	0.008
14/05/2003	0	71182	4	5	271	1	25	0	32	8.16	0.007
07/06/2005	0	75878	15	49	457	8	33	0	59	8.22	0.016
21/06/2006	0	73564	8	18	274	1	27	0	42	8.26	0.009
22/03/2007	0	70387	2	0	342	0	12	0	38	7.76	0.005
03/06/2008	0	139828	10	29	372	0	35	0	40	14.03	0.012
01/10/2008	0	79366	8	23	904	0	20	0	118	8.01	0.017
01/06/2009	0	49821	5	10	111	0	0	0	0	4.99	0.002
18/02/2010	0	93321	0	0	225	0	0	0	0	9.35	0
30/11/2010	0	56075	0	6	122	2	29	0	0	5.62	0.004
25/05/2011	0	56075	0	6	122	2	29	0	0	5.62	0.004
14/12/2011	0	70314	8	20	335	0	34	0	44	0.07	0.006
25/06/2012	0	112491	9	33	400	0	38	0	50	11.3	0.008
22/01/2013	0	78342	8	12	233	0	39	0	56	8.36	0.006
24/10/2013	0	135621	0	10	344	0	33	0	55	15.23	0.005

Tabla 5.3 Cromatografía T 10

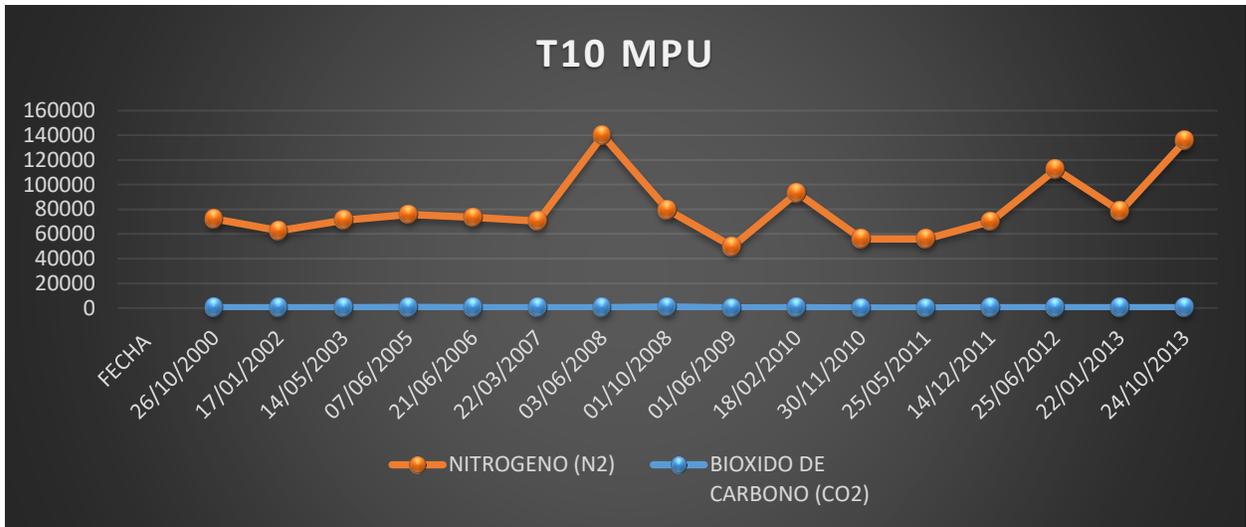


Figura 5.7 Tendencias T10 MPU

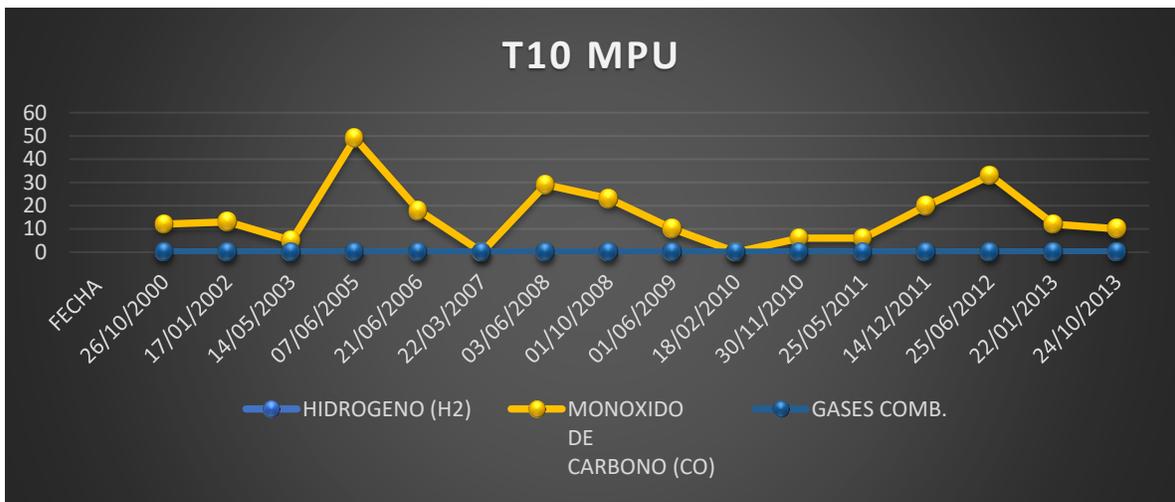


Figura 5.8 Tendencias T10 MPU

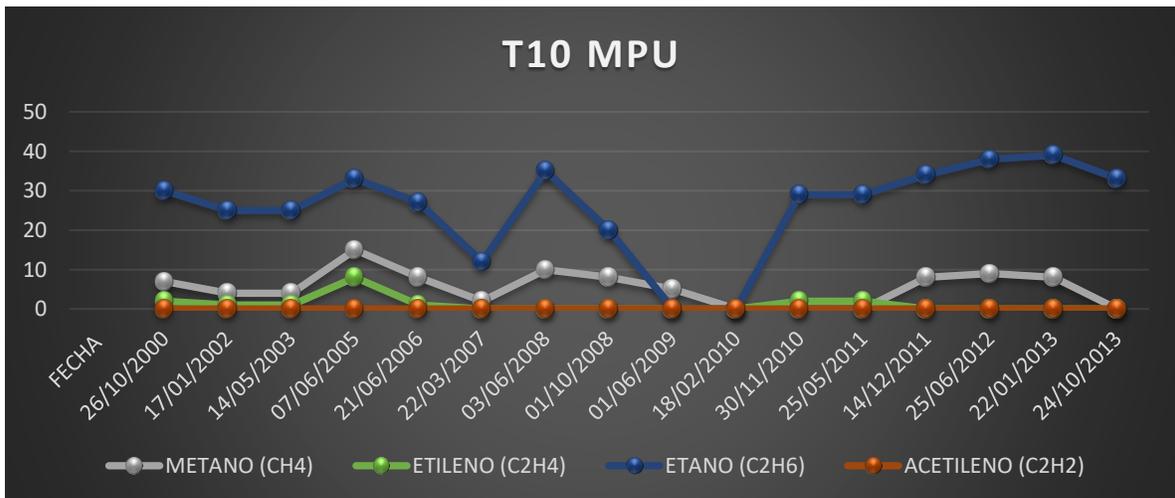


Figura 5.9 Tendencias T10 MPU

5.1.4 AT-2 Fase A

Banco AT-2 FASE A	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES %	TGCD %
FECHA											
26/10/2000	0	49108	3	309	895	12	1	0	5	6.12	0.033
17/01/2002	0	45518	3	304	1081	22	1	0	99	6.21	0.043
08/06/2005	0	66837	4	301	1278	48	0	0	9	8.65	0.036
22/06/2006	0	77383	15	425	1953	51	19	0	31	9.22	0.054
13/03/2007	0	64596	8	346	1169	42	12	0	33	8.3	0.044
03/06/2008	0	175779	4	287	1372	45	0	0	0	17.75	0.034
01/06/2009	0	175779	4	287	1372	45	0	0	13	4.96	0.033
18/02/2010	0	72715	0	391	2274	68	0	0	0	7.54	0.046
30/11/2010	0	73995	0	292	808	58	0	0	N.A.	7.52	0.035
25/05/2011	0	43727	0	148	2016	68	0	0	N.A.	4.6	0.022
14/12/2011	0	69145	0	276	1562	73	0	0	0	7.11	0.035
25/06/2012	0	84458	0	360	2288	72	0	0	11	8.72	0.043
24/10/2013	0	80532	7	600	3410	113	0	0	20	9.47	0.072
21/05/2014	62	53237	13	171	1265	39	12	0	40	7.28	0.03
02/02/2015	0	56360	5	66	951	106	3	0	N.A.	7.99	0.018
04/03/2016	7	68915	17	579	4389	132	4	0	N.A.	7.71	0.074

Tabla 5.4 Cromatografía AT-2 FA

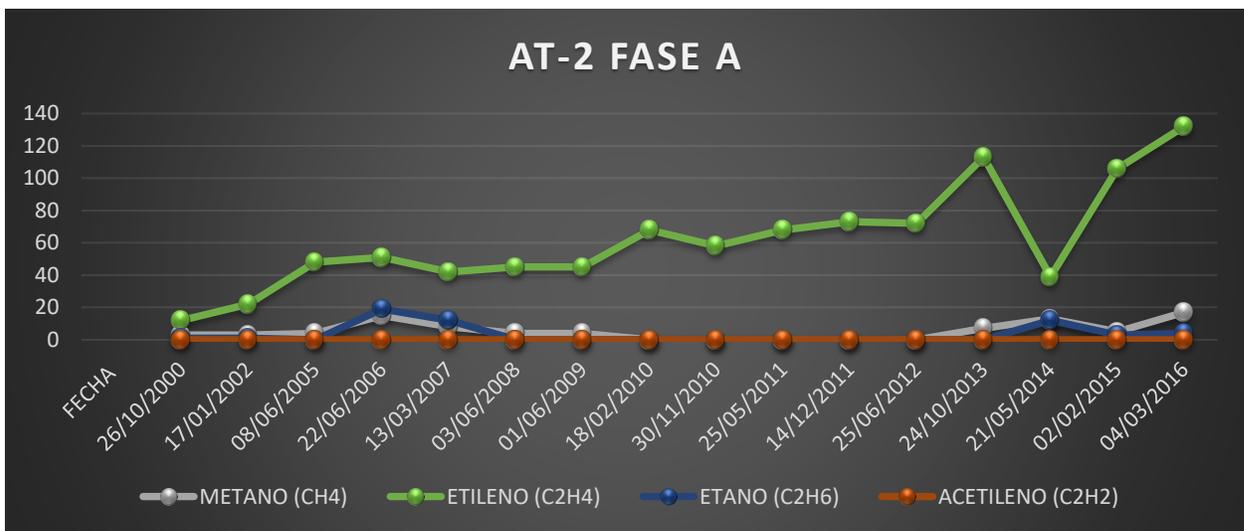


Figura 5.10 Tendencias AT-2 FASE A MPD

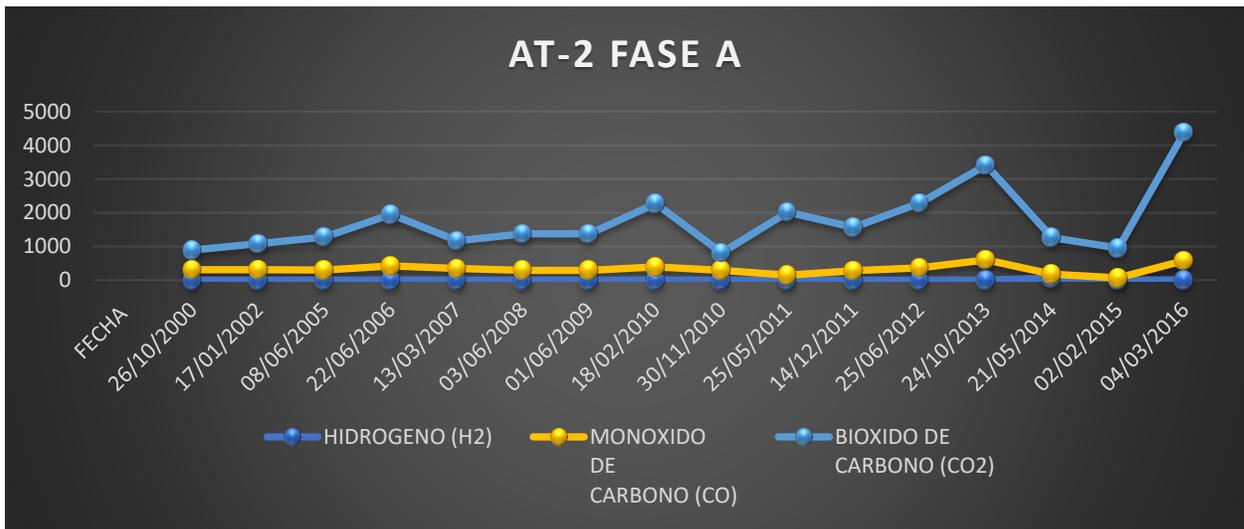


Figura 5.11 Tendencias AT-2 FASE A MPD

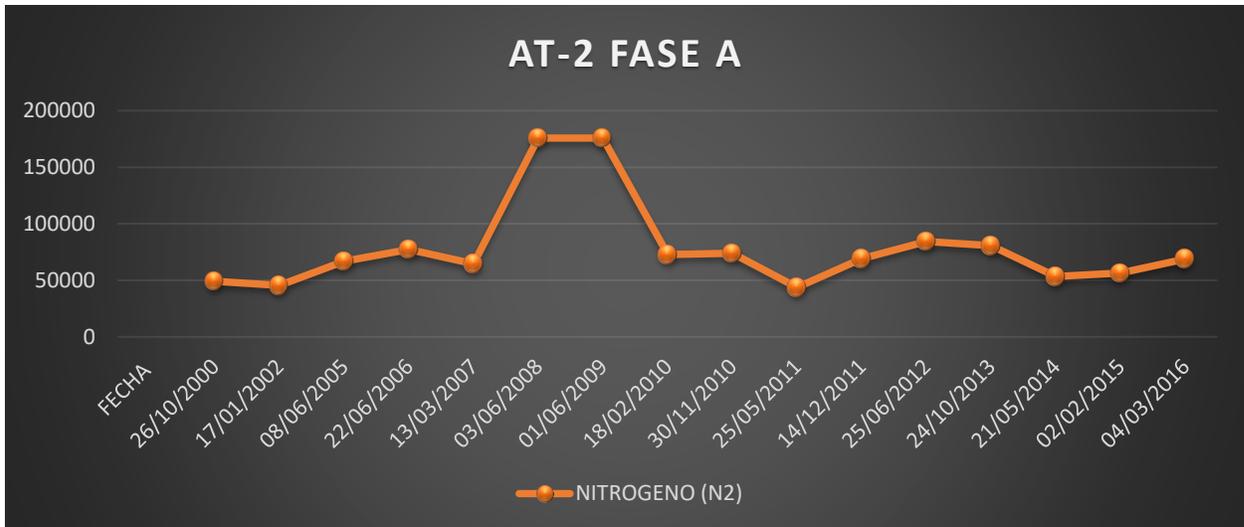


Figura 5.12 Tendencias AT-2 FASE A MPD

5.1.5 AT-2 FASE B

Banco AT-2 FASE B	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES %	TGCD %
FECHA											
26/10/2000	0	65904	10	222	1151	17	5	0	11	8.98	0.026
17/01/2002	0	66109	11	352	1180	21	5	0	13	9.07	0.04
15/05/2003	0	63418	45	414	1453	59	16	0	27	8.06	0.056
09/06/2005	0	68762	80	511	2238	140	75	0	77	8.63	0.088
22/06/2006	169	70098	82	589	2936	142	47	0	75	8.27	0.11
13/03/2007	733	64382	81	776	2751	147	51	0	103	7.72	0.189
03/06/2008	19	132698	60	325	2275	151	54	0	83	13.57	0.069
10/01/2008	24	74351	61	344	12836	160	61	0	69	8.79	0.072
01/06/2009	19	48105	6	135	1838	85	0	0	21	50.2	0.027
18/02/2010	0	43155	0	221	2437	81	0	0	0	4.59	0.03
30/11/2010	0	90090	0	413	1251	88	0	0	N.A.	9.18	0.05
25/05/2011	0	71577	0	137	3050	97	7	0	N.A.	7.49	0.024
14/12/2011	0	67258	56	474	2756	89	21	0	21	47.0	0.064
25/06/2012	0	73396	53	373	2678	72	32	0	66	7.66	0.053
22/01/2013	0	65399	58	415	3844	208.2	68	0	162	749	0.5
24/10/2013	0	81758	38	367	2399	61	32	0	72	9.23	0.05

Tabla 5.5 Cromatografía AT-2 FASE B MPD

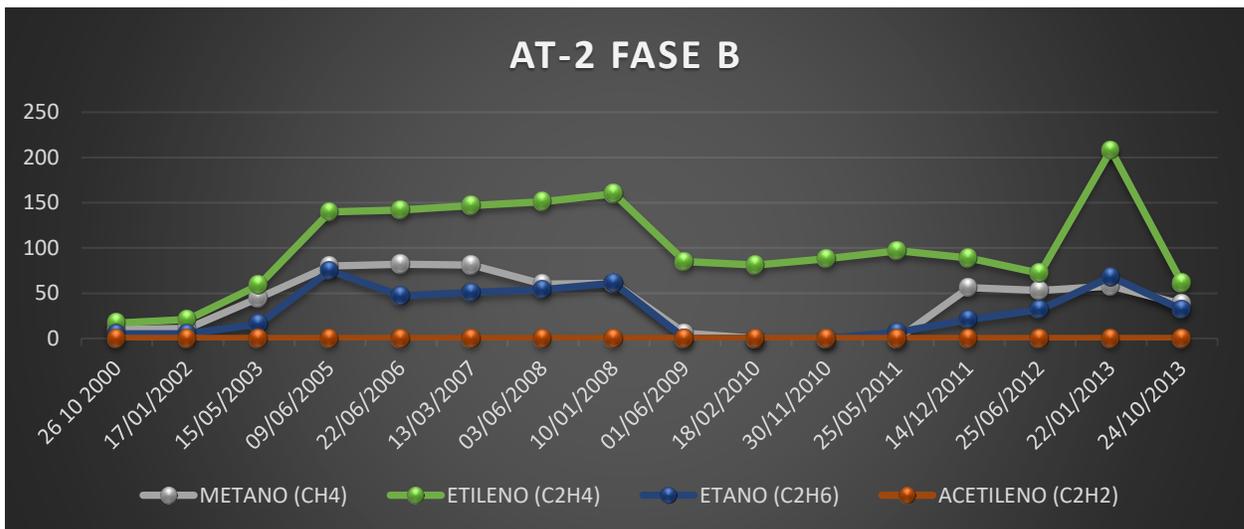


Figura 5.13 Tendencias AT-2 FASE B MPD

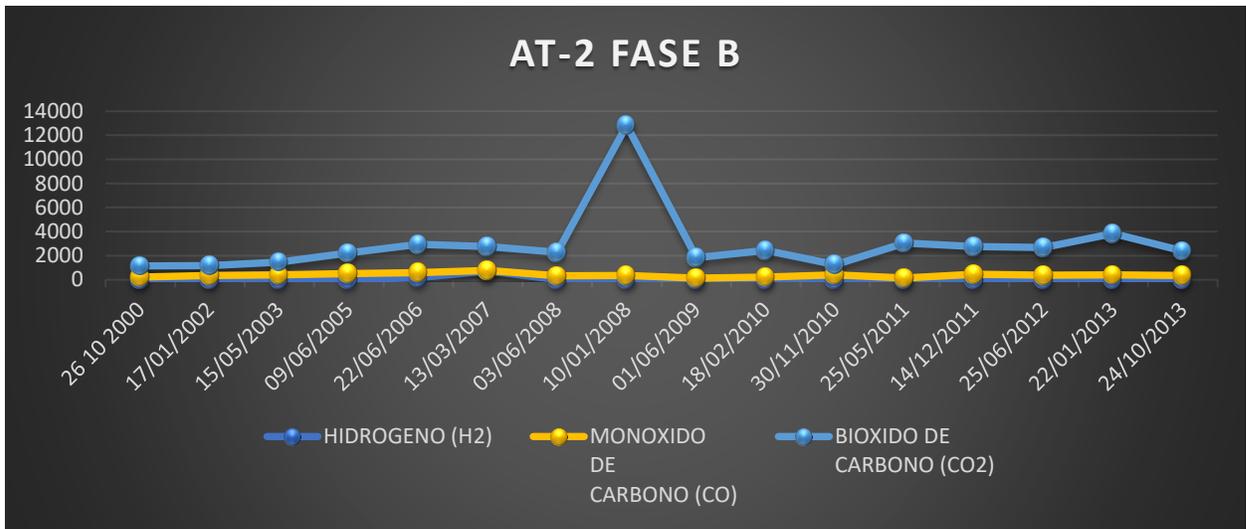


Figura 5.14 Tendencias AT-2 FASE B MPD

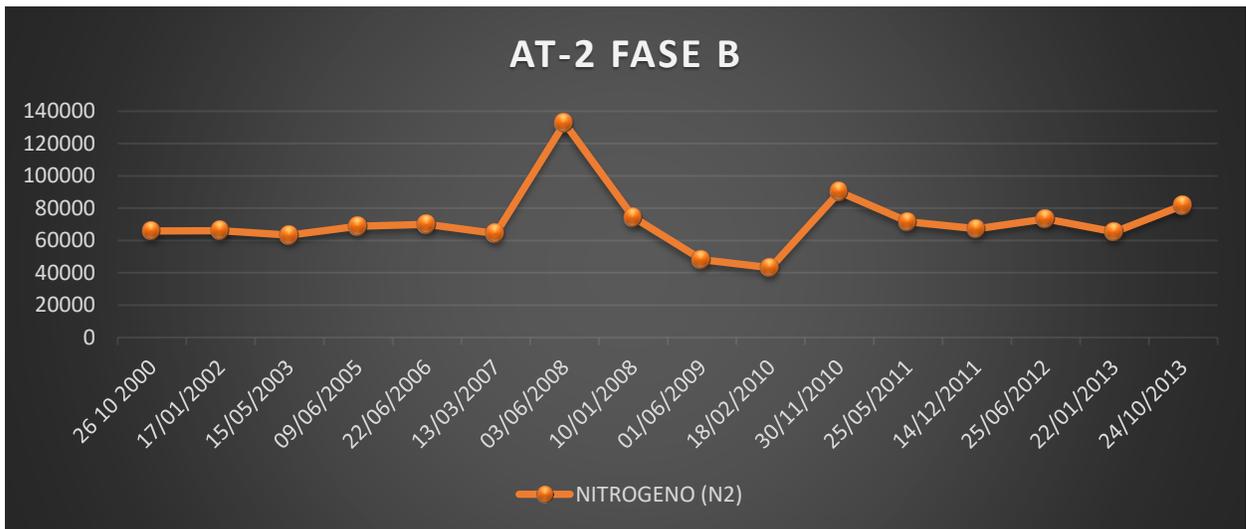


Figura 5.15 Tendencias AT-2 FASE B MPD

5.1.6 AT-2 FASE C

Banco AT-2 FASE C	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES %	TGCD %
FECHA											
26/10/2000	0	66947	3	275	985	7	0	0	2	8.51	0.029
17/01/2002	0	60215	4	287	1139	11	0	0	0	8	0.03
16/05/2003	0	43504	5	254	732	5	1	0	1	5.32	0.027
10/06/2005	0	70959	24	424	1389	33	39	0	9	8.46	0.053
22/06/2006	39	75818	18	433	1305	8	2	0	4	8.98	0.05
14/03/2007	0	64715	22	499	1310	9	3	0	30	7.5	0.056
03/06/2008	17	142736	25	387	1423	10	0	0	0	14.46	0.044
01/10/2008	0	75176	24	305	7196	14	0	0	0	8.27	0.034
01/06/2009	21	63023	32	358	1721	13	0	0	0	6.52	0.042
18/02/2010	0	68407	16	302	2022	0	0	0	0	7.07	0.032
30/11/2010	0	77581	29	365	868	7	3	0	N.A.	7.89	0.04
25/05/2011	0	54563	17	116	2005	12	10	0	N.A.	5.67	0.015
14/12/2011	0	78139	47	509	2156	13	9	0	0	8.09	0.058
25/06/2012	0	71705	29	284	1828	11	7	0	21	7.39	0.033
22/01/2013	0	67732	35	270	1746	12	9	0	13	8.39	0.033
18/02/2013	0	49277	6	13	362	10	8	0	14	7.54	0.004
24/02/2013	0	63639	52	416	2222	13	11	0	15	6.92	0.049
21/05/2014	45	65492	69	497	2544	22	21	0	24	7.21	0.065
02/03/2015	10	61866	48	439	1896	12	12	0	N.A.	6.6	0.052
04/03/2016	0	66360	63	419	2611	17	16	0	N.A.	7.3	0.052

Tabla 5.6 Cromatografía AT-2 FASE C MPD

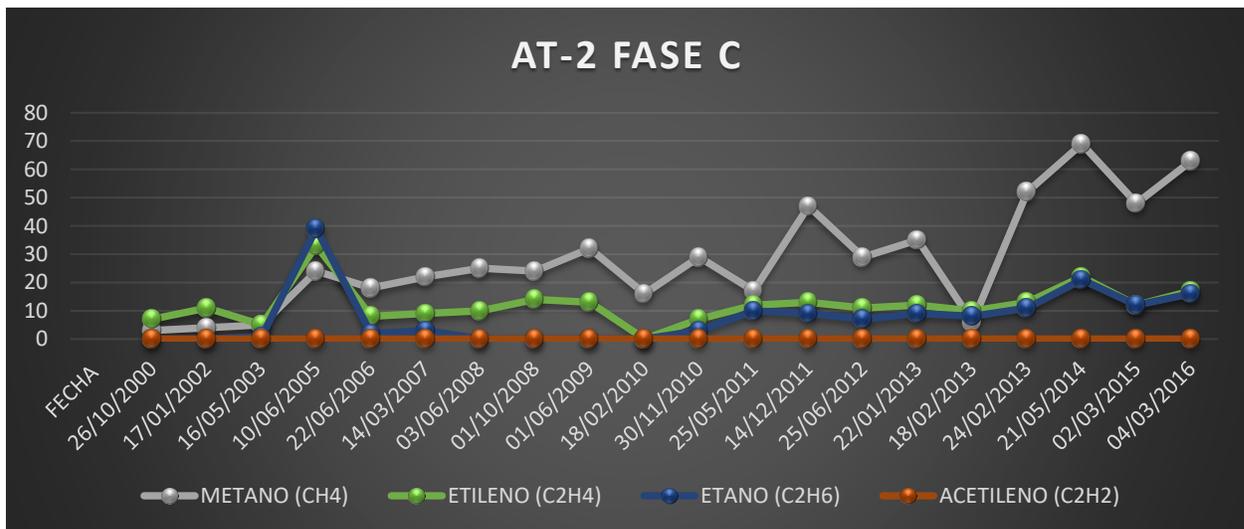


Figura 5.16 Tendencias AT-2 FASE C MPD

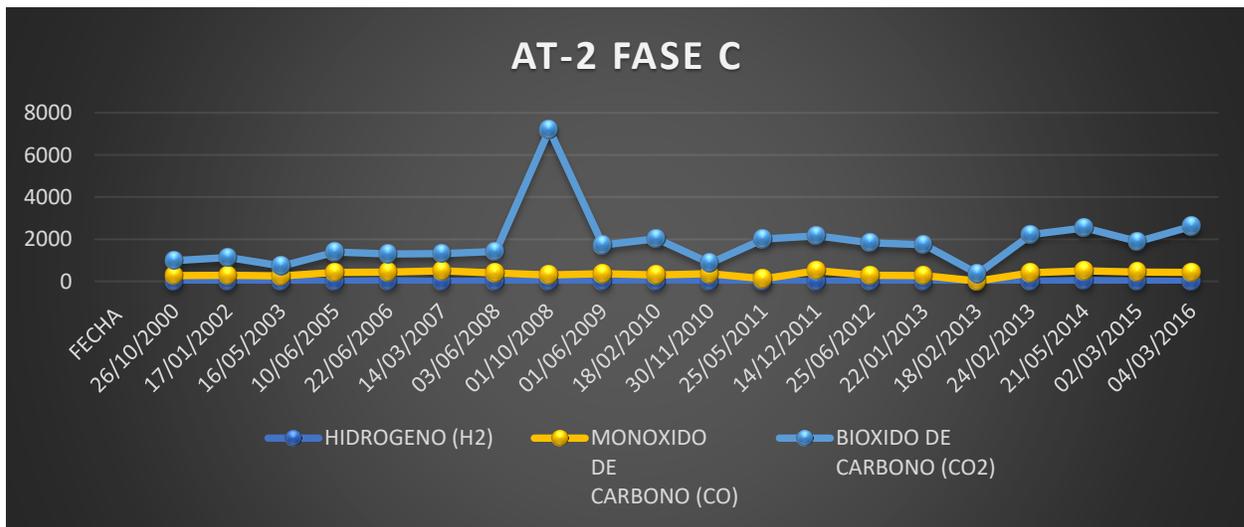


Figura 5.17 Tendencias AT-2 FASE C MPD

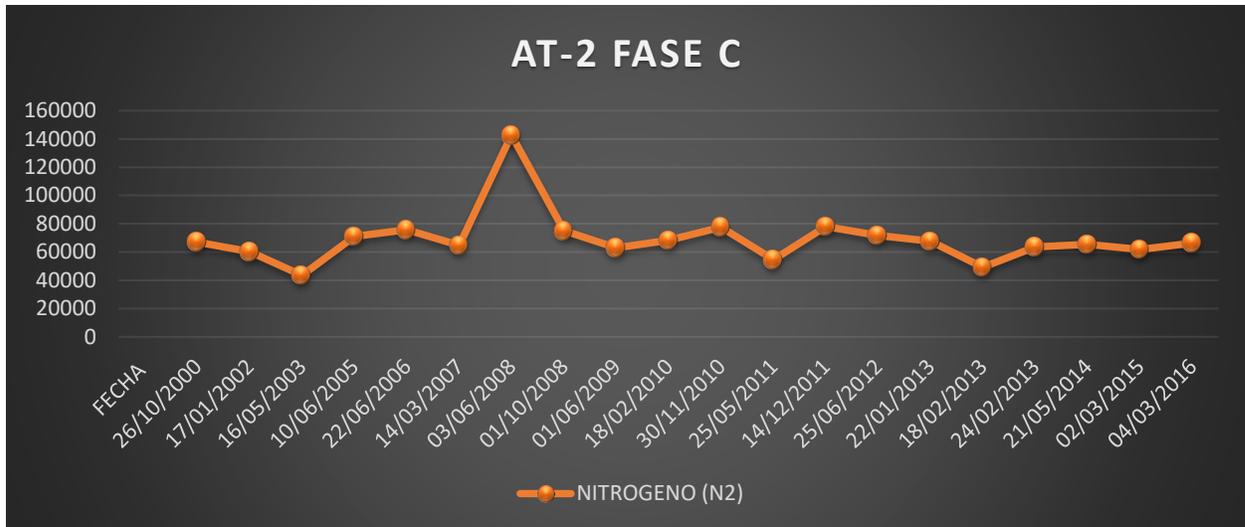


Figura 5.18 Tendencias Fase C MPD

5.1.7 AT-2 FASE RESERVA

Banco AT-2 FASE RESERVA	HIDROGENO (H2)	NITROGENO (N2)	METANO (CH4)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	BIOXIDO DE CARBONO (CO2)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	OTROS GASES	GASES TOTALES %	TGCD %
FECHA											
27/10/2000	0	58351	1	176	553	3	0	0	0	7.86	0.018
17/01/2002	0	58845	3	167	1092	13	0	0	0	8.82	0.018
16/05/2003	0	50490	2	194	1006	21	1	0	2	7	0.022
10/06/2005	0	59848	3	282	1680	73	34	0	10	7	0.022
22/06/2006	0	65649	6	377	1914	56	1	0	7	8.23	0.044
14/03/2007	0	70858	4	508	2337	95	0	0	13	8.97	0.062
03/06/2008	0	163564	3	339	1920	82	0	0	5	16.59	0.043
01/06/2009	0	53070	74	450	2956	179	67	0	136	5.69	0.091
18/02/2010	0	79005	77	597	4611	221	53	0	92	8.47	0.104
30/11/2010	0	84379	55	404	1543	166	55	0	N.A.	8.66	0.068
25/05/2011	0	54615	53	240	3839	188	64	0	N.A.	5.9	0.055
14/12/2011	0	69775	63	457	3757	206	70	0	57	7.44	0.08
25/06/2012	185	89559	39	299	3048	156	55	0	147	9.35	0.073
22/01/2013	0	65399	58	414	3843	208	68	0	162	7.93	0.075
24/10/2013	0	63006	56	448	4185	2016	70	0	173	7.11	0.079
02/03/2015	15	76811	49	483	3460	228	75	0	N.A.	8.71	0.085
04/03/2016	7	69154	48	368	3940	228	76	0	N.A.	8.14	0.073

Tabla 5.7 Cromatografía AT-2 FASE RESERVA



Figura 5.19 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD

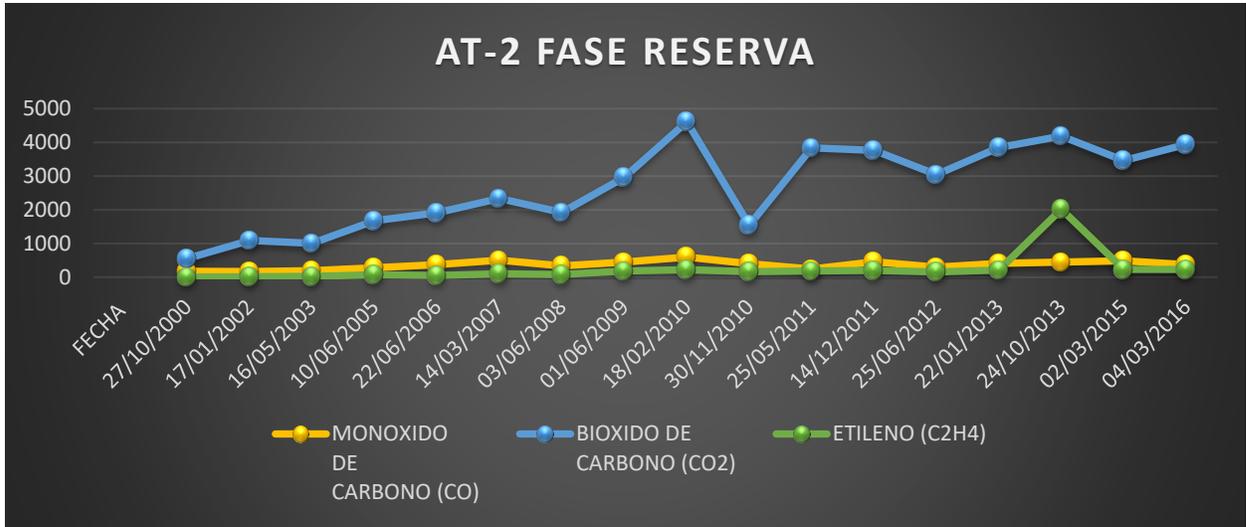


Figura 5.20 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD

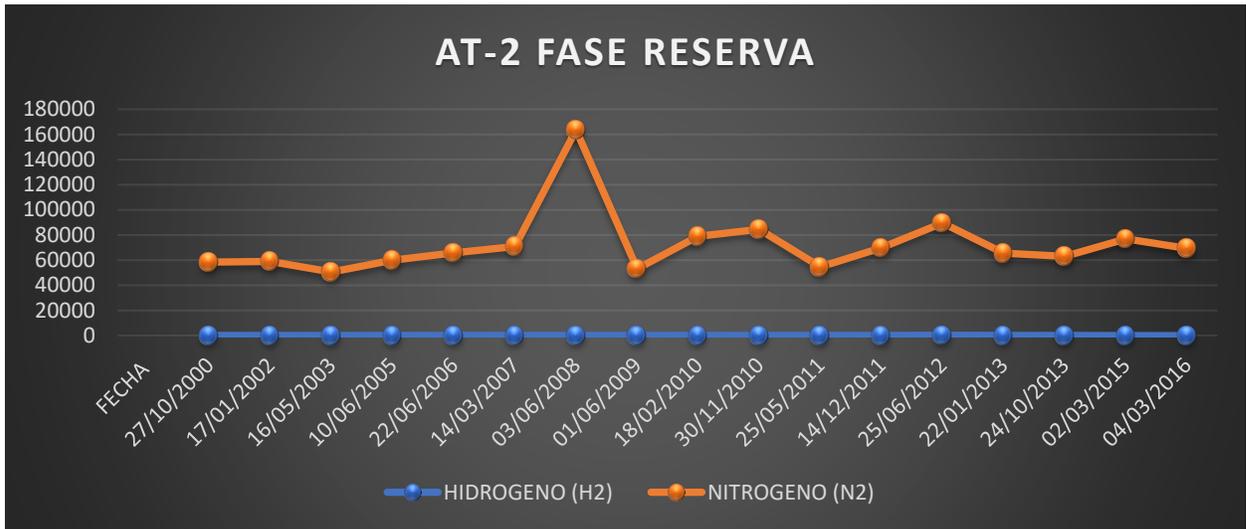


Figura 5.21 Tendencias AT-2 FASE RESERVA MPD

5.2 Físicoquímicos

5.2.1 Transformador T7

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIA	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA
05/12/2000	0.856	33.6	3.36	0.028	58.6	5.86	0.01	2.2
03/04/2002	0.857	35.8	3.58	0.05	53.8	5.38	0.005	1.2
29/05/2003	0.857	34	3.4	0.1	49.2	4.92	0.002	2.2
24/05/2005	0.856	33	3.3	0.021	53.6	5.36	0.007	1.16
21/03/2007	0.856	40.6	4.06	0.006	54.4	5.44	0.007	2.1
21/05/2008	0.855	39.7	3.97	0.015	51.4	5.14	0.003	1.2
01/07/2009	0.856	40.5	4.05	0.006	32	3.2	0.008	0.58
03/03/2010	0.857	38.6	3.86	0.018	47.4	4.74	0.079	1.2
29/11/2010	0.857	40.7	4.07	0.014	50.6	5.06	0.01	1.8
01/06/2011	0.872	21.3	2.13	0.003	50	5	0.021	0.73
05/12/2011	0.878	36.4	3.64	0.03	47.8	4.78	0.007	0.735
25/01/2013	0.878	39.2	3.92	0.092	49.6	4.96	0.008	0.445
25/10/2013	0.878	38.3	3.83	0.103	47	4.7	0.01	0.488
02/03/2015	0.878	37.7	3.77	0.052	56.4	5.64	0.011	0.629
28/02/2016	0.878	29.6	2.96	0.048	55	5.5	0.014	0.721

Tabla 5.8 Físicoquímicas T7

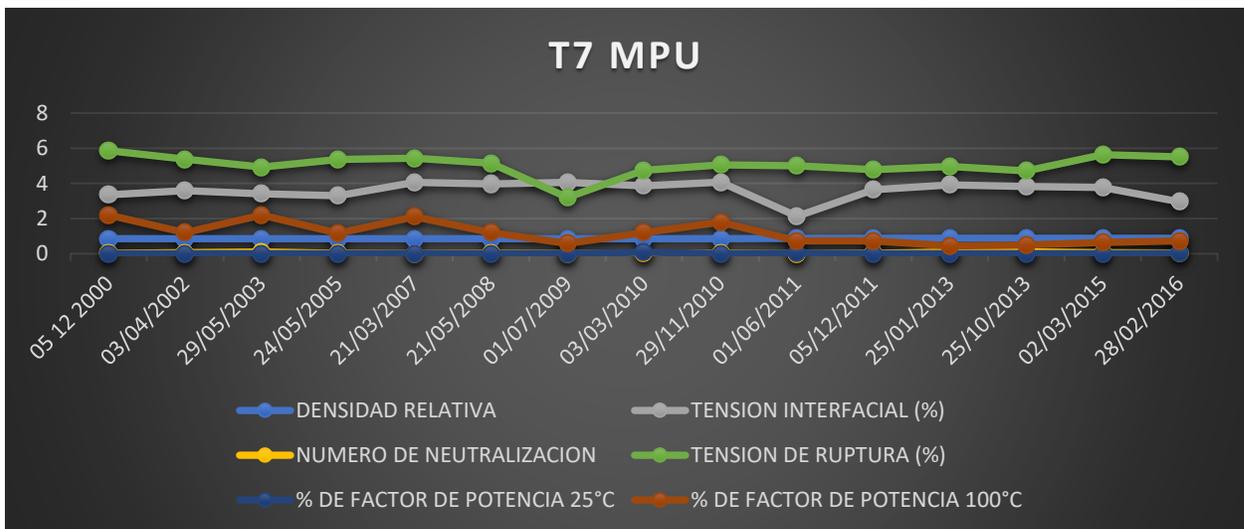


Figura 5.22 Tendencias T7 MPU

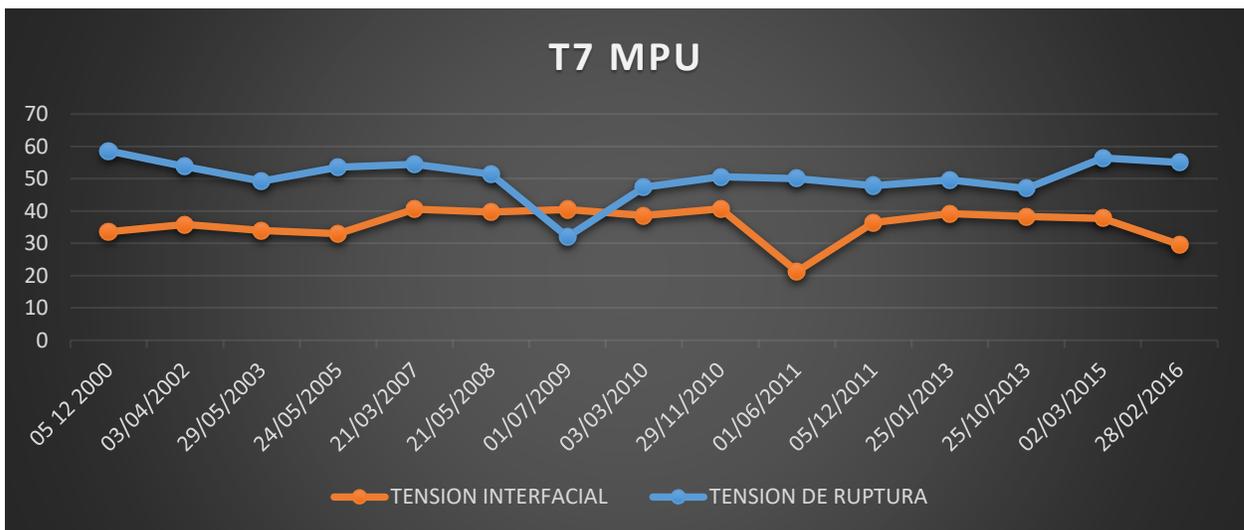


Figura 5.23 Tendencias T7 MPU

5.2.2 Transformador T9

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/2000	0.874	34.7	3.47	0.019	56.2	5.62	0.01	1.7
03/04/2002	0.873	32	3.2	0.05	49.4	4.94	0.002	2.6
29/05/2003	0.873	32	3.2	0.1	52	5.2	0.003	0.9
24/05/2005	0.875	30.9	3.09	0.022	50.6	5.06	0.003	1.2
21/03/2007	0.872	39.6	3.96	0.005	46.2	4.62	0.016	1.5
21/05/2008	0.872	39	3.9	0.007	48	4.8	0.004	1.1
01/07/2009	0.872	39.7	3.97	0.007	31.8	3.18	0.001	0.73
03/03/2010	0.873	37.4	3.74	0.018	45.6	4.56	0.055	1.1
29/11/2010	0.873	41.1	4.11	0.017	45.6	4.56	0.02	0.87
01/06/2011	0.874	25.1	2.51	0.012	44.4	4.44	0.017	0.82
25/01/2013	0.875	42.6	4.26	0.057	46.8	4.68	0.013	0.57
25/01/2013	0.875	38.1	3.81	0.084	21.8	2.18	0.063	1.844
02/02/2015	0.875	39.5	3.95	0.025	53	5.3	0.015	0.682
28/02/2016	0.874	37.6	3.76	0.024	55	5.5	0.016	0.745

Tabla 5.9 Fisicoquímicas T9 MPU

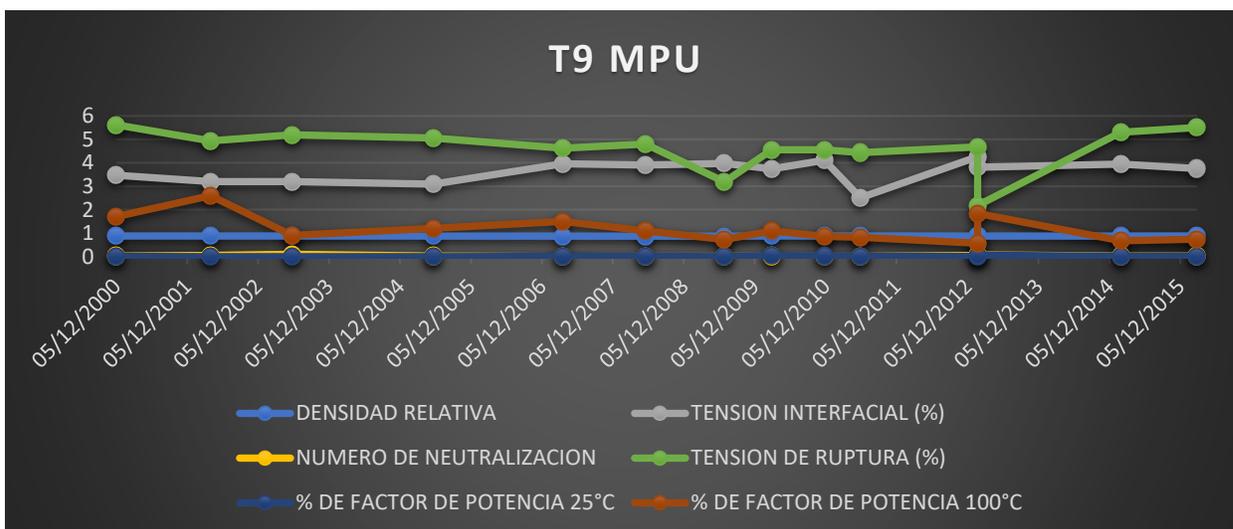


Figura 5.24 Tendencias T9 MPU

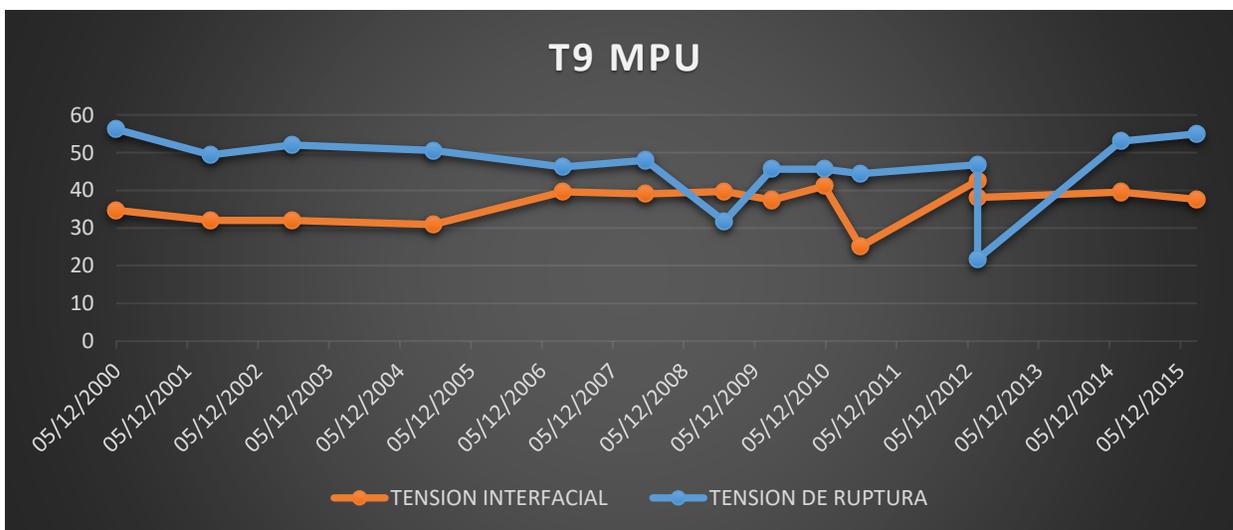


Figura 5.25 Tendencias T9 MPU

5.2.3 Transformador T10

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/2000	0.857	29	2.9	0.022	56.6	5.66	0.194	2.7
03/04/2002	0.857	23.5	2.35	0.06	40	4	0.24	4
29/05/2003	0.857	29	2.9	0.1	50.2	5.02	0.132	2.6
24/05/2005	0.857	30.1	3.01	0.033	49.8	4.98	0.126	2.3
21/03/2007	0.856	33	3.3	0.01	50.6	5.06	0.118	2.6
21/05/2008	0.858	35	3.5	0.013	48.4	4.84	0.04	1.2
01/07/2009	0.885	43.3	4.33	0.011	36	3.6	0.027	2.4
03/03/2010	0.886	33	3.3	0.022	50	5	0.12	2.4
29/11/2010	0.851	36.4	3.64	0.004	48.4	4.84	0.13	2.3
01/06/2011	0.856	24.9	2.49	0.012	44.6	4.46	0.18	3.4
25/01/2013	0.858	31.9	3.19	0.056	48.4	4.84	0.128	2.056
25/10/2013	0.858	32	3.2	0.063	50.6	5.06	0.147	2.161
02/03/2015	0.852	32.4	3.24	0.026	56.4	5.64	0.191	2.689

Tabla 5.10 Fisicoquímicos T10 MPU

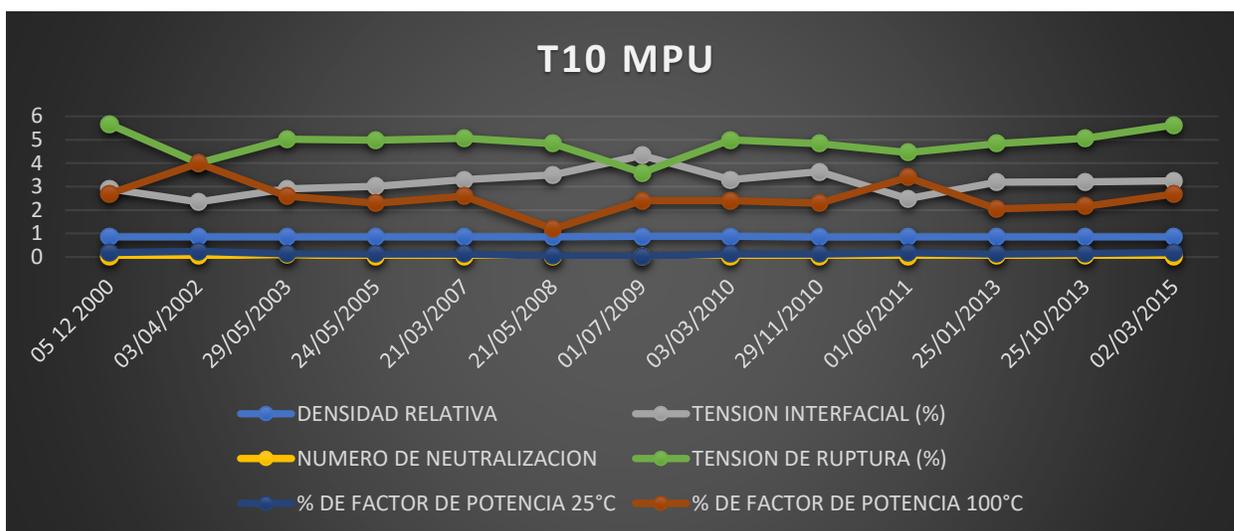


Figura 5.26 Tendencias T10 MPU

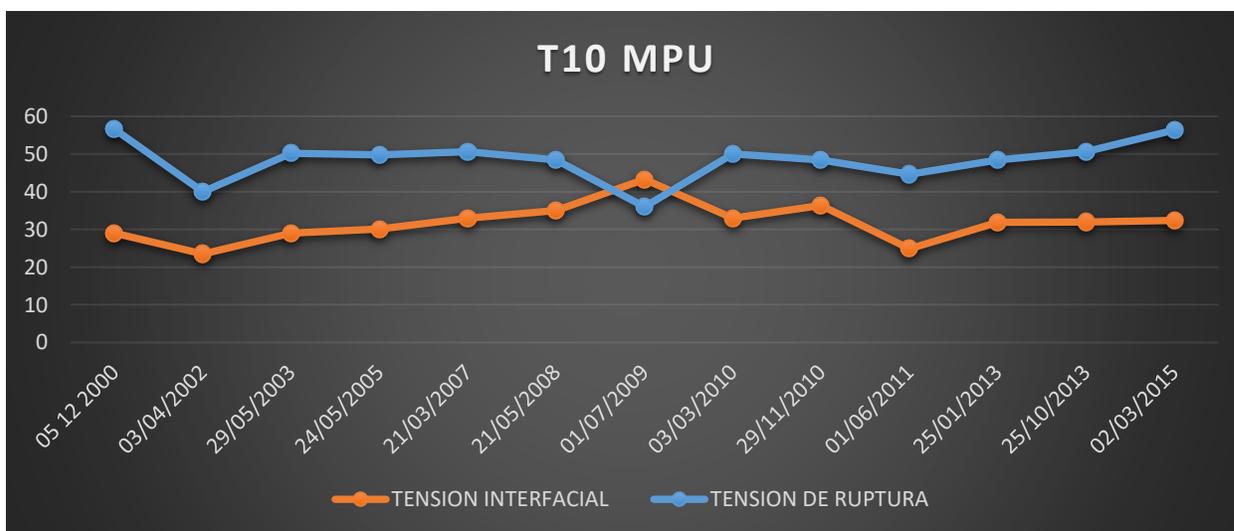


Figura 5.27 Tendencias T10 MPU

5.2.4 AT-2 FASE A

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/200	0.884	35.8	3.58	0.028	58.4	5.84	0.005	1.08
03/04/2002	0.884	32.6	3.26	0.07	47	4.7	0.012	0.7
29/05/2003	0.884	32	3.2	0.1	55.4	5.54	0.011	1.4
25/05/2005	0.884	30.6	3.06	0.026	51	5.1	0.017	1.28
16/03/2007	0.885	36.1	3.61	0.021	54.6	5.46	0.017	1.2
21/05/2008	0.884	39	3.9	0.016	40.6	4.06	0.008	1.1
01/07/2009	0.867	41.8	4.18	0.008	31.8	3.18	0.001	0.74
03/03/2010	0.868	38.7	3.87	0.02	47.4	4.74	0.031	1.5
29/11/2010	0.884	44	4.4	0.024	49.8	4.98	0.029	1.3
01/06/2011	0.869	26.8	2.68	0.058	48.6	4.86	0.076	2.2
25/01/2013	0.87	35.9	3.59	0.093	47	4.7	0.09	2.438
25/10/2013	0.87	30.1	3.01	0.087	52.2	5.22	0.103	2.715
28/02/2016	0.869	32.9	3.29	0.026	53.2	5.32	0.034	1.421

Tabla 5.11 Fisicoquímicas AT-2 FASE A MPD



Figura 5.28 Tendencias AT-2 FASE A

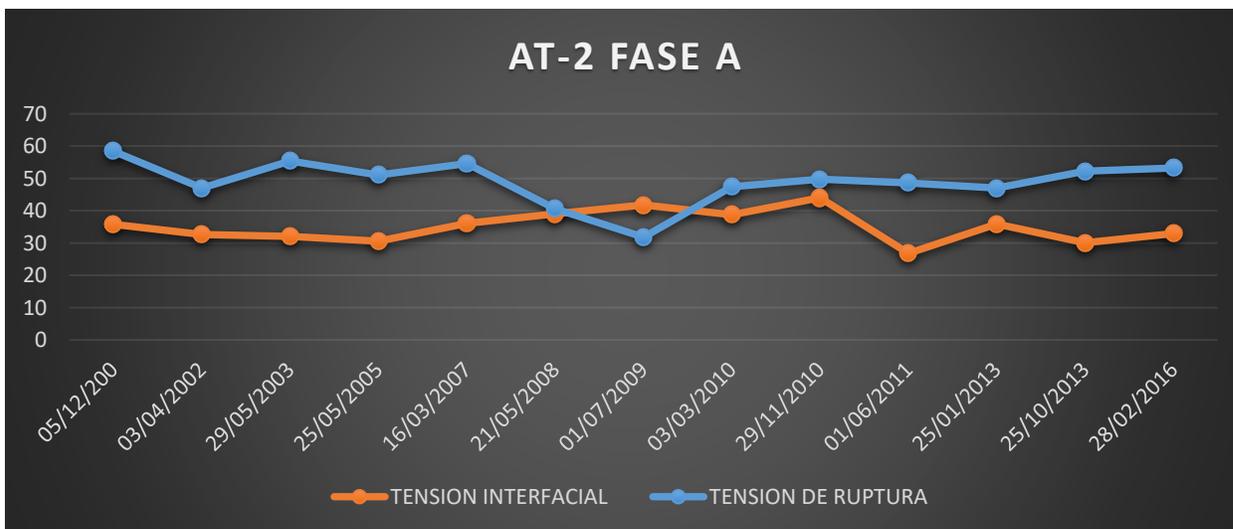


Figura 5.29 Tendencias AT-2 FASE A

5.2.5 AT-2 FASE B

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/2000	0.884	35.8	3.58	0.028	58.4	5.84	0.005	1.08
03/04/2002	0.884	32.6	3.26	0.07	47	4.7	0.012	0.7
29/05/2003	0.884	32	3.2	0.1	55.4	5.54	0.011	1.4
25/05/2005	0.884	30.6	3.06	0.026	51	5.1	0.017	1.28
16/03/2007	0.885	36.1	3.61	0.021	54.6	5.46	0.017	1.2
21/05/2008	0.884	39	3.9	0.016	40.6	4.06	0.008	1.1
01/07/2009	0.867	41.8	4.18	0.008	31.8	3.18	0.001	0.74
03/03/2010	0.868	38.7	3.87	0.02	47.4	4.74	0.031	1.5
29/11/2010	0.884	44	4.4	0.024	49.8	4.98	0.029	1.5
01/06/2011	0.869	27.6	2.76	0.014	61.14	6.114	0.042	1.3
25/01/2013	0.869	42.6	4.26	0.096	48	4.8	0.034	1.23
25/10/2013	0.869	31.2	3.12	0.052	47.8	4.78	0.038	1.395
28/02/2016	0.87	28.6	2.86	0.047	52.2	5.22	0.123	3.006

Tabla 5.12 Fisicoquímicas AT-2 FASE B MPD

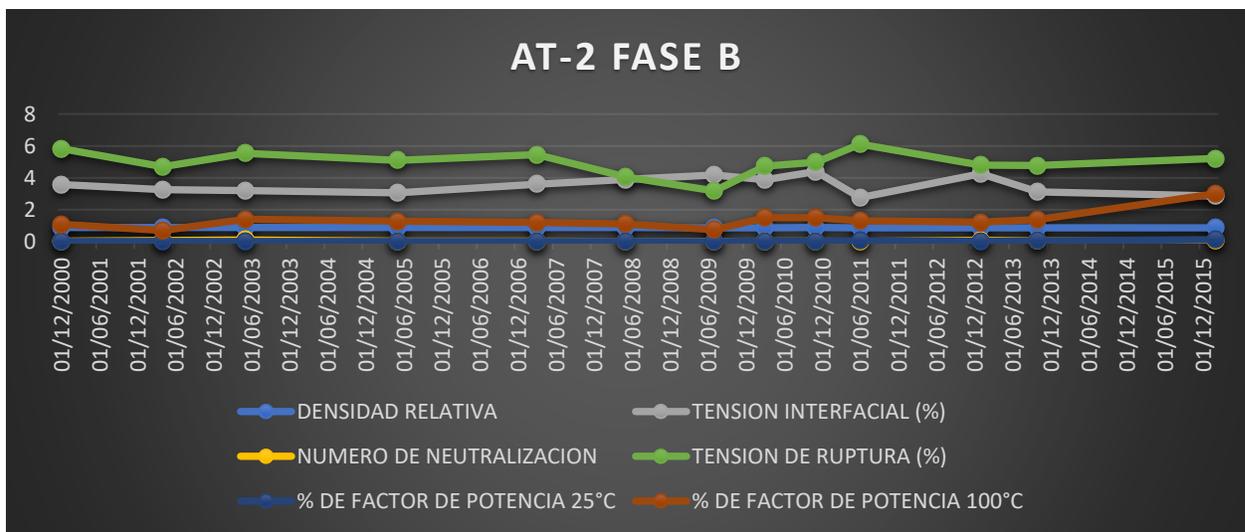


Figura 5.30 Tendencias AT-2 FASE B MPD

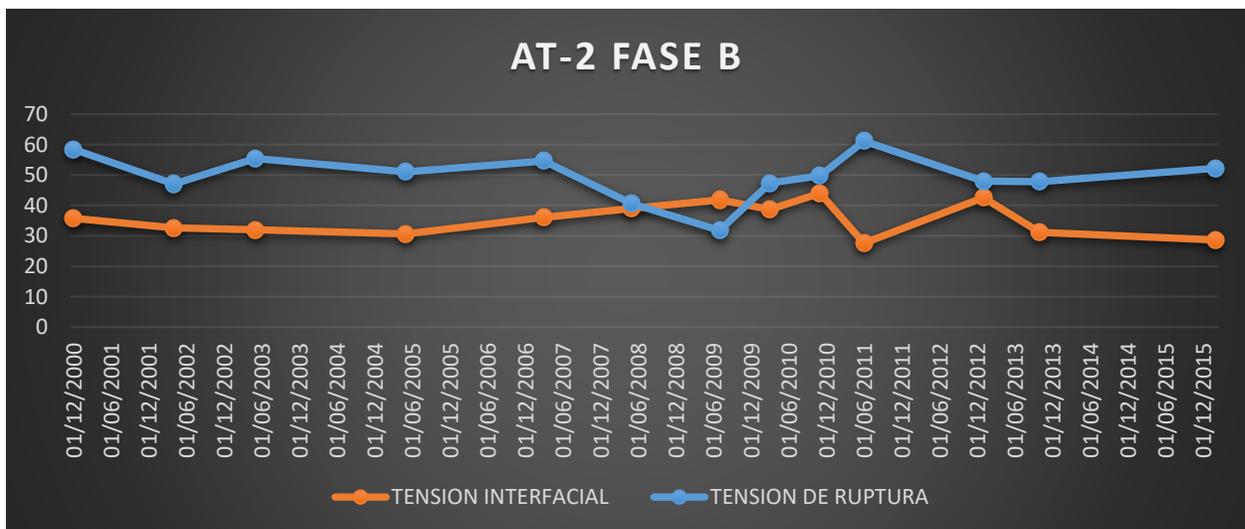


Figura 5.31 Tendencias AT-2 FASE B MPD

5.2.6 AT-2 FASE C

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/2000	0.884	35.8	3.58	0.028	58.4	5.84	0.005	1.08
03/04/2002	0.884	32.6	3.26	0.07	47	4.7	0.012	0.7
29/05/2003	0.884	32	3.2	0.1	55.4	5.54	0.011	1.4
25/05/2005	0.884	30.6	3.06	0.026	51	5.1	0.017	1.28
16/03/2007	0.885	36.1	3.61	0.021	54.6	5.46	0.017	1.2
21/05/2008	0.884	39	3.9	0.016	40.6	4.06	0.008	1.1
01/07/2009	0.867	41.8	4.18	0.008	31.8	3.18	0.001	0.74
03/03/2010	0.868	38.7	3.87	0.02	47.4	4.74	0.031	1.5
29/11/2010	0.884	44	4.4	0.024	49.8	4.98	0.029	1.3
01/06/2011	0.868	30	3	0.009	49.2	4.92	0.009	0.67
25/01/2013	0.869	53.1	5.31	0.039	49.8	4.98	0.01	0.392
25/10/2013	0.869	42.9	4.29	0.054	46.4	4.64	0.012	0.439
28/02/2016	0.869	41.9	4.19	0.024	50.8	5.08	0.012	0.51

Tabla 5.13 Fisicoquímicas AT-2 FASE C

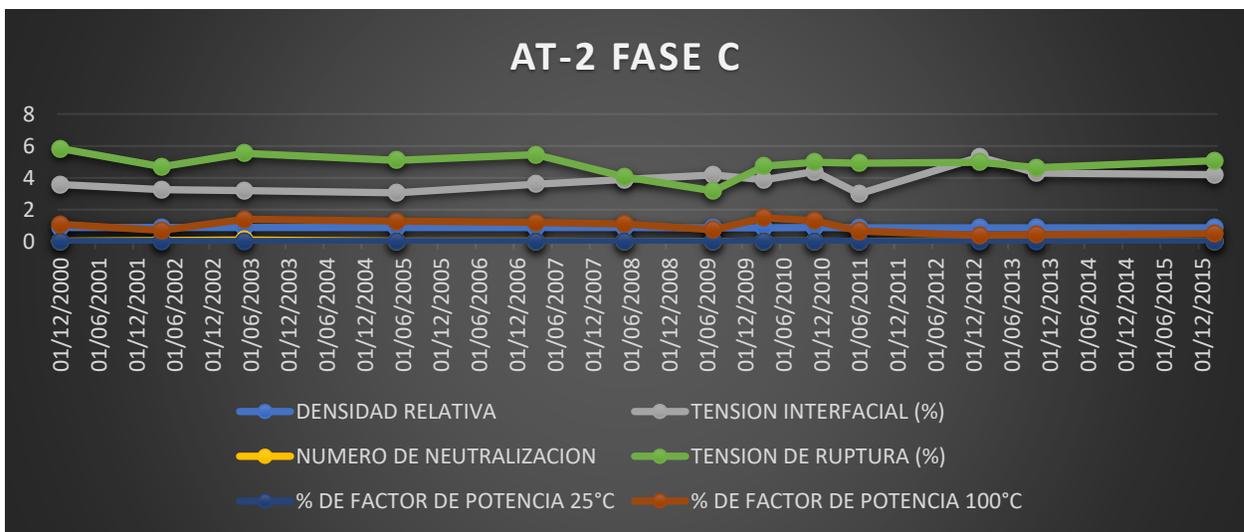


Figura 5.32 Tendencias AT-2 FASE C MPD

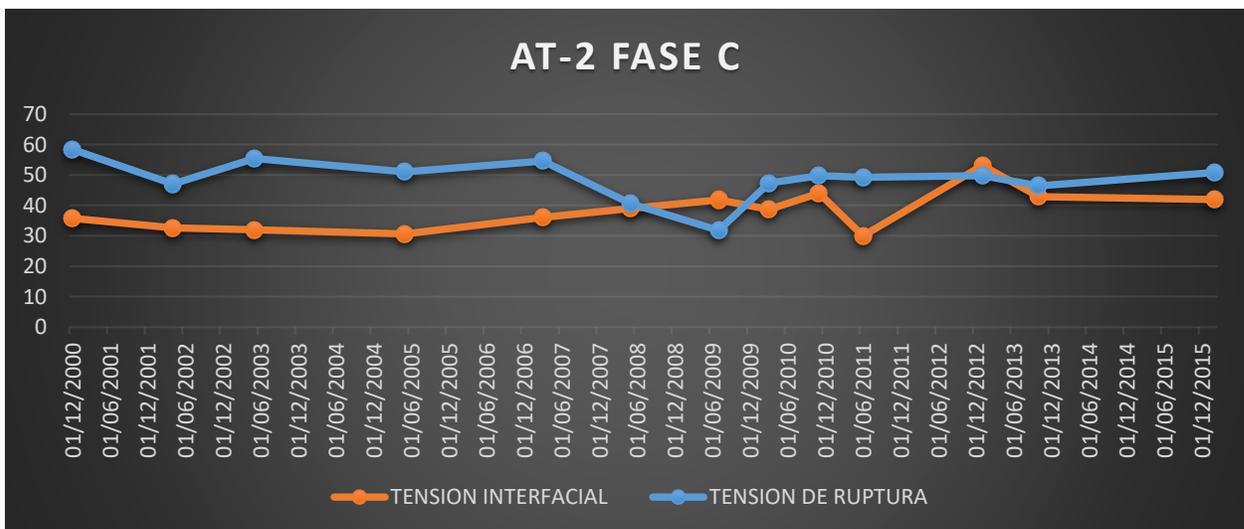


Figura 5.33 Tendencias AT-2 FASE C MPD

5.2.7 AT-2 FASE RESERVA

FECHA	DENSIDAD RELATIVA	TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL (%)	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION DE RUPTURA	TENSION DE RUPTURA (%)	% DE FACTOR DE POTENCIA 25°C	% DE FACTOR DE POTENCIA 100°C
05/12/2000	0.884	35.8	3.58	0.028	58.4	5.84	0.005	1.08
03/04/2002	0.884	32.6	3.26	0.07	47	4.7	0.012	0.7
29/05/2003	0.884	32	3.2	0.1	55.4	5.54	0.011	1.4
25/05/2005	0.884	30.6	3.06	0.026	51	5.1	0.017	1.28
16/03/2007	0.885	36.1	3.61	0.021	54.6	5.46	0.017	1.2
21/05/2008	0.884	39	3.9	0.016	40.6	4.06	0.008	1.1
01/07/2009	0.867	41.8	4.18	0.008	31.8	3.18	0.001	0.74
03/03/2010	0.868	38.7	3.87	0.02	47.4	4.74	0.031	1.5
29/11/2010	0.884	44	4.4	0.024	49.8	4.98	0.029	1.3
01/06/2011	0.869	26.8	2.68	0.058	48.6	4.86	0.076	2.2
25/01/2013	0.87	35.9	3.59	0.093	47	4.7	0.09	2.438
25/10/2013	0.87	30.1	3.01	0.087	52.2	5.22	0.103	2.715
28/02/2016	0.869	32.9	3.29	0.026	53.2	5.32	0.034	1.421

Tabla 5.14 Fisicoquímicas AT-2 FASE RESERVA MPD

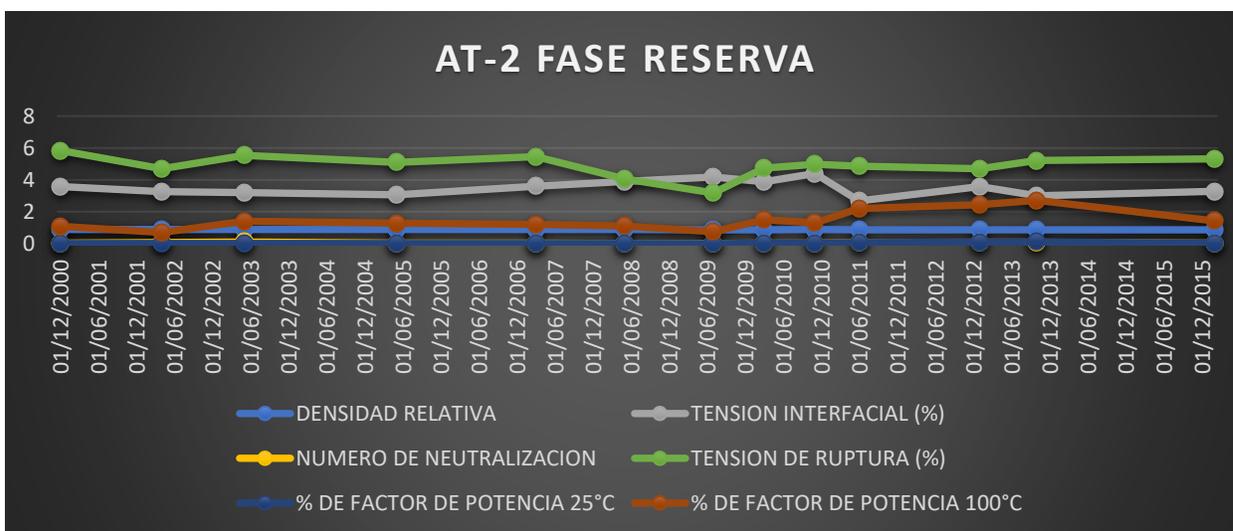


Figura 5.34 Tendencias AT-2 FASE RESERVA

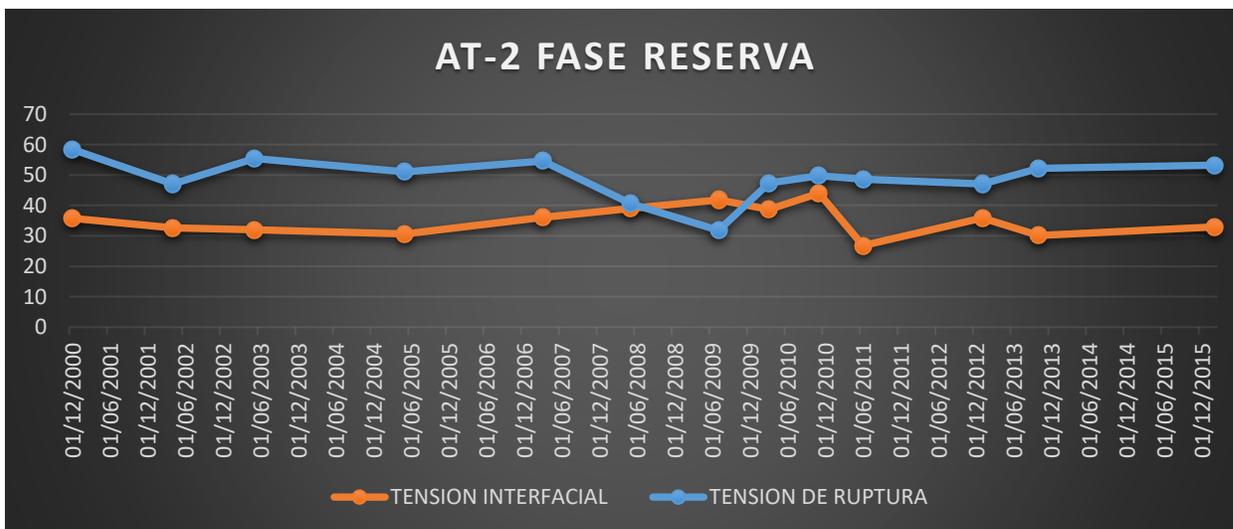


Figura 5.35 Tendencias AT-2 FASE RESERVA

5.3 Cargabilidad

5.3.1 Malpaso Uno

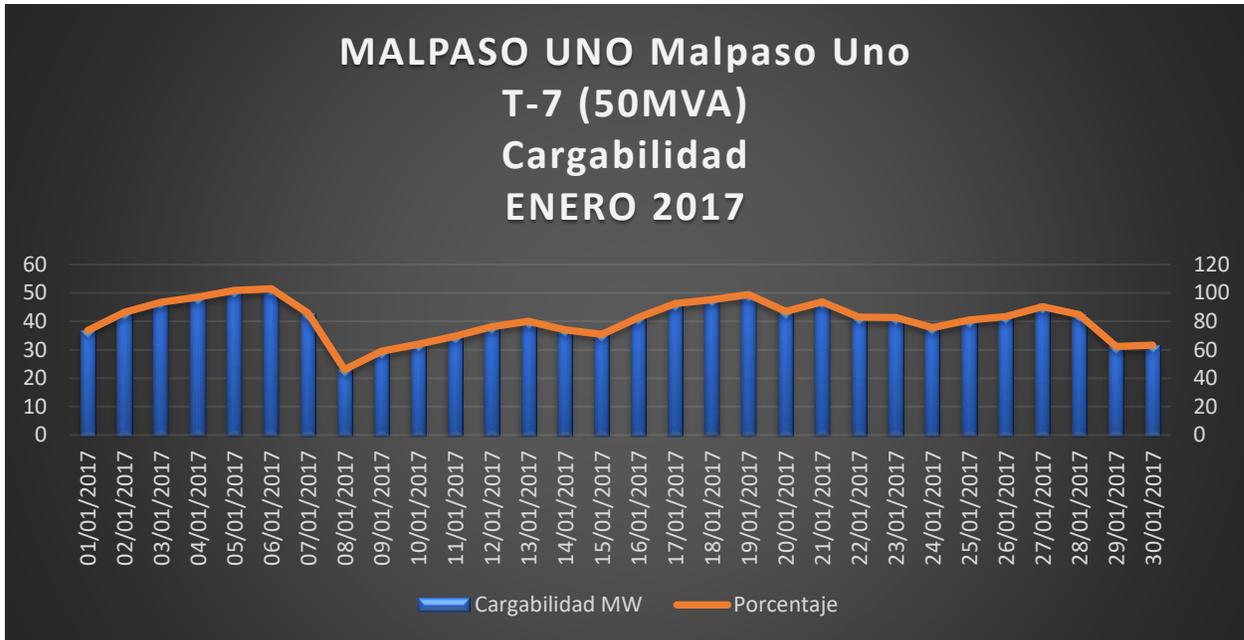


Figura 5.36 Cargabilidad T7 MPU Enero 2017

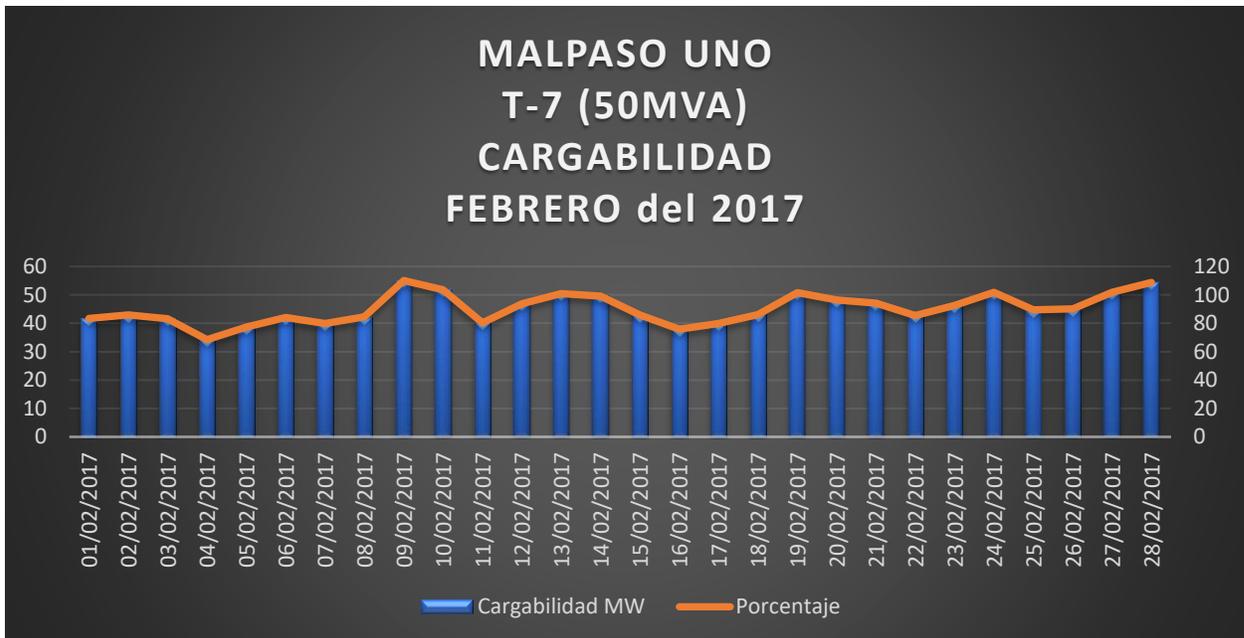


Figura 5.37 Cargabilidad T7 MPU Febrero 2017

5.3.2 Malpaso Dos

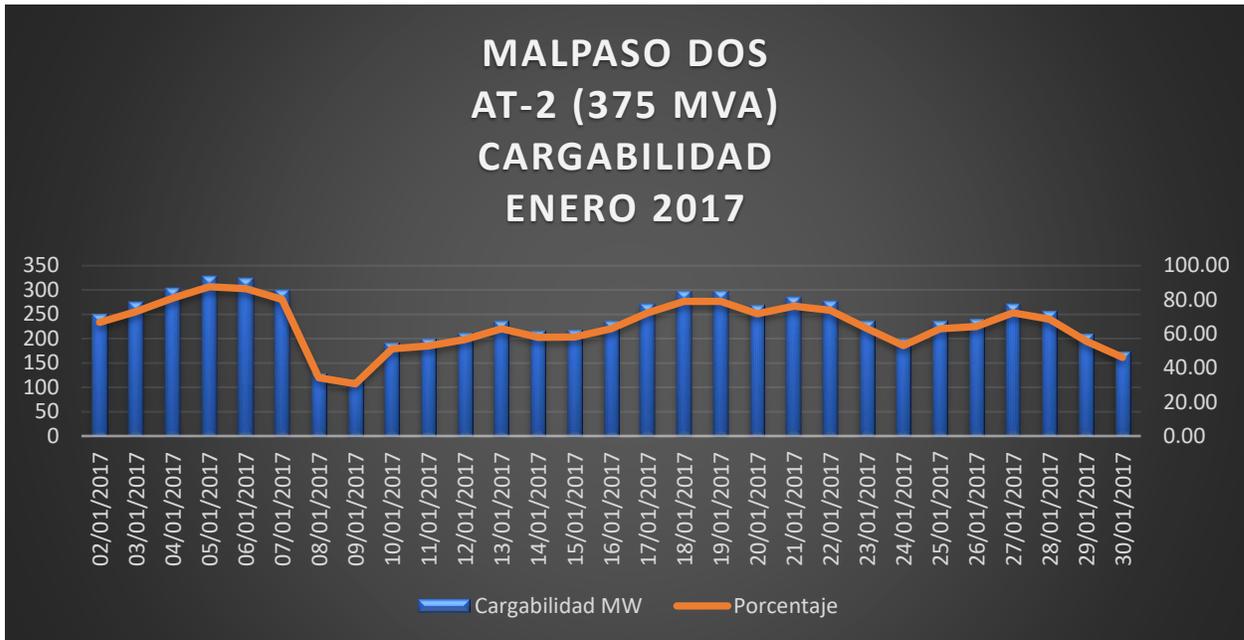


Figura 5.38 Cargabilidad AT-2 MPD Enero 2017

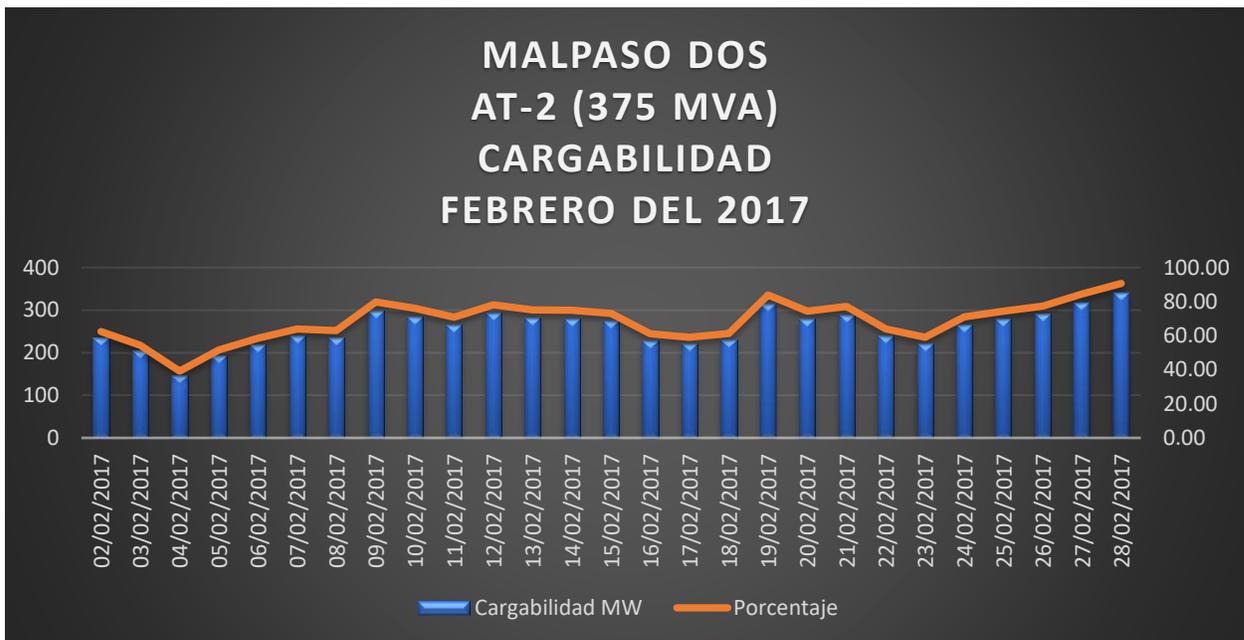


Figura 5.39 Cargabilidad AT-2 MPD Febrero 2017

5.4 Análisis

5.4.1 Transformador T7

Este transformador cuenta con niveles de gases aceptables, sin embargo en cuestión del Monóxido y Bióxido de carbono los niveles se encuentran en condición 3 lo cual indica que se debe dar seguimiento a dichos niveles ya que esto puede indicar que la celulosa está siendo expuesta a niveles muy altos, provocando el sobrecalentamiento de la misma. Dicha falla podría afectar a una estructura impregnada de aceite, formando hidrocarburos gaseosos como metano y etileno, gases que pueden ocasionar otras fallas de mayor alcance.

5.4.2 Transformador T9

Las tendencias muestran como a partir del año 2011 los niveles de Bióxido de carbono han ido aumentando en cantidades notables, así como el aumento de niveles de etano, encontrándose dichos gases en condición 3, lo cual indica que podría existir un sobrecalentamiento en el aceite, ya que estos gases parecen ser productos de la descomposición del mismo. Si las fallas son graves y llegaran a afectar los contactos eléctricos, pueden formarse indicios de acetileno.

5.4.3 Transformador T10

Según los estándares establecidos este transformador está dentro del margen de cantidades de gases presentes en el aceite, lo cual indica que su funcionamiento es bueno.

5.4.4 AT-2 FASE A, B, C y RESERVA

En general estos autotransformadores solo presentan gases en condición 2 y 3, los cuales son el etileno, etano, monóxido y bióxido de carbono, esto indica al igual que en los otros transformadores que existe un exceso de nivel de temperatura, lo cual puede traer consigo fallas mayores, debido a esto es necesario determinar cuál es el factor que está afectando estos niveles y erradicarlo para el correcto funcionamiento de los equipos.

5.5 Conclusiones

De acuerdo a los historiales de pruebas de los transformadores T7, T9 y T10 de la subestación Malpaso Uno, así como los autotransformadores AT-2 Fase A, B, C y Reserva de la Subestación Malpaso Dos, se obtuvieron los gráficos de tendencias de los años anteriores, a partir del 2000 a la fecha de registro. En dichas graficas se puede observar detalladamente el comportamiento de los gases, a través de la prueba de cromatografía de gases, así como las componentes fisicoquímicas, de igual manera se hace mención la cargabilidad de dos meses en específico esto con la finalidad de realizar la comparativa de los voltajes trabajados en esos periodos y el comportamiento interno de los componentes de cada uno de los transformadores de acuerdo al esfuerzo al que fueron sometidos.

En base a los datos obtenidos, así como los estándares establecidos por la empresa se pudo realizar el análisis indicando en qué condiciones se encuentra cada uno de los transformadores, así como las actividades requeridas para poder evitar que las pequeñas fallas presentes se extiendan ocasionando daños mayores.

Con dicha información se llegó a la determinación del estado del aislamiento, así como el de las condiciones de funcionamiento de cada uno de los transformadores, encontrándose todos en una condición de 2 a 3 es decir niveles no críticos pero si significativos, esto es según los estándares establecidos por la empresa, por lo cual lo más recomendable es realizar un mantenimiento preventivo, para descartar cualquier falla mayor que se pudiera presentar en estos, así como la realización de los mantenimientos requeridos por cada equipo en su debido tiempo y forma.

6 Referencias

- [1] G. E. Harper, Fundamentos de protecciòn de sistemas electricos por relevadores, Mèxico, D.F.: LIMUSA, S.A. DE C.V., 2007.
- [2] CFE, «Cambiadores de derivaciòn de Transformadores,» Celaya.
- [3] J. H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering, CRC Press LLC, 2004.
- [4] I. L. Kosow, Maquinas elèctricas y transformadores, Revertè, 1998.
- [5] S.A.. Nasar, Electric Machines and Transformers. Second edition. MacMillan. New Cork 1984.
- [6] J. Hindmarsh, Maquinas Rlectricas y sus aplicaciones, Primera ediciòn .
- [7] I. d. i. elèctricas, Manual de Transformadores y reactores de potencia, 2007.
- [8] CFE, Procedimiento para medicionde factor de potencia en aislamiento de equipo electrico, 2007.
- [9] S. d. Transmisiòn, Procedimiento para el muestreo de aceite aislante, CFE, 2007.
- [10] S. d. transmisiòn, Procedimiento para la medicion de resistencias de aislamiento en equipo elèctrico primario, CFE, 2007.
- [11] S. d. Transformaciòn, Procedimiento para la medicion de relacion de transformaciòn, CFE, 2007.
- [12] NMX-J-169-ANCE, Norma Mexicana ANCE Transformadores y Auto transformadores de Distribuciòn y Potencia - Metodos de prueba, 2004.
- [13] NMX-J-123-ANCE, Norma Mexicana ANCE Transformadores-Aceites Minerales aislantes para transformadores, especificaciones, muestreo y metodos de prueba, 2001.