



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**ESTUDIO SOBRE EL MANTENIMIENTO EN LOS
EQUIPOS PRINCIPALES ELÉCTRICOS DE LA
CENTRAL TÉRMICA LA SIERRA**

Autor

Javier Eduardo Santos Ramos

Universidad de Antioquia

Facultad De Ingeniería

Departamento De Ingeniería Eléctrica

Medellín, Colombia

2019



Estudio sobre el mantenimiento de los equipos principales eléctricos de la Central Térmica
La Sierra

Javier Eduardo Santos Ramos

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electricista

Asesores:

Andrés Felipe Sánchez Prisco

Yesid Martínez Díaz

Universidad de Antioquia

Facultad De Ingeniería, Departamento De Ingeniería Eléctrica.

Medellín, Colombia

2019.

Contenido

1	Resumen.....	1
2	Introducción.....	2
3	Objetivos	3
3.1	Objetivo General	3
3.2	Objetivos específicos.....	3
4	Marco Teórico	4
4.1	EPM (Empresas Públicas de Medellín)	4
4.2	Generador eléctrico.....	4
4.3	Turbina de gas o ACPM.....	4
4.4	Turbina de vapor.....	5
4.5	Central Termoeléctrica con ciclo combinado.....	5
4.6	Transformador de potencia	6
4.7	Interruptor de potencia	6
4.8	Motores de media tensión.....	7
4.9	Central termoeléctrica La Sierra	7
4.10	MANTENIMIENTO.....	7
4.11	Tipos de mantenimiento	8
4.11.1	Mantenimiento de conservación	8
4.11.2	Mantenimiento de actualización	9
4.11.3	Plan de mantenimiento inicial basado en instrucciones del fabricante.....	9
4.12	Índice de polarización (IP) y DAR.....	11
4.13	Factor de potencia	12

4.14	Criterios de aceptación para FP en motores o generadores (norma IEEE 286- 2000) [14]:.....	13
4.15	Criterios de aceptación para FP en transformadores [15]:.....	14
4.16	Conexiones para medir FP en transformadores [16]:.....	14
4.17	Resistencia de devanados.....	15
4.18	Análisis Cromatográfico de Gases disueltos.....	16
4.19	IEEE Std C57.104-2008 [20]	16
4.20	Análisis Dieléctrico y Físicoquímico	17
4.21	Resistencia de contacto.....	18
4.22	Pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos.....	18
4.23	Detección de fugas de SF6.....	18
4.24	Analizador dinámico de motores en línea EXP3000	18
4.25	Celda de media tensión.....	19
4.26	Multilin.....	19
4.27	Relé 86	19
4.28	Relé 43	20
4.29	Relé 10	20
4.30	Relé 87 de protección diferencial	20
4.31	Control interruptor.....	20
4.32	Selectores Local – Remoto.....	20
5	Metodología.....	21
5.1	Mapa de ideas.....	21
5.2	Búsqueda de la información en las bases de datos de EPM, en especial la biblioteca y personal operativo, de mantenimiento de la	

central Termosierra y organizar documentos con la información de cada activo eléctrico estudiado.	22
5.3 Recopilar información de pruebas eléctricas y químicas a activos eléctricos principales.	41
5.4 Proponer recomendaciones y procedimientos para desenergización de motores de media tensión y mostrar las partes de las celdas de media tensión de la planta.	42
5.5 Estudiar y establecer el procedimiento de uso del analizador dinámico de motores en línea EXP3000 en la planta.	51
6 Resultados y análisis	52
6.1 Generadores	52
6.2 Transformadores.....	58
6.2.1 Transformadores unidad 1	58
6.2.2 Transformadores unidad 2	66
6.2.3 Transformadores unidad 3	73
6.2.4 Transformador de reserva.....	81
6.2.5 Transformador de respaldo	83
6.3 Interruptores 52G	85
6.3.1 Interruptor 52G unidad 1	85
6.3.2 Interruptor 52G unidad 2.....	85
6.3.3 Interruptor 52G unidad 3.....	85
6.3.4 Comparación presiones SF6 por interruptor.....	86
6.4 Motores de media tensión.....	87
6.4.1 Motores bombas de circulación	88
6.4.2 Motores bombas de condensado	96

6.4.3	Motores bombas FEED WATER.....	104
7	Conclusiones.....	111
8	Referencias Bibliográficas.....	114

Lista de figuras

Figura 1.	Central termoeléctrica con ciclo combinado [6].	6
Figura 2.	Medida de FP en transformador de dos devanados.	14
Figura 3.	Medida de FP en transformador de tres devanados.	15
Figura 4.	EXP3000 y sus accesorios.	19
Figura 5.	Mapa de ideas de organización de información.	21
Figura 6.	Generador, igual para unidades 1 y 2.	23
Figura 7.	Placa generador, igual para unidades 1 y 2.	24
Figura 8.	Generador de unidad 3.....	24
Figura 9.	Placa Generador de unidad 3.	24
Figura 10.	Transformador principal unidad 1, 185 MVA.	25
Figura 11.	Placa transformador principal unidad 1.....	25
Figura 12.	Transformador principal unidad 2, 185 MVA.	26
Figura 13.	Placa transformador principal unidad 2.....	26
Figura 14.	Transformador principal unidad 3, 242 MVA.	27
Figura 15.	Placa transformador principal unidad 3.....	27
Figura 16.	Transformador auxiliar unidad 1, 12.5 MVA.....	28
Figura 17.	Placa transformador auxiliar unidad 1.	28
Figura 18.	Transformador auxiliar unidad 2, 12.5 MVA.....	29
Figura 19.	Placa transformador auxiliar unidad 2.	29
Figura 20.	Transformador auxiliar unidad 3-1, 12.5 MVA.	30
Figura 21.	Placa transformador auxiliar unidad 3-1.....	30
Figura 22.	Transformador auxiliar unidad 3-2, 12.5 MVA.	31
Figura 23.	Placa transformador auxiliar unidad 3-2.....	31

Figura 24. Transformador aislamiento unidad 1, 5 MVA.	32
Figura 25. Placa transformador aislamiento unidad 1.	32
Figura 26. Transformador aislamiento unidad 2, 5 MVA.	33
Figura 27. Placa transformador de aislamiento unidad 2.	33
Figura 28. Transformador de reserva, 185 MVA.	34
Figura 29. Placa transformador de reserva.	34
Figura 30. Transformador de respaldo, 12.5 MVA.	35
Figura 31. Placa Transformador de respaldo.	35
Figura 32. Interruptor 52G, igual para unidades 1 y 2.	36
Figura 33. Placa interruptor 52G, igual para unidades 1 y 2.	37
Figura 34. Interruptor 52G unidad 3.	37
Figura 35. Placa Interruptor 52G unidad 3.	37
Figura 36. Motor atomización.	38
Figura 37. Placa motor atomización.	38
Figura 38. Motores de condensado.	39
Figura 39. Placa motores de condensado.	39
Figura 40. Motor de bomba de circulación.	40
Figura 41. Placa motor de bomba de circulación.	40
Figura 42. Motor de bomba FEED WATER.	41
Figura 43. Placa motor de bomba FEED WATER.	41
Figura 44. Celda de media tensión.	43
Figura 45. CCM ciclo combinado, celdas 4160 V.	44
Figura 46. Mímico CCM ciclo combinado, celdas 4160 V.	44
Figura 47. CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.	44
Figura 48. Mímico CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.	45
Figura 49. CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.	45
Figura 50. Mímico CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.	45
Figura 51. CCM Intake, Celdas de 4160V.	46
Figura 52. Mímico CCM Intake, Celdas de 4160V.	46

Figura 53. CCM Intake, celdas 4160V lado izquierdo y mímico.	46
Figura 54. CCM Intake, celdas 4160V lado derecho.	47
Figura 55. Mímico CCM Intake, celdas 4160V lado derecho.	47
Figura 56. Componentes en celdas de motores de media tensión, parte de potencia.	48
Figura 57. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida (52I1 y 52I2).	48
Figura 58. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptor 52BT de acople de barras.	49
Figura 59. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida hacia Intake (52F1 y 52F2).	49
Figura 60. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para transformadores.	50
Figura 61. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas de condensado.	50
Figura 62. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas FEED WATER y de circulación.	51
Figura 63. FP generador U1.	52
Figura 64. IP y DAR generador U1.	53
Figura 65. Resistencia de devanados generador U1.	54
Figura 66. FP generador U2.	54
Figura 67. IP y DAR generador U2.	55
Figura 68. Resistencia de devanados generador U2.	55
Figura 69. FP generador U3.	56
Figura 70. IP y DAR generador U3.	57
Figura 71. Resistencia de devanados generador U3.	57
Figura 72. FP transformador principal U1.	58
Figura 73. IP transformador principal U1.	58
Figura 74. Resistencia de devanados transformador principal U1.	59

Figura 75. Cromatografía transformador principal U1.	59
Figura 76. Análisis fisicoquímico transformador principal U1.	60
Figura 77. FP transformador auxiliar U1.	61
Figura 78. IP transformador auxiliar U1.	61
Figura 79. Resistencia de devanados transformador auxiliar U1.	62
Figura 80. Cromatografía transformador auxiliar U1.	62
Figura 81. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U1.	63
Figura 82. FP transformador de aislamiento U1.	64
Figura 83. IP transformador de aislamiento U1.	64
Figura 84. Resistencia de devanados transformador de aislamiento U1.	65
Figura 85. Cromatografía transformador de aislamiento U1.	65
Figura 86. Análisis fisicoquímico transformador de aislamiento U1.	66
Figura 87. Cromatografía transformador principal U2.	67
Figura 88. Análisis fisicoquímico transformador principal U2.	67
Figura 89. FP transformador auxiliar U2.	68
Figura 90. IP transformador auxiliar U2.	68
Figura 91. Resistencia de devanados transformador auxiliar U2.	69
Figura 92. Cromatografía transformador auxiliar U2.	69
Figura 93. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U2.	70
Figura 94. FP transformador de aislamiento U2.	71
Figura 95. IP transformador de aislamiento U2.	71
Figura 96. Resistencia de devanados transformador de aislamiento U2.	72
Figura 97. Cromatografía transformador de aislamiento U2.	72
Figura 98. Análisis fisicoquímico transformador de aislamiento U2.	73
Figura 99. FP transformador principal U3.	74
Figura 100. IP transformador principal U3.	74
Figura 101. Resistencia de devanados transformador principal U3.	75
Figura 102. Cromatografía transformador principal U3.	75
Figura 103. Análisis fisicoquímico transformador principal U3.	76

Figura 104. Cromatografía transformador auxiliar U3-1	77
Figura 105. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U3-1	77
Figura 106. FP transformador auxiliar U3-2.....	78
Figura 107. IP transformador auxiliar U3-2.....	78
Figura 108. Resistencia de devanados transformador auxiliar U3-2.....	79
Figura 109. Cromatografía transformador auxiliar U3-2.	79
Figura 110. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U3-2.....	80
Figura 111. FP transformador de reserva.....	81
Figura 112. Cromatografía transformador de reserva.	81
Figura 113. Análisis fisicoquímico transformador de reserva.	82
Figura 114. IP transformador de respaldo.	83
Figura 115. Cromatografía transformador de respaldo.	83
Figura 116. Análisis fisicoquímico transformador de respaldo.	84
Figura 117. Gráfica de curvas de SF6 en interruptores y puntos de trabajo de cada interruptor 52G [30].....	86
Figura 118. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9001.	88
Figura 119. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9001.	88
Figura 120. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9001.	89
Figura 121. Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9001.	89
Figura 122. Corriente nominal motor bomba de circulación 9001.	89
Figura 123. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9001. ...	90
Figura 124. Factor de servicio motor bomba de circulación 9001.....	90
Figura 125. Carga motor bomba de circulación 9001.	90
Figura 126. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9002.	91
Figura 127. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9002.	91
Figura 128. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9002.	91
Figura 129Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9002.	92
Figura 130. Corriente nominal motor bomba de circulación 9002.	92
Figura 131. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9002. ...	92

Figura 132. Factor de servicio motor bomba de circulación 9002.....	93
Figura 133. Carga motor bomba de circulación 9002.	93
Figura 134. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9003.	93
Figura 135. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9003.	94
Figura 136. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9003.	94
Figura 137. Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9003.	94
Figura 138. Corriente nominal motor bomba de circulación 9003.	95
Figura 139. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9003. ...	95
Figura 140. Factor de servicio motor bomba de circulación 9003.	95
Figura 141. Carga motor bomba de circulación 9003.	96
Figura 142. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9001.	96
Figura 143. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9001. ...	96
Figura 144. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9001.....	97
Figura 145. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9001..	97
Figura 146. Corriente nominal motor bomba de condensado 9001.....	97
Figura 147. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9001. ...	98
Figura 148. Factor de servicio motor bomba de condensado 9001.	98
Figura 149. Carga motor bomba de condensado 9001.	98
Figura 150. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9002.	99
Figura 151. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9002. ...	99
Figura 152. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9002.....	99
Figura 153. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9002.	100
Figura 154. Corriente nominal motor bomba de condensado 9002.....	100
Figura 155. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9002.	100
Figura 156. Factor de servicio motor bomba de condensado 9002.	101
Figura 157. Carga motor bomba de condensado 9002.	101
Figura 158. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9003.	101

Figura 159. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9003.	102
Figura 160. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9003.....	102
Figura 161. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9003.	103
Figura 162. Corriente nominal motor bomba de condensado 9003.....	103
Figura 163. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9003.	103
Figura 164. Factor de servicio motor bomba de condensado 9003.	104
Figura 165. Carga motor bomba de condensado 9003.	104
Figura 166. Nivel de tensión motor bomba FEED WATER 1001.....	104
Figura 167. Desbalance de tensión motor bomba FEED WATER 1001.....	105
Figura 168. Distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1001.....	105
Figura 169. Total distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1001.....	105
Figura 170. Corriente nominal motor bomba FEED WATER 1001.....	106
Figura 171. Desbalance de corriente motor bomba FEED WATER 1001.....	106
Figura 172. Factor de servicio motor bomba FEED WATER 1001.	106
Figura 173. Carga motor bomba FEED WATER 1001.....	107
Figura 174. Nivel de tensión motor bomba FEED WATER 1002.....	107
Figura 175. Desbalance de tensión motor bomba FEED WATER 1002.....	108
Figura 176. Distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1002.....	108
Figura 177. Total distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1002.....	108
Figura 178. Corriente nominal motor bomba FEED WATER 1002.....	109
Figura 179. Desbalance de corriente motor bomba FEED WATER 1002.....	109
Figura 180. Factor de servicio motor bomba FEED WATER 1002.	109
Figura 181. Carga motor bomba FEED WATER 1002.....	110

Lista de tablas

Tabla 1. Valores mínimos recomendados para el IP [12].	12
Tabla 2. Rango de valores para DAR.	12
Tabla 3. Rangos de valores para FP (%) en transformadores.	14
Tabla 4. Valores de referencia para análisis cromatográfico.	16
Tabla 5. Valores de referencia para variables fisicoquímico en aceite de transformador [22].	17
Tabla 6. Resultados calidad del gas SF6 interruptor 52G U1.	85
Tabla 7. Resultados calidad del gas SF6 interruptor 52G U2.	85
Tabla 8. Resultados calidad del gas SF6 interruptor 52G U3, antes.	85
Tabla 9. Resultados calidad del gas SF6 interruptor 52G U3, después.	85
Tabla 10. Comparación presiones SF6 por interruptor	86
Tabla 11. Simbología y leyenda.	87
Tabla 12. Resumen de pruebas en transformadores.	112
Tabla 13. Leyendas del resumen de pruebas de transformadores.	113

Estudio sobre el mantenimiento de los equipos principales eléctricos de la Central Térmica La Sierra.

1 Resumen

Los generadores, transformadores de potencia, interruptores 52G y motores de media tensión son los activos eléctricos principales de la planta, estos deben estar en buen estado para que la planta funcione perfectamente, esto se verifica con pruebas de tipo eléctrico y químico según el equipo, cuyos resultados se analizaran para dar una idea sobre el estado del mismo, también se realizaran propuestas y recomendaciones sobre frecuencias de tareas y procedimientos para el mantenimientos de la planta.

2 Introducción

La energía eléctrica posee grandes retos desde su generación hasta su consumo, la eficiencia, el estatismo, la sincronización, la frecuencia, entre otros, son parámetros que se deben estar monitoreando para mantener la mejor calidad del fluido eléctrico, con ello en cada estación por la que debe pasar esta energía (generación, transmisión, distribución y comercialización) se debe mantener un régimen de mantenimiento y operación vital para que ésta siga fluyendo.

Empresas públicas de Medellín (EPM), una empresa de servicios públicos domiciliarios con altos estándares de calidad a nivel internacional, encargada de los servicios de electricidad, agua, gas, alcantarillado y telecomunicaciones a todo el departamento de Antioquia, algunos municipios de departamentos vecinos y con sedes en algunos países de Latinoamérica, tiene la responsabilidad de mejorar y mantener la calidad de vida de muchas personas ofreciendo servicios de calidad a un buen precio [1].

De los tantos servicios que presta EPM, se tiene la generación con algunas centrales hidráulicas y térmicas.

En el documento se tratará el tema del mantenimiento en la central térmica La Sierra, central que siempre está prestando disponibilidad ante cualquier evento a nivel nacional y cuyos activos principales se deben cuidar y serán el objeto de este estudio.

3 Objetivos

3.1 Objetivo General

Estandarización, consolidación y análisis de información de mantenimiento en los equipos principales eléctricos de la Central: generadores, transformadores, motores de media tensión, interruptores de potencia.

3.2 Objetivos específicos

- Identificar los activos eléctricos más importantes en la central termoeléctrica La Sierra de la empresa EPM.
- Recopilar información de la estructura y funcionamiento de cada activo.
- Recopilar información del fabricante y recomendaciones de mantenimientos.
- Recopilar información de mantenimiento dado a estos equipos en toda su vida en la central.
- Organizar la información de mantenimiento en un documento y generar gráficos de tendencias que muestren el historial de tales mantenimientos para saber el estado actual de los aparatos e intentar predecir su funcionamiento futuro.
- Analizar la información y dar un diagnóstico de los equipos estudiados.
- Proponer procedimientos de maniobra para equipos de media tensión.
- Realizar guía de uso de analizador dinámico de motores en línea.

4 Marco Teórico

El estudio se realiza con el fin de concentrar información determinada de los activos eléctricos principales de Termosierra en una base de datos específica de fácil acceso y que se tenga a la mano a la hora de auditorías, interventoría y consulta del mismo personal electricista de la planta.

4.1 EPM (Empresas Públicas de Medellín)

Es una entidad que tiene como objeto la prestación, organización y administración de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, energía, telecomunicaciones y gas por red, además de velar por un adecuado manejo y mejoramiento del medio ambiente, en lo que hace relación con la prestación de éstos servicios tanto en Medellín como en los demás municipios de su área de influencia.

4.2 Generador eléctrico

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Este sistema está basado en la ley de Faraday [2].

4.3 Turbina de gas o ACPM

Una turbina de gas o ACPM es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno.

El ciclo térmico que representa esta máquina es el ciclo Brayton. La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador [3].

4.4 Turbina de vapor

La turbina de vapor es un motor térmico cíclico rotativo, de combustión externa, que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expande en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica. A la salida de la turbina, el vapor ha perdido presión y temperatura.

Al igual que en el caso de las turbinas de gas, el eje suele estar acoplado a un generador directamente o a través de un reductor, donde se transforma la energía mecánica en eléctrica [4].

4.5 Central Termoeléctrica con ciclo combinado

Una central de ciclo combinado es una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible principal gas natural. Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en una caldera de recuperación que produce vapor aprovechable para accionar una segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede accionar el mismo generador que la de gas u otro distinto [5].

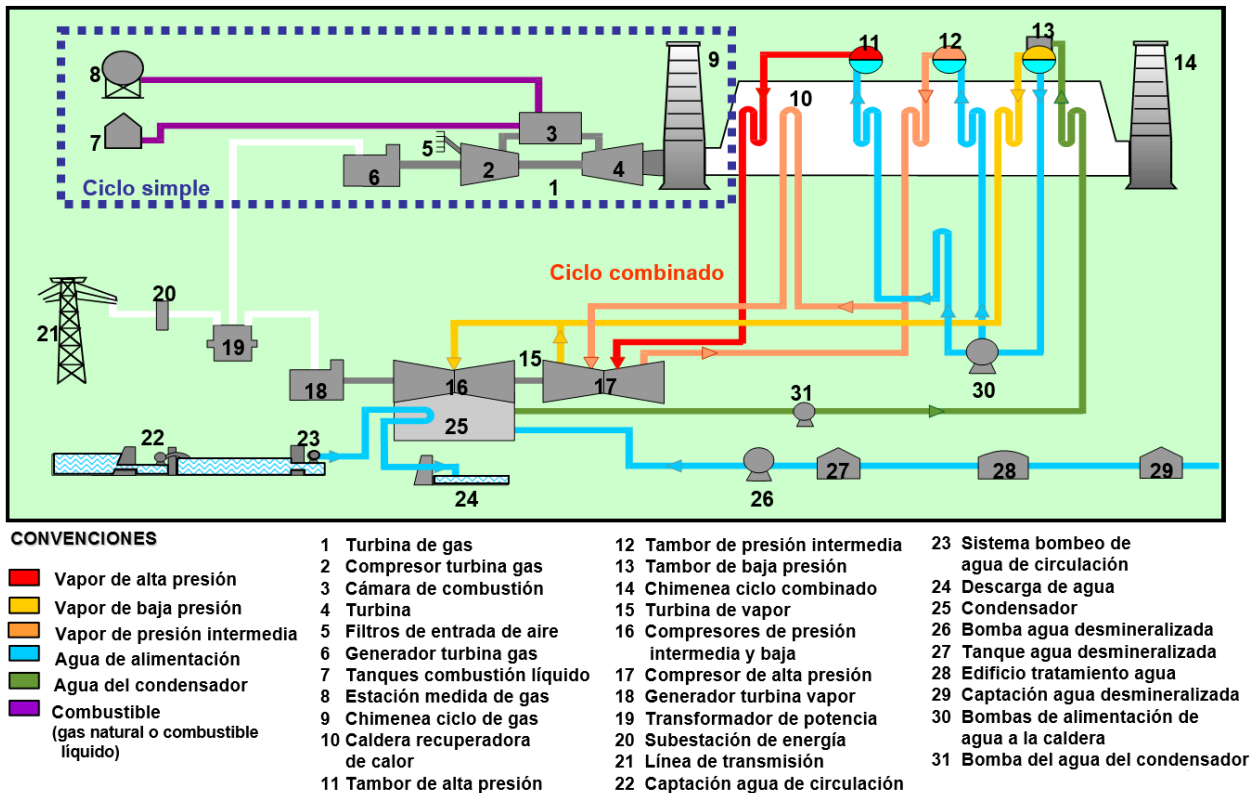


Figura 1. Central termoeléctrica con ciclo combinado [6].

4.6 Transformador de potencia

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo [7].

4.7 Interruptor de potencia

Los interruptores de potencia son equipos electromecánicos de protección y maniobra que interrumpen y abren circuitos eléctricos cuando detectan corrientes de cortocircuito o de manera controlada corrientes de trabajo y, en estado cerrado, conducen la corriente nominal [8].

4.8 Motores de media tensión

Los motores eléctricos son máquinas eléctricas rotatorias estas transforman energía eléctrica en energía mecánica con la rotación en un eje. Los motores de media tensión de Termosierra funcionan con 4.16 kV, y se usan para aplicaciones en bombas o atomizadores.

4.9 Central termoeléctrica La Sierra

La Central Termoeléctrica La Sierra está ubicada en la región del Magdalena Medio Antioqueño a 210 kilómetros de Medellín, en jurisdicción del municipio de Puerto Nare, corregimiento de La Sierra, es una planta en la cual se genera energía eléctrica a partir de combustible líquido (ACPM) o gas en ciclo simple y vapor en ciclo combinado.

4.10 MANTENIMIENTO

Se define el mantenimiento como todas las acciones que tienen como objetivo preservar un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida. Estas acciones incluyen la combinación de las acciones técnicas y administrativas correspondientes.

En la industria y la ingeniería, el concepto de mantenimiento tiene los siguientes significados:

1. Cualquier actividad, como comprobaciones, mediciones, reemplazos, ajustes y reparaciones, necesaria para mantener o reparar una unidad funcional de forma que esta pueda cumplir sus funciones.
2. Para materiales: mantenimiento,
 - Todas aquellas acciones llevadas a cabo para mantener los materiales en una condición adecuada o los procesos para lograr esta condición. Incluyen acciones de inspección, comprobaciones, clasificación, reparación, etc.

- Conjunto de acciones de provisión y reparación necesarias para que un elemento continúe cumpliendo su cometido.

Rutinas recurrentes necesarias para mantener unas instalaciones (planta, edificio, propiedades inmobiliarias, etc.) en las condiciones adecuadas para permitir su uso de forma eficiente, tal como está designado.

4.11 Tipos de mantenimiento

En las operaciones de mantenimiento pueden diferenciarse las siguientes definiciones:

4.11.1 Mantenimiento de conservación

Está destinado a compensar el deterioro de equipos sufrido por el uso, de acuerdo a las condiciones físicas y químicas a las que fue sometido. En el mantenimiento de conservación pueden diferenciarse:

- **Mantenimiento correctivo:** Es el encargado de corregir fallas o averías observadas.
- **Mantenimiento correctivo inmediato:** Es el que se realiza inmediatamente de aparecer la avería o falla, con los medios disponibles, destinados a ese fin.
- **Mantenimiento correctivo diferido:** Al momento de producirse la avería o falla, se produce un paro de la instalación o equipamiento de que se trate, para posteriormente afrontar la reparación, solicitándose los medios para ese fin.
- **Mantenimiento preventivo:** Dicho mantenimiento está destinado a garantizar la fiabilidad de equipos en funcionamiento antes de que pueda producirse un accidente o avería por algún deterioro
- **Mantenimiento programado:** Realizado por programa de revisiones, por tiempo de funcionamiento, kilometraje, etc.
- **Mantenimiento predictivo:** Es aquel que realiza las intervenciones prediciendo el momento que el equipo quedara fuera de servicio

mediante un seguimiento de su funcionamiento determinando su evolución, y por tanto el momento en el que las reparaciones deben efectuarse.

- **Mantenimiento de oportunidad:** Es el que aprovecha las paradas o periodos de no uso de los equipos para realizar las operaciones de mantenimiento, realizando las revisiones o reparaciones necesarias para garantizar el buen funcionamiento de los equipos en el nuevo periodo de utilización.

4.11.2 Mantenimiento de actualización

Tiene como propósito compensar la obsolescencia tecnológica o las nuevas exigencias que en el momento de construcción no existían o no fueron tenidas en cuenta pero que en la actualidad sí deben serlo. [9]

4.11.3 Plan de mantenimiento inicial basado en instrucciones del fabricante

La preparación de un plan de mantenimiento basado en las instrucciones de los fabricantes tiene tres fases:

Fase 1: Recopilación de instrucciones.

Realizar un plan de mantenimiento basado en las recomendaciones de los fabricantes de los diferentes equipos que componen la planta no es más que recopilar toda la información existente en los manuales de operación y mantenimiento de estos equipos y darle al conjunto un formato determinado.

Es conveniente hacer una lista previa con todos los equipos significativos de la planta. A continuación, y tras comprobar que la lista contiene todos los equipos, habrá que asegurarse de que se dispone de los manuales de todos éstos. El último paso será recopilar toda la información contenida en el apartado mantenimiento preventivo que figura en esos manuales, y agruparla de forma operativa.

Si el equipo de mantenimiento está dividido en personal mecánico y personal eléctrico, puede ser conveniente dividir también las tareas de mantenimiento según estas especialidades.

Fase 2: La experiencia del personal de mantenimiento.

Con esta recopilación el plan de mantenimiento no está completo. Es conveniente contar con la experiencia de los responsables de mantenimiento y de los propios técnicos, para completar las tareas que pudieran no estar incluidas en la recopilación de recomendaciones de fabricantes.

Particularmente en EPM se cuenta con personal calificado, con experiencia certificada y con prácticas propias que hacen más rigurosos los procesos de mantenimiento.

Fase 3: Mantenimiento normativo.

Por último, no debe olvidarse que es necesario cumplir con las diversas normas reglamentarias vigentes en cada momento. Por ello, el plan debe considerar todas las obligaciones legales relacionadas con el mantenimiento de determinados equipos. Son sobre todo tareas de mantenimiento relacionadas con la seguridad. Algunos de los equipos sujetos a estas normas en una central de ciclo combinado son las siguientes:

- ERM.
- Sistema de alta tensión.
- Torres de refrigeración.
- Puentes grúa.
- Vehículos.
- Tuberías y equipos a presión.
- Instalaciones de tratamiento y almacenamiento de aire comprimido.
- Sistemas de control de emisiones y vertidos.

- Sistemas contra incendios.
- Sistemas de climatización de edificios.
- Intercambiadores de placas. [10]

4.12 Índice de polarización (IP) y DAR

Se define como índice de polarización (IP) como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos sobre 1 minuto después de aplicada una tensión continua de prueba durante esos 10 minutos el nivel de tensión deberá ser estable.

El valor de la resistencia a tierra deberá crecer con el transcurso del tiempo.

El índice de polarización es un valor que nos informa sobre el estado de humedad y limpieza de la máquina, basado en la suposición de que transcurrido un cierto tiempo desde el comienzo del ensayo, la corriente de absorción se habrá anulado.

Un valor bajo del índice de polarización indicara que existe una corriente alta de conducción o de fugas, originada por la suciedad y humedad.

En resinas aislantes modernas, la corriente de absorción puede hacerse próxima a cero en dos o tres minutos desde el comienzo del ensayo, así, se utiliza en estos casos una variante del índice de polarización que calcula la relación entre las resistencias de aislamiento a 30 segundo y 1 minuto, con su variante de 3 min / 1 min, después de iniciado el ensayo este valor es denominado índice de absorción (IA).

El índice de absorción (IA), DAR Dielectric Absorption Rate, por sus siglas en inglés, refleja el grado de contaminación interna de los bobinados la relación más común es de 60 segundo con respecto a 30 segundos.

Los valores del índice de polarización están muy poco afectados por la temperatura, salvo en condiciones en que la prueba se haya realizado a elevada temperatura (por encima 40° C) no necesitan corrección. En este sentido, debemos considerar que no se produce un cambio de temperatura importante durante el tiempo en que dura el ensayo [11].

Tabla 1. Valores mínimos recomendados para el IP [12].

Los valores mínimos recomendados para el IP están basados en la clase termal de los materiales de aislamiento y se aplican a todos los materiales de aislamiento indiferentemente de su aplicación de acuerdo con el IEC 60085-01: 1984. La prueba del IP no es aplicable para embobinados de campo no aislados.

RANGO DE CLASE TERNAL	VALOR MINIMO DE IP
CLASE A	1.5
CLASE B	2.0
CLASE F	2.0
CLASE H	2.0

Tabla 2. Rango de valores para DAR.

Condición del Aislamiento	Proporción de la Absorción Dieléctrica
Peligrosa	<1
Cuestionable	1.0-1.4
Buena	1.4-1.6
Excelente	>1.6

4.13 Factor de potencia

El estado del aislamiento es esencial para un funcionamiento seguro y fiable del transformador, motor o generador. La medición de la capacitancia y del factor de disipación/potencia ayudará a determinar el estado del aislamiento en los bornes o entre devanados.

Los cambios en la capacitancia pueden, por ejemplo, indicar desplazamientos mecánicos de devanados o rupturas parciales de los bornes. El envejecimiento y la degradación del aislamiento, unido a la entrada de agua, aumentan la cantidad de energía que se convierte en calor en el aislamiento. La tasa de estas pérdidas se mide como factor de disipación [13].

4.14 Criterios de aceptación para FP en motores o generadores (norma IEEE 286- 2000) [14]:

(Recomendaciones DOBLE ENGINEERING C.):

1. Para unidades fabricadas antes de 1957 (asphalt-mica):

Factor de Potencia de 4.0% o menos.

Tip-up de 2.0% o menos."

2. Para unidades fabricadas entre 1957 y 1980 (polyester-mica y epoxy-mica):

FP de 2.0% o menos a 13.8 -14.4 KV.

FP de 2.0% o menos a 15.5 -18.0 KV.

FP de 2.0% o menos a 19.0 -26.0 KV.

Tip-up de 1.0% o menos.

3. Para unidades modernas, después de 1980 (epoxy-mica)

FP de 1.0% o menos 13.8 -14.4 KV.

FP de 1.5% o menos 15.5 -18.0 KV.

FP de 2.0% o menos 19.0 -26.0 KV.

Tip-up de 1.0% o menos.

4.15 Criterios de aceptación para FP en transformadores [15]:

Tabla 3. Rangos de valores para FP (%) en transformadores.

Factor de disipación [%]	Estado
0.5	Bueno
0.5 - 0.7	Deterioro normal
0.7 - 1	Requiere investigación
> 1	Deterioro excesivo

4.16 Conexiones para medir FP en transformadores [16]:

CH: Se refiere a todo el aislamiento entre los conductores de alto voltaje y las partes aterrizadas (por ejemplo, la cubierta del tanque y el núcleo magnético), incluyendo las boquillas, aislamiento de los devanados, miembros aislantes estructurales, y aceite.

CL: Se refiere a las mismas partes y materiales entre los conductores de bajo voltaje y las partes aterrizadas.

CHL: Se refiere a todos los aislamientos de los devanados, barreras y aceite entre los devanados de alto y bajo voltaje.

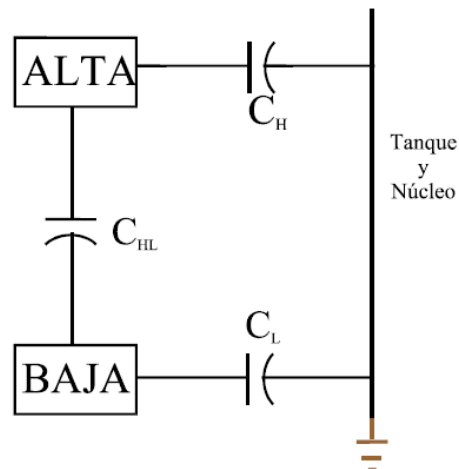


Figura 2. Medida de FP en transformador de dos devanados.

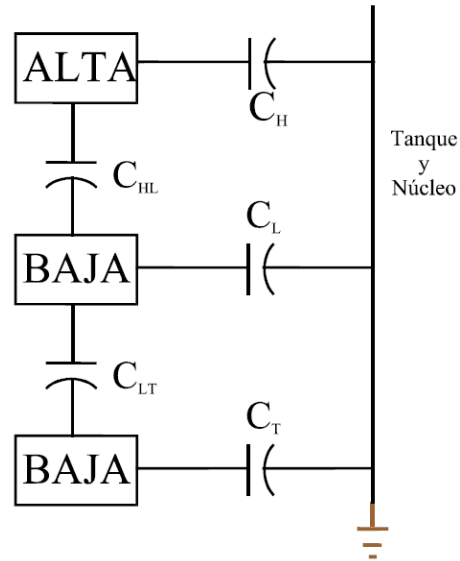


Figura 3. Medida de FP en transformador de tres devanados.

4.17 Resistencia de devanados

Para realizar la prueba de resistencia del devanado de un motor se utiliza el método de medición de cuatro hilos (Kelvin). Proporciona los mejores resultados de medida posibles, ya que garantiza que la resistencia de los cables de conexión de corriente no está incluida en la medida. La corriente de prueba pasa a través de los devanados conducida con cables de alta corriente. La caída de tensión a través de los devanados se mide utilizando cables sensores. La colocación de los cables es muy importante. Los cables de corriente se tienen que colocar siempre por fuera de los cables de medida. De esta manera, la resistencia de los dos cables y la resistencia de contacto de las pinzas se excluyen casi por completo de la medida de la resistencia del devanado [17].

Según, IEEE Std 118-1978 [18] Standard Test Code for Resistance Measurement, la desviación entre la medida de una prueba y su consecutiva debe ser $\leq 2\%$

4.18 Análisis Cromatográfico de Gases disueltos

El Análisis Cromatográfico de Gases disueltos en el aceite aislante tiene como objetivo detectar la presencia de gases combustibles tales como Hidrógeno, Monóxido de Carbono, Metano, Etileno, Acetileno y otros como Dióxido de Carbono y así predecir o descartar la presencia de fallas de tipo térmico y/o eléctrico como descargas internas, efectos corona, y sobrecalentamientos del aceite o de la celulosa. Esto permite monitorear el transformador en operación y programar con tiempo la salida de servicio de una unidad para inspección interna (si fuere necesario) y así evitar una falla inesperada [19].

4.19 IEEE Std C57.104-2008 [20]

Tabla 4. Valores de referencia para análisis cromatográfico.

VALORES DE REFERENCIA, ANÁLISIS CROMATOGRÁFICOS (IEEE Std C57.104-2008)								
Rango	Límite de concentración de gases disueltos (ppm)							
	HIDRÓGENO [H ₂]	METANO [CH ₄]	ACETILENO [C ₂ H ₂]	ETILENO [C ₂ H ₄]	ETANO [C ₂ H ₆]	MONÓXIDO DE CARBONO [CO]	DIÓXIDO DE CARBONO [CO ₂]	TOTAL GASES COMBUSTIBLES
Condición 1	100	120	1	50	65	350	2500	686
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	686-1879
Condición 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1879-4585
Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4585

Evaluación del estado de un transformador mediante la concentración individual y total de gases combustibles.

Condición 1: si la totalidad de gases combustibles se encuentra por debajo se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias. Si cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal.

Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición. Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador. Se debe proceder inmediatamente y con cautela.

4.20 Análisis Dieléctrico y Físicoquímico

El Análisis Dieléctrico y Físicoquímico tiene como objetivo diagnosticar la condición del papel aislante en cuanto a su porcentaje de agua y grado de impregnación de productos de oxidación generados por el aceite aislante del transformador. Define el tipo de mantenimiento que puede requerir el transformador para garantizar su vida útil [21].

Tabla 5. Valores de referencia para variables físicoquímico en aceite de transformador [22].

VALORES DE REFERENCIA PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO MINERAL		
Pruebas Físicoquímicas	Transformador Potencia	Criterios para evaluar condición de aceite en operación.
Rigidez Dieléctrica (ASTM D-877) KV	Aceptable ≥ 30 , Cuestionable = 25 - 30, Inaceptable < 25 .	Contaminantes, impurezas, conductores, aguas
Color (ASTM D-1500A)	Aceptable: $\leq 3,5$, Inaceptable: $> 3,5$	Un marcado cambio en un año, indica anomalía
Contenido de agua (ASTM D-1533) ppm	Aceptable < 30 , Cuestionable: 30, 34,9. Inaceptable: ≥ 35	Indica contenido total de agua en el aceite
N° de Neutralización	Aceptable $\leq 0,05$ Cuestionable: 0,06 - 0,1 Inaceptable: $> 0,10$	ácidos presentes en lodos
Tensión Interfacial (ASTM D-971) Dinas/cm	Aceptable ≥ 32 , Cuestionable: 28 - 31,9. Inaceptable: $< 27,9$	Compuestos hidrofílicos o contaminantes polares ácidos.
Índice de calidad	> 250	> 130
Humedad celulosa	$< 2.5\%$	$< 5\%$

4.21 Resistencia de contacto

La resistencia de contacto es la resistencia al flujo de corriente en las conexiones eléctricas, debido a las condiciones superficiales en la unión o superficie de contacto, lo que puede conducir a una pobre o mala conexión si es demasiado alta, provocando diversos problemas en el circuito. Por lo tanto, la prueba de resistencia de contacto mide la resistencia de las conexiones eléctricas en interruptores, relés, juntas, conectores, etc., en busca de contactos pobres o corroídos, como método preventivo, o de diagnóstico y resolución de problemas [23].

4.22 Pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de interrupción de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases [24].

4.23 Detección de fugas de SF₆

Mide la concentración total de gas SF₆ en un área cerrada donde el aparellaje (u otro equipo lleno con SF₆) esté instalado para determinar la tasa de fuga. Al medir adecuadamente la velocidad de fuga, las empresas de servicios pueden mejorar su calidad operacional a la vez que reducen costos y emisiones [25].

4.24 Analizador dinámico de motores en línea EXP3000

El Baker EXP3000 es una herramienta poderosa, diseñada para uso en el sitio, para analizar el motor que funciona bajo su carga normal. Rastrea múltiples tipos de datos para identificar tendencias que indican posibles problemas. Se miden el voltaje y la corriente y luego se calculan una serie de parámetros, que incluyen la calidad de la energía, el estado de la barra del rotor, el % de carga, el % de eficiencia operativa, el valor de torque promedio, la fluctuación de torque que muestra la variación dentro del

proceso, el monitoreo de los transitorios de arranque (voltios, corriente y torque), y mucho más [26].



Figura 4. EXP3000 y sus accesorios.

4.25 Celda de media tensión

Una Celdas de Media Tensión (en inglés Switchgear) es un conjunto continuo de secciones verticales (Celdas) en las cuales se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores, etc.), medida (transformadores de corriente y de tensión, etc.), y equipos de protección y control, montados en uno o más compartimientos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica [27].

4.26 Multifin

Controla relés de protección y control avanzados que ofrecen gestión, protección y control de alta calidad y rendimiento para aplicaciones de transformadores, generadores, motores y alimentadores. Compuesto por los relés de protección del transformador 845, los relés de protección del generador 889, los relés de protección del motor 869 y los relés de protección del alimentador 850.

4.27 Relé 86

Son relés biestables para cargas fuertes, especialmente diseñados para actuar como relé de disparo y bloqueo en subestaciones y sistemas

eléctricos críticos. Después de un disparo, el relé bloquea cualquier orden de mando adicional hasta que no recibe una señal de reset (reset manual o reset eléctrico), evitando la energización de equipos de potencia críticos [28].

4.28 Relé 43

(Conmutador manual de transferencia): Dispositivo accionado a mano que permite la conmutación de un circuito de control a otro con el objeto de modificar el plan de operación del equipo de maniobras o de algunos de sus dispositivos [29].

4.29 Relé 10

(Selector de secuencia): Interruptor o conmutador para variar el orden en que son puestos o retirados de servicio los distintos elementos de un equipo o instalación [29].

4.30 Relé 87 de protección diferencial

Relé de protección que acciona bajo una diferencia porcentual o de fase u otra diferencia cuantitativa de dos corrientes y otras magnitudes eléctricas [29].

4.31 Control interruptor

Abrir y cerrar el interruptor de manera manual.

4.32 Selector Local – Remoto

Permite cambiar el modo de control local (en sitio, CCM) o remoto (desde sala de control).

5 Metodología

5.1 Mapa de ideas

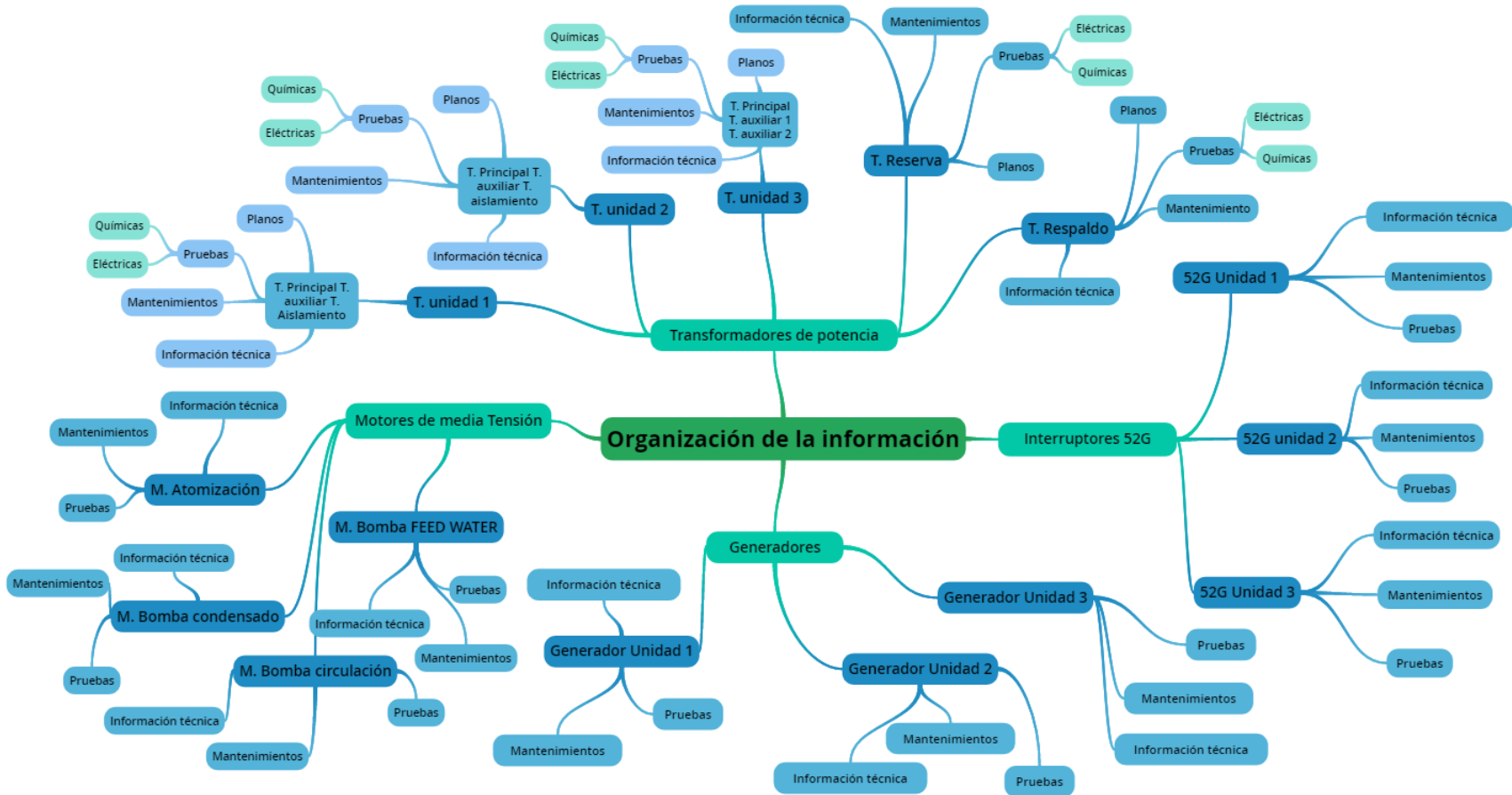


Figura 5. Mapa de ideas de organización de información.

5.2 Búsqueda de la información en las bases de datos de EPM, en especial la biblioteca y personal operativo, de mantenimiento de la central Termosierra y organizar documentos con la información de cada activo eléctrico estudiado.

Para la realización de esta tarea se consultó la biblioteca de la central, donde se encontró toda la información técnica y constructiva de la planta y de todos sus activos (manuales, planos, información estructural, de funcionamiento y de mantenimiento), el problema en el sitio se dio dado que no todos tenían acceso o no sabían dónde se hallaban los archivos donde se muestra la organización y lugar de los libros y planos de la planta.

Entonces el primer paso fue buscar los índices de toda la biblioteca, que se encontraron en la base de datos de la central en el servidor EPM-DC11, en la siguiente ruta:

```
\\EPM-DC11\2050 D La SIERRA\4. GESTIÓN\INFORMACION TECNICA\ARCHIVO LA SIERRA\1 ARCHIVO LA SIERRA
```

Una vez se encontró el índice, se procedió a buscar la información relacionada con los activos eléctricos principales de la planta y se creó una carpeta llamada [gestión_de_activos](#) ([\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra](#)) para almacenar la información encontrada.

Nota: Los link mostrados en el servidor MFRANCOF4, son internos de la red de la planta Termosierra, por lo que el acceso solo es autorizado para personal de la central.

Generadores de las unidades 1 , 2 y 3: la principal información de estas máquinas se encontró en el Manual De Diseño, Construcción Y Entrenamiento De Operador De La Turbina A Gas, donde se halló todo lo relacionado con la turbina a gas o ACPM y el generador 7FH2 de GENERAL

ELECTRIC, con excitación estática que es enfriado con hidrogeno, y se mostró información de cada sistema, como el de lubricación, sellos de hidrogeno, zonas de colector y acople, disposición de escobillas, información constructiva del estator, rotor, eje, cojinetes, etc.

Se realizaron manuales resumidos específicos para el generador, donde se mostraron los sistemas más importantes, información técnica y de construcción, de operación y mantenimiento, junto a un plan de mantenimiento dado por el fabricante que se encuentra en la siguiente ruta:

\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra\1.GENERADORES

La información técnica sobre los 3 generadores se encuentra en la ruta anterior de manera muy intuitiva, junto a las últimas pruebas eléctricas, y mantenimientos mayores y menores de las unidades.

En la figura 6, se visualiza un generador que funciona con una turbina a gas o ACPM, y según placa, puede entregar una potencia de 180 MW.



Figura 6. Generador, igual para unidades 1 y 2.

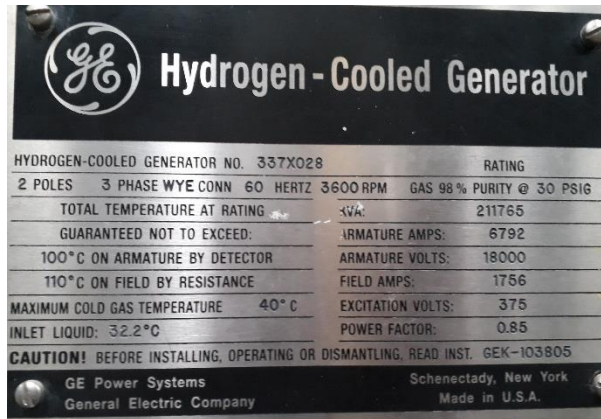


Figura 7. Placa generador, igual para unidades 1 y 2.

En la figura 8, se visualiza un generador que funciona con una turbina de vapor, y según placa, puede entregar una potencia de 196.35 MW.



Figura 8. Generador de unidad 3.

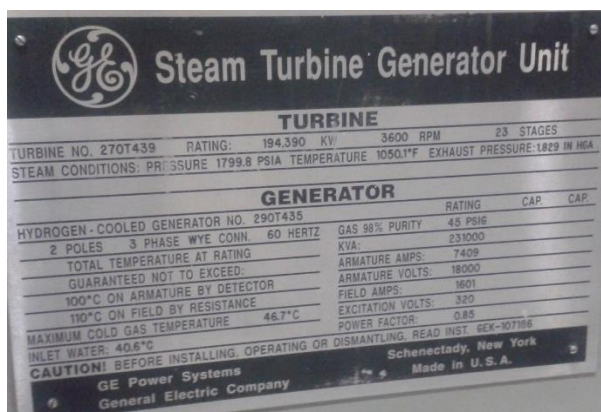


Figura 9. Placa Generador de unidad 3.

Transformadores de potencia: En la planta se hallaron 11 transformadores de potencia disponibles en la zona de transformadores de la central.



Figura 12. Transformador principal unidad 2, 185 MVA.

ABB ABB Trafo, S. A.

111 / 148 / 185 MVA TRANSFORMADOR TRIFASICO SERVICIO CONTINUO
 A.T. 230 / 242 / 252 kV TIPO COLUMNAS NORMAS ANSI C57.12.00
 B.T. 18 kV REFRIGERACION: D/AN/ONAF1/ONAF2 CALENTAMIENTO 55° C
 FRECUENCIA 60 Hz AÑO NUMERO

ALTA TENSION		BAJA TENSION	
POTENCIA NOMINAL 185000 KVA	POTENCIA NOMINAL 185000 KVA		
NIVELES DE AISLAMIENTO (APROXIMADO)		NIVELES DE AISLAMIENTO (APROXIMADO)	
CUBA 5050 x 110 x 110		CUBA 14000 x 120 x 110	
TENSION NOMINAL (KV)	ENTRADA NOMINAL (KV)	TENSION NOMINAL (KV)	TENSION NOMINAL (KV)
230000	464.4	18000	5333
	BASE KVA	RELACION Y	GRUPO DE CONEXION
	241500 / 18000		
TENSION DE C.T.O. C.T.O.	185000	230000 / 18000	
		218500 / 18000	
GRUPO DE CONEXIONES		AT/DT: YNd7	

ESQUEMA

CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO				
ALTA TENSION 110KV/148KV/185KV	BAJA TENSION 230KV/460KV/900V PFA			
CONEXION EN VACIO NUNCA				
Pos.	CONEXION	TENSION	ENCLAV.	PROTECCIONES
1	W-Y	241500/18000	Y	110KV/18KV
2	W-Y	230000/18000	Y	110KV/18KV
3	W-Y	218500/18000	Y	110KV/18KV
4	W-Y	218500/18000	Y	110KV/18KV
5	W-Y	218500/18000	Y	110KV/18KV

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

RELACION POTENCIAL CLASE	USO
1 1000 / 100	PROTECCIONES
2 1000 / 10	PROTECCIONES
3 1000 / 1	PROTECCIONES
4 1000 / 0.1	PROTECCIONES

MASAS APROXIMADAS:

PORTE ACTIVA	115000	KG
CUBA Y ACCESORIOS	115000	KG
ACEITE	115000	KG
TOTAL	345000	KG
DESENCUBADO	115000	KG
TRANSPORTE	115000	KG
VOLUMEN DE ACEITE	115000	LITROS

CUBA CALCULADA PARA PLENO VACIO

FABRICA DE TRANSFORMADORES (S.A.)

Figura 13. Placa transformador principal unidad 2.



Figura 16. Transformador auxiliar unidad 1, 12.5 MVA.

ABB Trafo, S.A.
FABRICA DE ZARAGOZA (ESPAÑA)
TRANSFORMADOR TRIFASICO

TIPO	KV 12500/24	NIVEL DE AISLAMIENTO	IR125, F150 /IR 60 F120
NORMAS	CEI-78	PESO TOTAL	Kg 25.570
Nº FABRICACION	60304	TRANSPORTE CON ACEITE	Kg 21.000
AÑO FABRICACION	1.997	PARTE ACTIVA	Kg 13.200
POTENCIA ASIGNADA ONAN KVA	12500	LIQUIDO AISLANTE	Kg 5.650
CALENTAMIENTO MEBB@ ARROLLK	65	TENSION DE C. C.	
CALENTAMIENTO ACEITE SUPER.K	69	POS.	TENSION V
TEMPERATURA AMBIENTE MAX. °C	40	1	18.300/4.160
FRECUENCIA	50	2	18.000/4.160
NIVEL DE RUJIDO	dB(A) 45	3	17.000/4.160
		5	17.000/4.160

ESQUEMA DE CONEXIONES

ARROLAMIENTO DE B.T.
BORNES EN: X0, X1, X2, X3

TENSION V	Intensidad A
4160	1735

ARROLAMIENTO DE A.T.
BORNES EN: H1, H2, H3

COMUTADOR	TENSION V	INTENSIDAD A
1	5-6	18.300
2	6-4	18.450
3	4-7	18.000
4	7-3	17.550
5	3-8	17.100
6	8-5	16.650

*)- POSICION NOMINAL

CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

EN FASES A.T. TIPO: 1H1, 2H1, 1H2, 2H2, 1H3, 2H3 TIPO:
IBN 450/1 A. 10 VA. C. 10P20 60 Hz.

EN FASE A.T. TIPO: 3H2 TIPO:
IBN 400/1.5 A. 10 VA. C. 1 60 Hz. (MARRON TECNICA)

EN NEUTRO B.T. TIPO: 1X0 TIPO: 1P4-3, 200/1 A. 10 VA. 10P20 60 Hz.

LIQUIDO AISLANTE: ACEITE TIPO: UNE 21320

Figura 17. Placa transformador auxiliar unidad 1.



Figura 18. Transformador auxiliar unidad 2, 12.5 MVA.

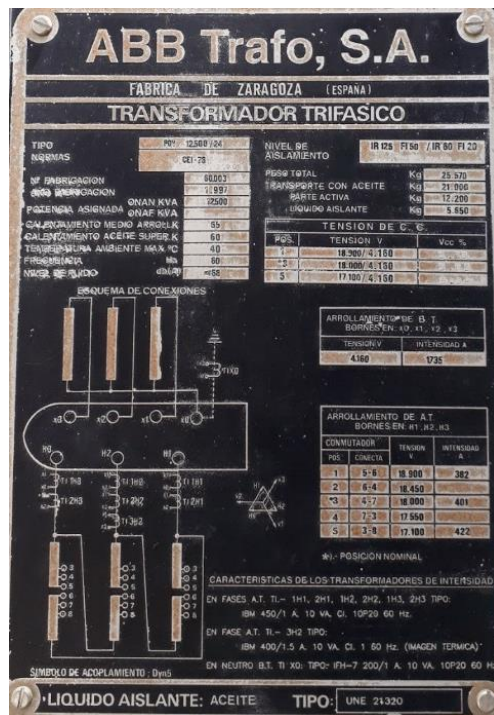


Figura 19. Placa transformador auxiliar unidad 2.



Figura 20. Transformador auxiliar unidad 3-1, 12.5 MVA.

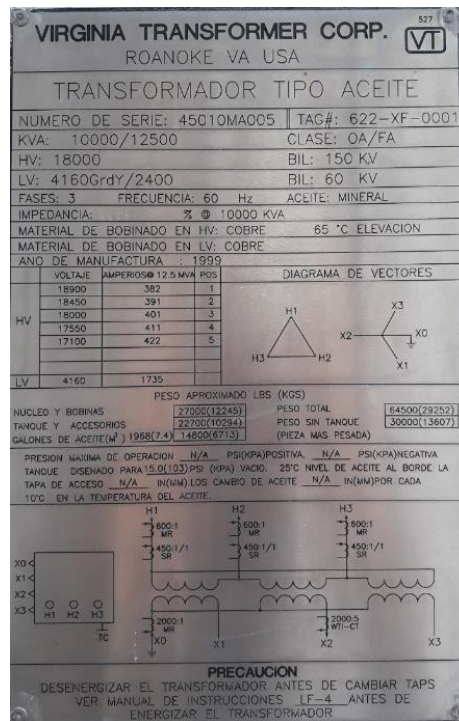


Figura 21. Placa transformador auxiliar unidad 3-1.



Figura 22. Transformador auxiliar unidad 3-2, 12.5 MVA.

VIRGINIA TRANSFORMER CORP.		ROANOKE VA USA	
TRANSFORMADOR TIPO ACEITE			
NUMERO DE SERIE: 45010MA006		TAG#: 622-XF-0002	
KVA: 10000/12500		CLASE: OA/FA	
HV: 18000		BIL: 150 KV	
LV: 4160Grdy, 2400		BIL: 60 KV	
FASES: 3		FRECUENCIA: 60 HZ	
IMPEDANCIA: 7.7		% @ 10000 KVA	
MATERIAL DE BOBINADO EN HV: COBRE		65 °C ELEVACION	
MATERIAL DE BOBINADO EN LV: COBRE			
AÑO DE MANUFACTURA: 2000			
WOLTAJE		AMPERIOS @ 12.5 MVA POS	
18000		392	
18450		391	
18000		401	
17850		411	
17100		422	
LV		4160	
		1735	
DIAGRAMA DE VECTORES			
NUCLEO Y BOBINAS		PESO APROXIMADO LBS (KGS)	
TANQUE Y ACCESORIOS		PESO TOTAL	
GALONES DE ACEITE (L) 196(7.4)		PESO SIN TANQUE	
		(PIEZA MAS PESADA)	
PRESION MAXIMA DE OPERACION		N/A PSI (KPA) POSITIVA	
TANQUE DISEÑADO PARA		N/A PSI (KPA) NEGATIVA	
TAPA DE ACCESO		N/A INCH (MM) LOS CAMBIO DE ACEITE	
10°C EN LA TEMPERATURA DEL ACEITE		N/A INCH (MM) POR CADA	
PRECAUCION			
DESENERGIZAR EL TRANSFORMADOR ANTES DE CAMBIAR TAPS			
VER MANUAL DE INSTRUCCIONES LE-4 ANTES DE			
ENERGIZAR EL TRANSFORMADOR			

Figura 23. Placa transformador auxiliar unidad 3-2.

2 transformadores de aislamiento tridevanados de 5 MVA, con relación de tensión 4.16 kV / 2.2 kV / 2.2 kV, su función es alimentar los reactores que se usan para la excitación de los generadores al momento de arrancar.



Figura 24. Transformador aislamiento unidad 1, 5 MVA.

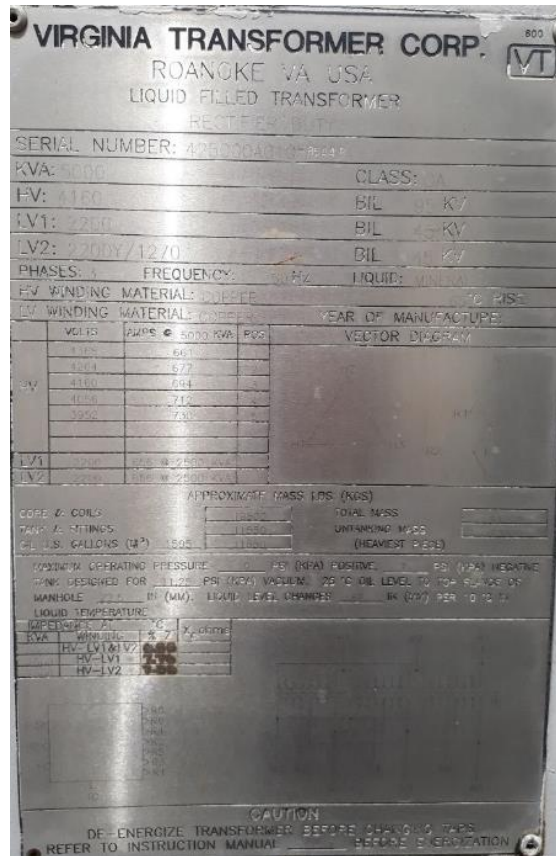


Figura 25. Placa transformador aislamiento unidad 1.



Figura 26. Transformador de aislamiento unidad 2, 5 MVA.

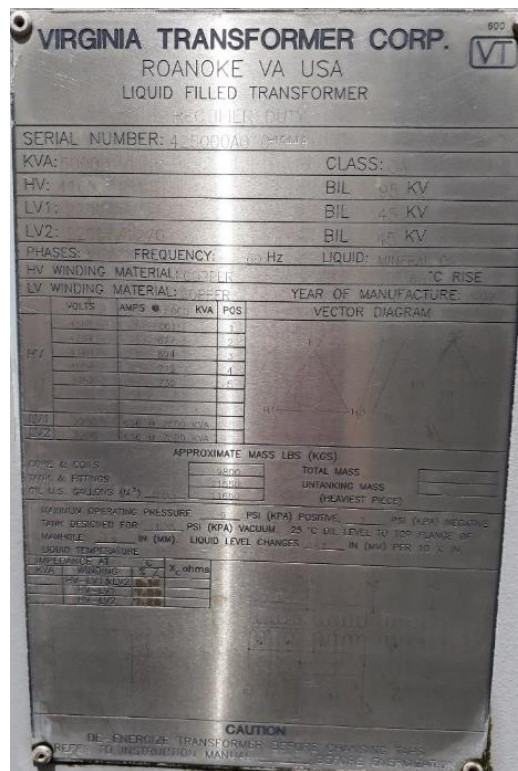


Figura 27. Placa transformador de aislamiento unidad 2.

Un transformador de reserva de 185 MVA con las mismas características de los transformadores principales de ciclo simple, por su uno de los dos falla.



Figura 28. Transformador de reserva, 185 MVA.

ABB ABB Trafo, S.A.

111 / 148 / 185 MVA
 A.T. 230 ± 2 x 2,5 % kV
 B.T. 15 kV
 FRECUENCIA 60 HZ

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
 TIPO COLUMNAS
 REFRIGERACIÓN ONAN/ONAF/ONAF2

SERVICIO CONTINUO
 NORMAS ANSI C57.12.00
 CALENTAMIENTO 85° C
 AÑO _____ NÚMERO _____

ALTA TENSION		BAJA TENSION	
POTENCIA NOMINAL 185000 KVA	POTENCIA NOMINAL 185000 KVA		
NIVELES DE AISLAMIENTO ARROLAMIENTO NOM. 1000 kV NOM. 155 kV	PUNTEOS DE AISLAMIENTO APROX. PATENTE = 4 125 kV		
TENSION NOMINAL 110/138/155 kV	TENSION NOMINAL 15 kV	GR. BONDAT. P. 15 kV 5000	GR. BONDAT. P. 15 kV 5000
230000	454.4	15000	5000
	BASE 15 kV	RELACION Y TENSION COLECTOR	
TENSION DE CTO. CTO. 135000	141500 / 130000		
GRUPO DE CONEXIONES	33000 / 13000		

ESQUEMA

CONDICIONES DE FUSIONAMIENTO			
ALTA TENSION 110/138/155/170/175 kV	BAJA TENSION 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	COMANDO EN VARIACION	GRUPO DE CONEXIONES
1 110/138/155/170/175 kV	1 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	1 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	1 15/10/7.5/5/3.5/3 kV
2 110/138/155/170/175 kV	2 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	2 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	2 15/10/7.5/5/3.5/3 kV
3 110/138/155/170/175 kV	3 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	3 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	3 15/10/7.5/5/3.5/3 kV
4 110/138/155/170/175 kV	4 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	4 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	4 15/10/7.5/5/3.5/3 kV
5 110/138/155/170/175 kV	5 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	5 15/10/7.5/5/3.5/3 kV	5 15/10/7.5/5/3.5/3 kV

TRANSFORMADORES DE OBTENCION DE TENSION NOMINAL CLASE 100000

1 100/115/135/150/170/175 kV	100000	100000	100000
2 100/115/135/150/170/175 kV	100000	100000	100000
3 100/115/135/150/170/175 kV	100000	100000	100000
4 100/115/135/150/170/175 kV	100000	100000	100000

MAGAS APROXIMADAS:
 PARTE ACTIVA _____ kg
 CURVA Y ACCESORIOS _____ kg
 ACEITE _____ kg
 TOTAL _____ kg
 DESENCUADADO _____ kg
 TRANSPORTE _____ kg
 VOLUMEN DE ACEITE _____ m³
 CUBA CALCULADA PARA PLENO VACIO _____ m³

FABRICA DE TRANSFORMADORES (ESPAÑA)

Figura 29. Placa transformador de reserva.

Un transformador de respaldo de 12.5 MVA, con relación de tensión 13.2 kV / 4.16 kV conectado a la red principal del municipio Puerto Nare, para alimentar servicios auxiliares en caso de que fallen los transformadores auxiliares principales.



Figura 30. Transformador de respaldo, 12.5 MVA.

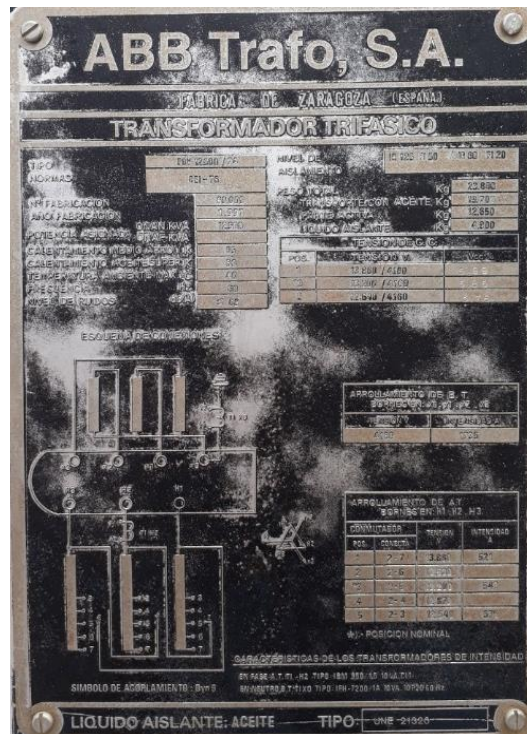


Figura 31. Placa Transformador de respaldo.

La información técnica de los transformadores se recopiló de manuales de los mismos y sus partes, y se ubicó en la siguiente ruta:

\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra\2.TRANSFORMADORES

Interruptores de potencia: en la planta se encontraron 3 interruptores 52G.

Los interruptores 52G, son de tipo HEC para las unidades 1 y 2, para la unidad 3 es de tipo HEG, y son interruptores de potencia tripolar blindado en versión para interior o intemperie, que están montados con accionamiento y mando sobre un bastidor común.

Cada sistema interruptor está equipado con seccionador, seccionador de puesta a tierra, conexión de cortocircuito, transformador de corriente, transformador de tensión, condensadores y descargador de sobretensión.

La información que se encontró de estos equipos se tomó de su manual de fabricante y se ubica en la siguiente ruta:

\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra\3.INTERRUPTORES



Figura 32. Interruptor 52G, igual para unidades 1 y 2.

Motores de media tensión: en la planta se hallaron 12 motores que funcionan a 4.16 kV, distribuidos en toda la planta.

Se encontraron 2 motores de atomización de 500 HP que se encargan de atomizar el combustible líquido o gas, para que haga una mejor mezcla con el oxígeno y tengan una combustión más eficiente, existe uno en cada unidad de ciclo simple.



Figura 36. Motor atomización.

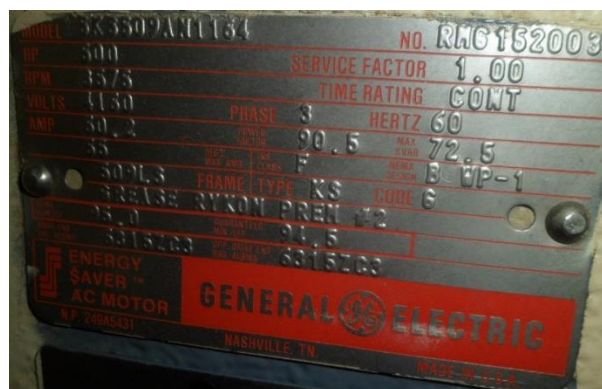


Figura 37. Placa motor atomización.

3 motores de 350 HP para las bombas de condensado, que son las encargadas de condensar el vapor usado para mover la turbina de vapor, para volverlo a circular.



Figura 38. Motores de condensado.



Figura 39. Placa motores de condensado.

3 motores de 1550 HP para las bombas de circulación que se encargan de succionar el agua del rio Magdalena, llevarla a la planta y alimentar los circuitos de enfriamiento con el mismo fluido.



Figura 40. Motor de bomba de circulación.

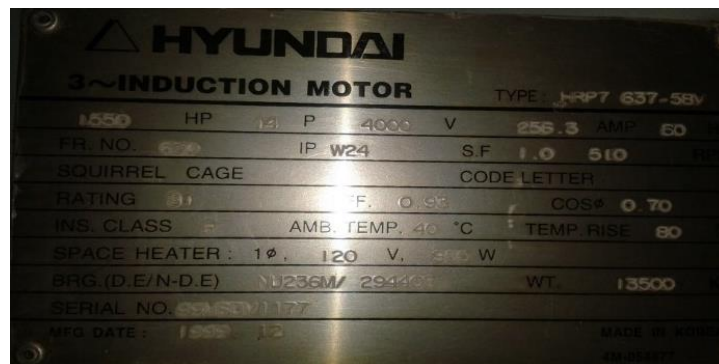


Figura 41. Placa motor de bomba de circulación.

Por último, se encontraron 4 motores de 2120 HP para las bombas FEED WATER, que se encargan de empujar el vapor por tuberías de media y alta presión para ayudar a mover la turbina de vapor.



Figura 42. Motor de bomba FEED WATER.

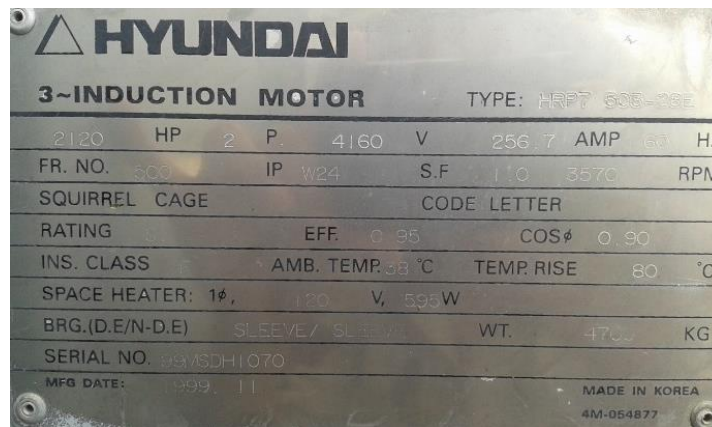


Figura 43. Placa motor de bomba FEED WATER.

La información de estos motores se recopiló de manuales de fabricantes y se ubicó en la siguiente ruta:

\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra\4. MOTORES

5.3 Recopilar información de pruebas eléctricas y químicas a activos eléctricos principales.

En esta tarea se debió analizar que pruebas se le hacen a los activos de la planta y con qué objetivo, y se recopilaron los resultados en las rutas anteriormente mencionadas.

Para generadores se realizaron pruebas de factor de potencia, índice de polarización, resistencia de devanado, DAR.

Para transformadores se realizaron pruebas factor de potencia, índice de polarización y resistencia de devanado, entre otras, al aceite se le hicieron pruebas de análisis cromatográfico de gases disueltos y análisis dieléctrico y fisicoquímico, entre otras.

Para interruptores se realizaron pruebas de resistencia de contacto, pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos, detección de fugas de SF₆.

Para motores en línea (energizados) se utilizó el analizador dinámico de motores que mostró resultados de voltajes, corrientes, desbalances de estas variables, torque, eficiencia, armónicos, etc.

5.4 Proponer recomendaciones y procedimientos para desenergización de motores de media tensión y mostrar las partes de las celdas de media tensión de la planta.

El procedimiento que se propuso fue:

En caso de que un equipo de MT deba ser desenergizado (luego de realizar los protocolos como desconexión de otros equipos o sistemas requeridos):

- Sala de control es la primera en dar las señales de control (mando de parada o encendido); en caso de que falle este primer mando,
- Se procede con el segundo mando, poner el equipo en control local y se usan los controles desde el CCM (Centro de Control de Motores) indicado, control de paro o paro de emergencia, si también falla este mando,
- Se usa el tercer mando que es ir a campo, directo a la máquina y si tiene paro de emergencia se pulsa, en caso de también fallar,
- Se siguen los protocolos para desenergizar el barraje del CCM y si falla,
- Se debe desconectar todo el sistema.

Todo se hace a través de interruptores o contactores con medio de extinción de arco (vacío o SF6), nunca se deben usar seccionadores dado que no poseen un medio de extinción de arco y se puede provocar un cortocircuito con otras fases o con tierra y una explosión probablemente.

Las celdas de media tensión estudiadas se muestran a continuación.



Figura 44. Celda de media tensión.

Se tuvo acceso a celdas de media tensión de interruptores de acometida (52I1, 52I2, 52F1 y 52F2), de acople de barras (52BT), contactor de motores de bombas de condensado, contactor de motores de bombas de circulación, contactor de motores de bombas FEED WATER y contactor de transformadores 4.16 kV / 480 V.

De estas celdas se realizaron mímicos de cómo es por dentro la parte de potencia y como están distribuidos los equipos ya que no se pudo acceder a todas las celdas en la parte de potencia dado que era peligroso.

CCM (Centro de Control de Motores) ciclo combinado, Celdas de alimentación 4160V.



Figura 45. CCM ciclo com binado, celdas 4160 V.

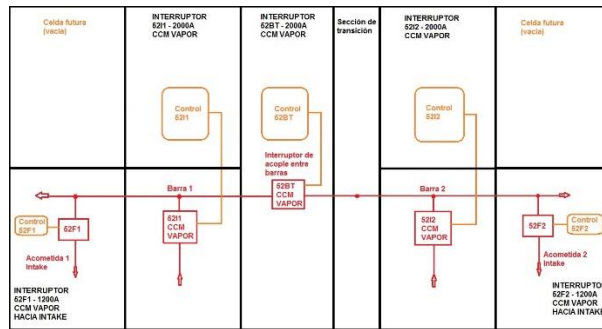


Figura 46. Mímico CCM ciclo combinado, celdas 4160 V.

CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.



Figura 47. CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.

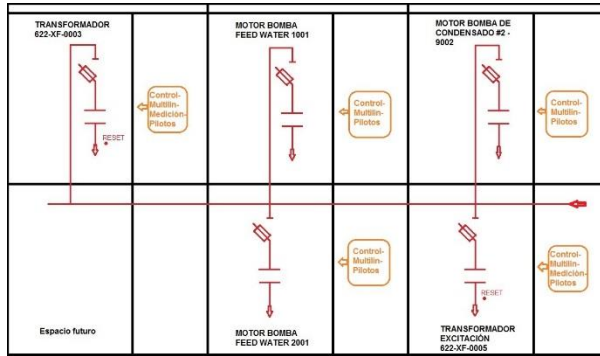


Figura 48. Mímico CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.

CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.



Figura 49. CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.

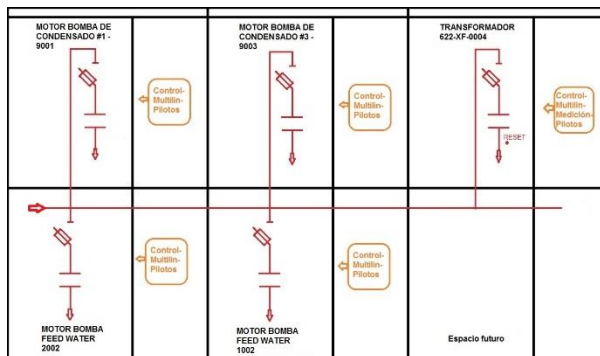


Figura 50. Mímico CCM Ciclo combinado, celdas 4160V lado izquierdo.

CCM (Centro de Control de Motores) Intake (Bocatoma, donde se capta el agua del rio Magdalena), Celdas de alimentación 4160V.



Figura 51. CCM Intake, Celdas de 4160V.

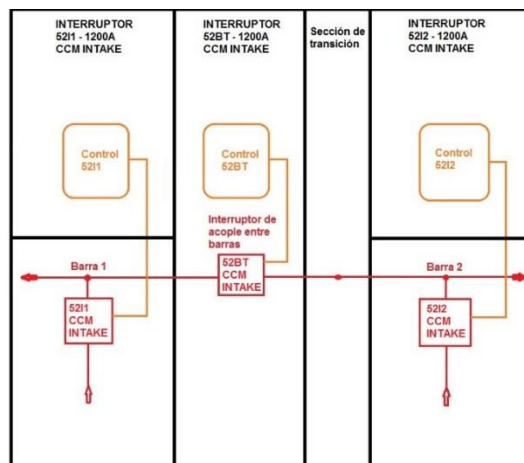


Figura 52. Mímico CCM Intake, Celdas de 4160V.

CCM Intake, celdas 4160V lado izquierdo.

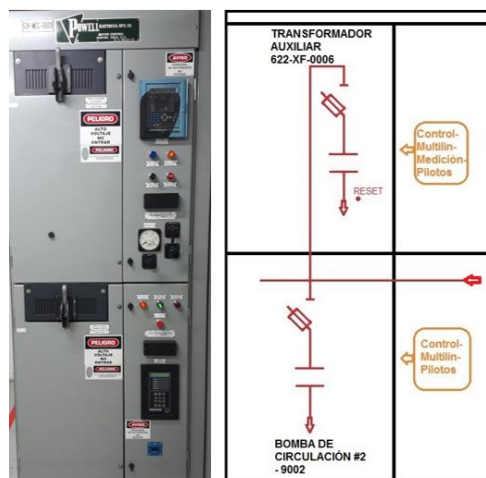


Figura 53. CCM Intake, celdas 4160V lado izquierdo y mímico.

CCM Intake, celdas 4160V lado derecho.



Figura 54. CCM Intake, celdas 4160V lado derecho.

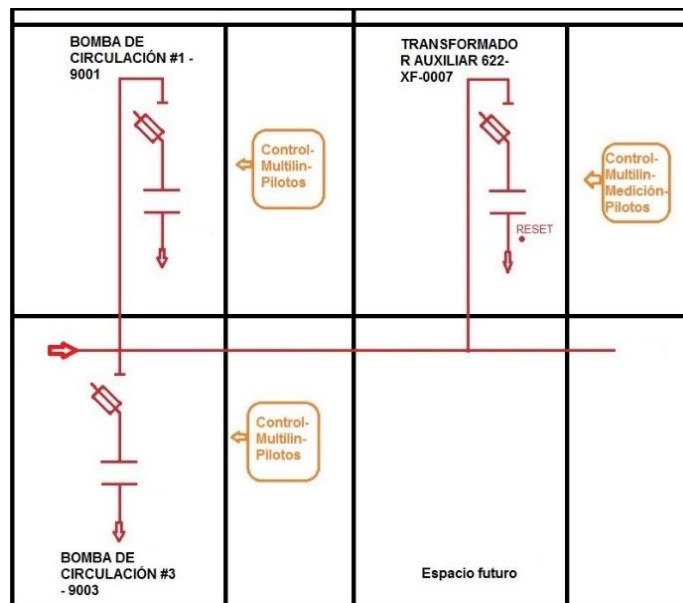


Figura 55. Mímico CCM Intake, celdas 4160V lado derecho.

Basicamente todas las celdas de media tensión para motores y transformadores se componen de los mismos elementos en la parte de potencia.

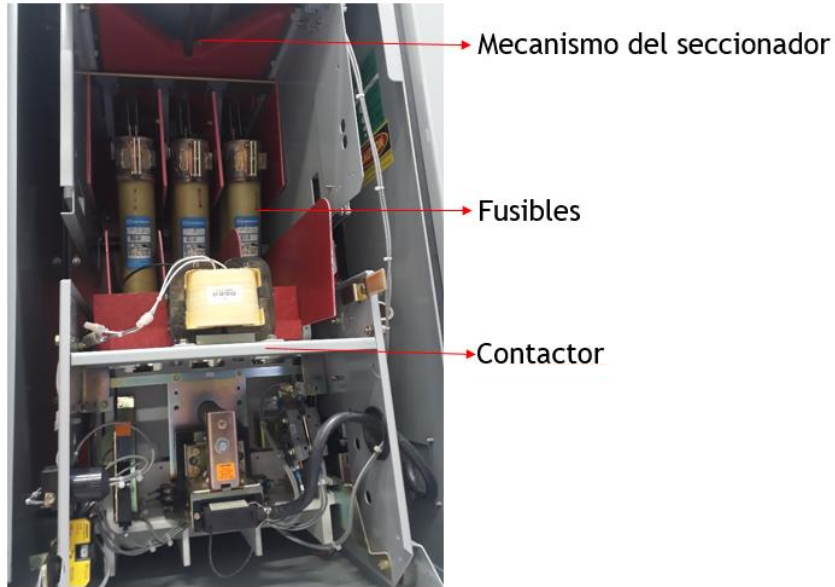


Figura 56. Componentes en celdas de motores de media tensión, parte de potencia.

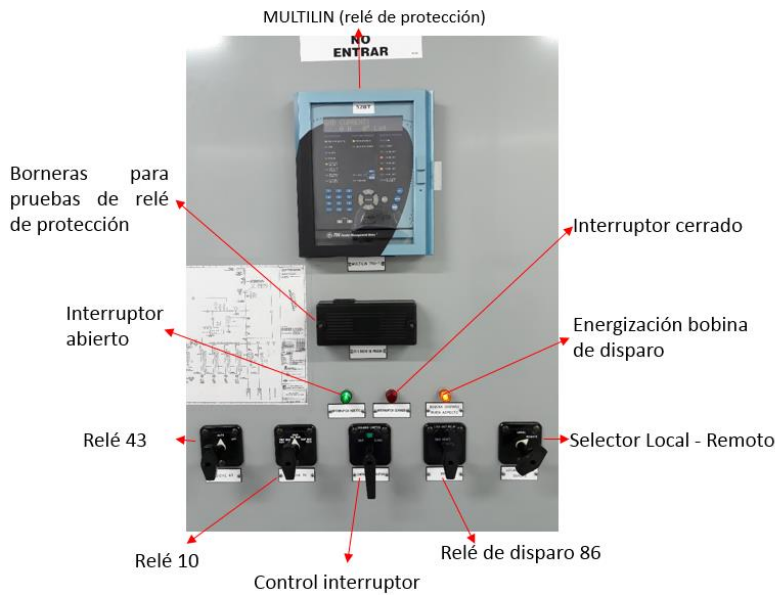
Se encontraron muchas variaciones en las distribuciones del control de todas las celdas para los distintos tipos de motores, interruptores de acometidas o interruptores de acoples de barras.

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida (5211 y 5212).



Figura 57. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida (5211 y 5212).

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptor 52BT de acople de barras.



VISTA INTERIOR DE CELDA DE CONTROL

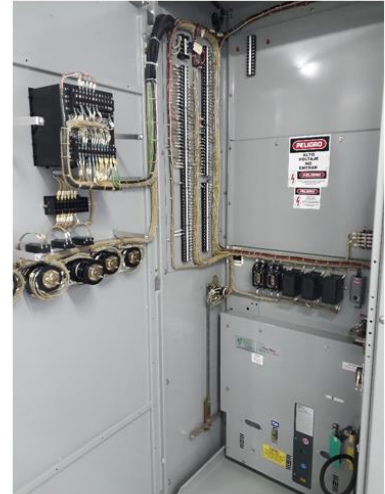
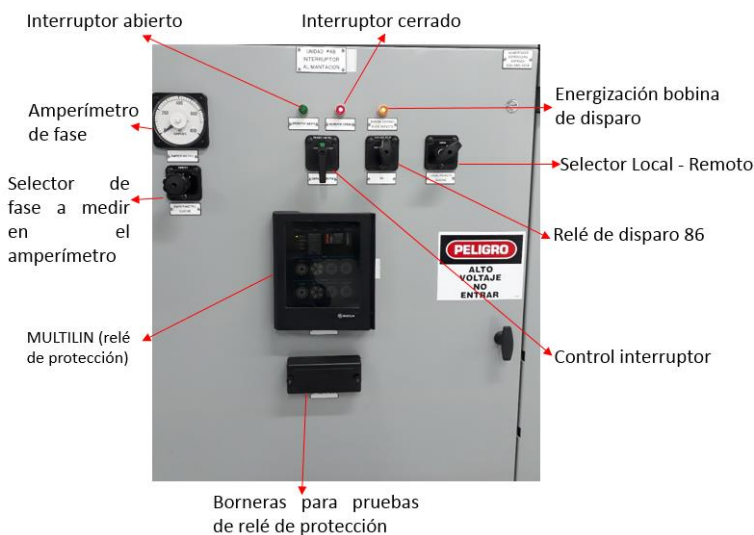


Figura 58. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptor 52BT de acople de barras.

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida hacia Intake (Bocatoma, donde se capta el agua del río Magdalena) (52F1 y 52F2).



VISTA INTERIOR DE CELDA DE CONTROL



Figura 59. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para interruptores de acometida hacia Intake (52F1 y 52F2).

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para transformadores.



VISTA INTERIOR DE CELDA DE CONTROL



Figura 60. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para transformadores.

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas de condensado.



VISTA INTERIOR DE CELDA DE CONTROL



Figura 61. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas de condensado.

Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas FEED WATER y de circulación.



Figura 62. Celdas de control CCM Ciclo Combinado para bombas FEED WATER y de circulación.

5.5 Estudiar y establecer el procedimiento de uso del analizador dinámico de motores en línea EXP3000 en la planta.

Para esta tarea se procedió a realizarse un estudio a un equipo poco usado en la planta, pero muy importante dado que muestra resultados en tiempo real, el analizador dinámico de motores EXP3000.

En medio de la búsqueda de información se encontró que es un equipo antiguo y ya ha sido reemplazado en la industria por el EXP4000, por lo que no se tuvo éxito en internet, en la biblioteca tampoco había información del equipo, el manual se encuentra en las ayudas del mismo equipo, éste se estudió profundamente y se logró construir una guía rápida para la realización de pruebas con el EXP3000, guía que se ubicó en la siguiente ruta:

\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra\4. MOTORES\Analizador dinámico de motores

6 Resultados y análisis

Los resultados se muestran en las siguientes gráficas que resumen todas las pruebas hechas a los activos mencionados anteriormente.

6.1 Generadores

6.1.1.1 Generador unidad 1

6.1.1.1.1 Factor de potencia

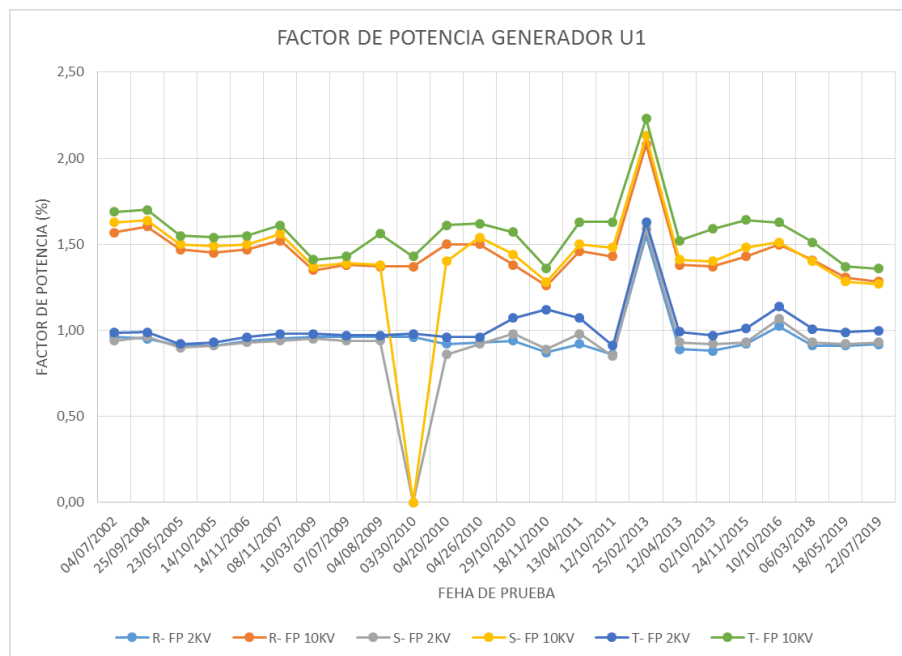


Figura 63. FP generador U1.

En esta gráfica se muestra que las pruebas hechas en las diferentes fechas siguen una tendencia específica según la tensión de prueba, a 2kV se mantiene en valores cercanos al 1% y a 10kV se mantiene entre 1.4% y 1.7%, según los valores de la norma Criterios de aceptación para FP en motores (IEEE 286- 2000) [14] si el factor de potencia se mantiene en valores menores al 2%, la máquina funcionará de manera normal.

Los resultados de las pruebas son favorables ya que muestran que los devanados poseen casi completamente una impedancia inductiva; en

picos como el primero que está en 0% se presentó que se puso a tierra el devanado de la fase S por lo que no se le realizó la prueba, y el otro pico de más del 2% en su momento prendió las alarmas y se le realizó un mantenimiento a la máquina que comenzó con un secado de devanados por si era humedad, y para la siguiente prueba se mostraron resultados dentro del rango.

6.1.1.1.2 Índice de polarización y DAR

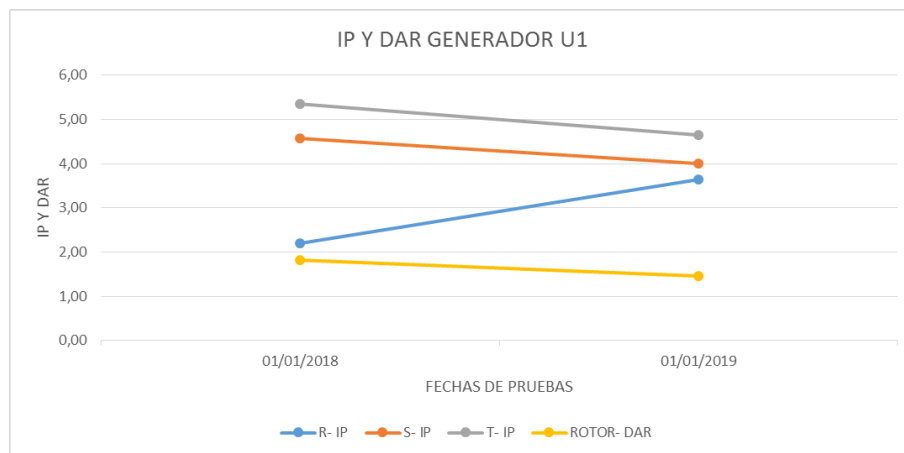


Figura 64. IP y DAR generador U1.

Solo se encontraron pruebas de índice de polarización (IP) y DAR para dos fechas, el IP para los devanados muestran relaciones de resistencia de aislamiento por encima del límite mínimo de IP para estas máquinas [12].

Para el DAR en el rotor se muestra que todo el tiempo es mayor a 1.4, por lo que está dentro del rango [11].

6.1.1.1.3 Resistencia de devanado

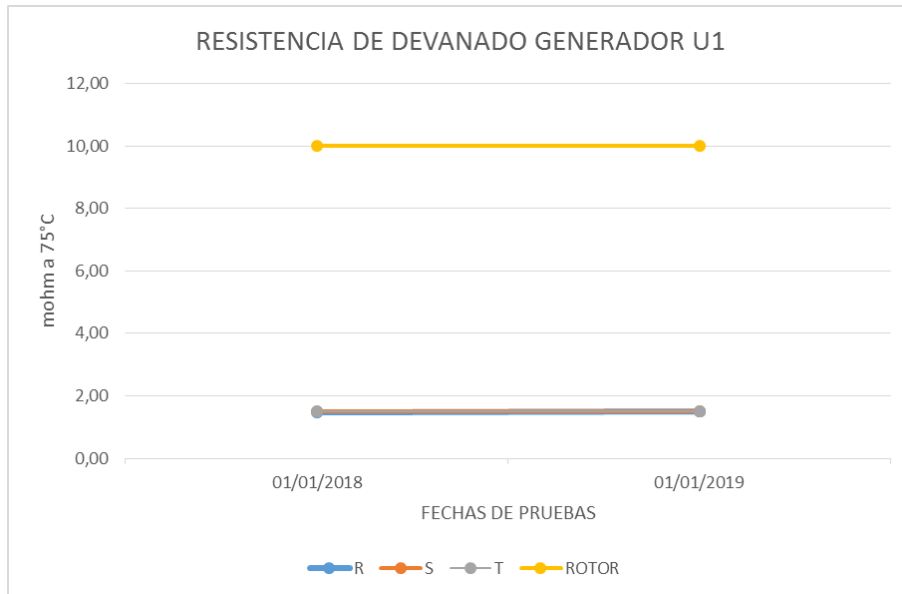


Figura 65. Resistencia de devanados generador U1.

En esta gráfica se muestran variaciones en los resultados de las resistencias de devanados menores al 2% de una prueba a otra, por lo que está dentro de la norma [18].

6.1.1.2 Generador unidad 2

6.1.1.2.1 Factor de potencia

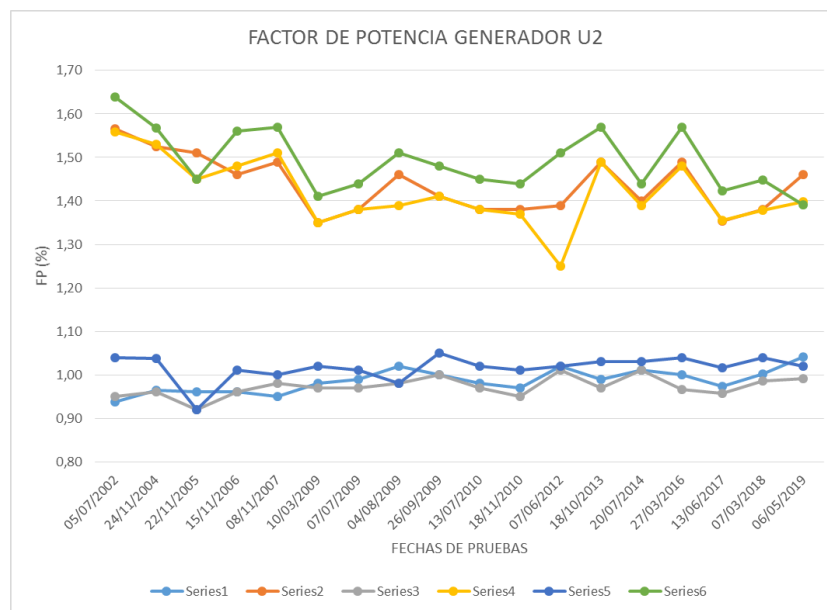


Figura 66. FP generador U2.

Todos los resultados se mantienen por debajo del 2% y respetan los rangos de la norma [14].

6.1.1.2.2 Índice de polarización y DAR

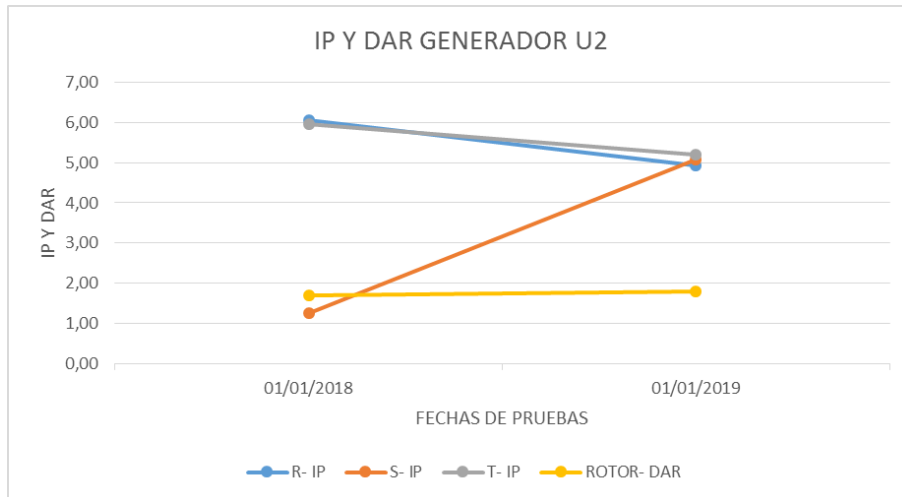


Figura 67. IP y DAR generador U2.

El IP para la fase S en 2018 era menor que 2 y para para 2019 fue mayor que 4 por lo que la alerta que despertó ya se había apaciguado [12], el dar se mantiene cercano a 2 por lo que se encuentra en buen estado e aislamiento del devanado del rotor [11].

6.1.1.2.3 Resistencia de devanado

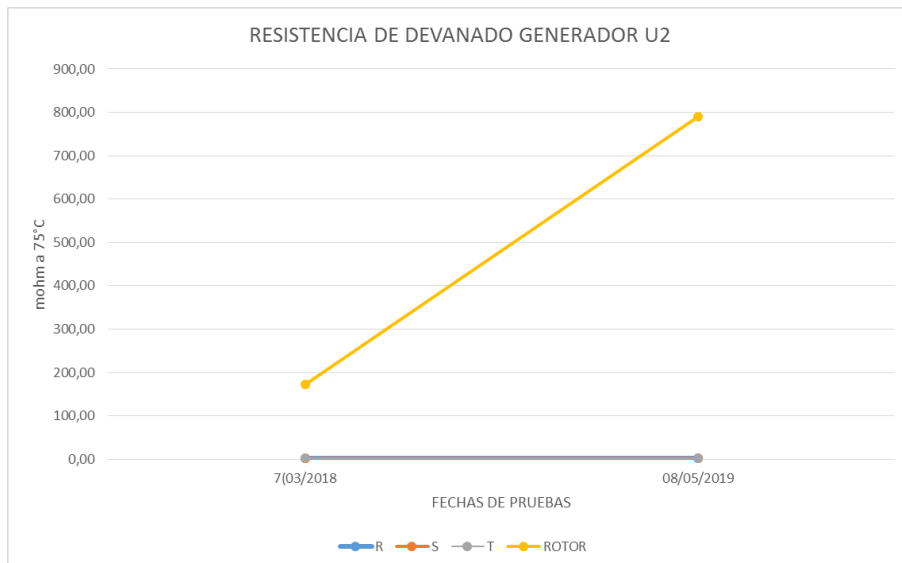


Figura 68. Resistencia de devanados generador U2.

La resistencia de devanado de las fases no muestran variaciones mayores al 2% [18], pero la del rotor si por lo que hay que se propone un mantenimiento a esta máquina para descartar que sea suciedad, torceduras en devanados, malos contactos, entre otras.

6.1.1.3 Generador unidad 3

6.1.1.3.1 Factor de potencia

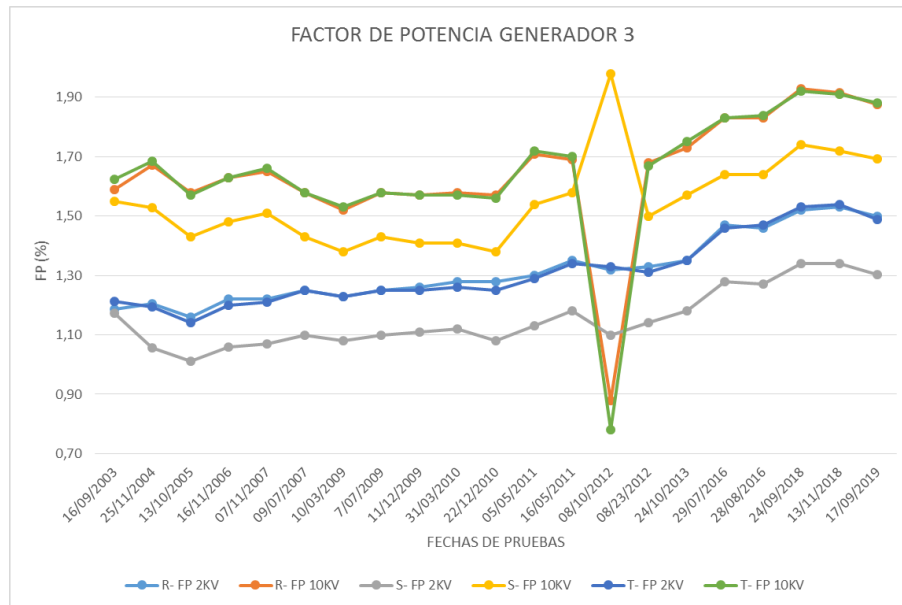


Figura 69. FP generador U3.

El FP en el generador de la U3 se muestra siempre variaciones por debajo del 2% [14] como dice la norma, pero cuando ocurre una variación como en la fase S a 10kV tan brusca se trata de remediar y volverlo a la tendencia que traen las pruebas por lo que el mantenimiento inmediato se hace necesario.

6.1.1.3.2 Índice de polarización y DAR

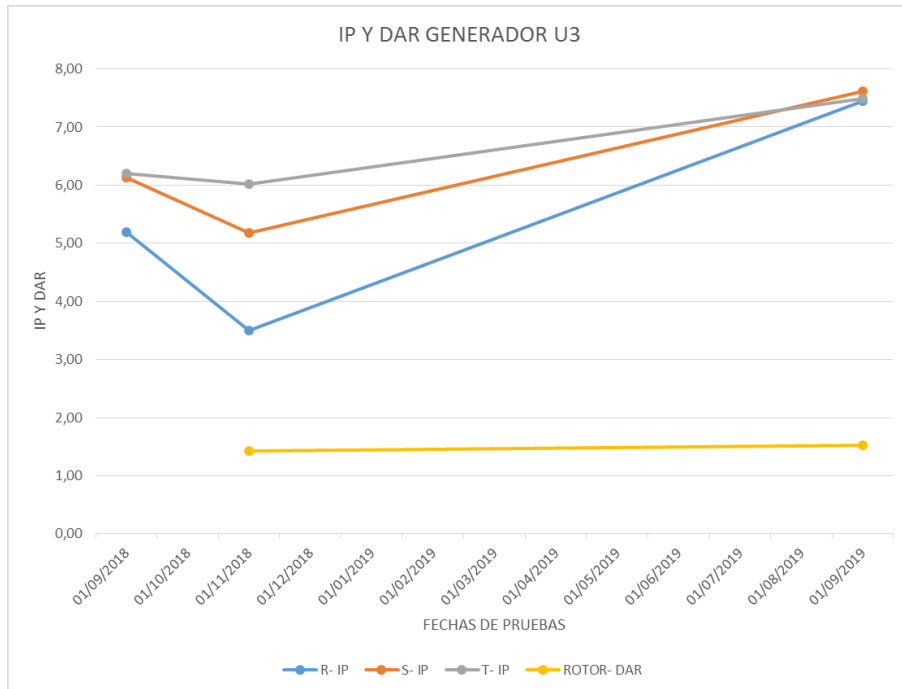


Figura 70. IP y DAR generador U3.

En IP en las fases siempre está por encima de 2 [12], mientras que el DAR en el devanado del rotor está por encima de 1.5 [11] como se evidencia en la gráfica.

6.1.1.3.3 Resistencia de devanados

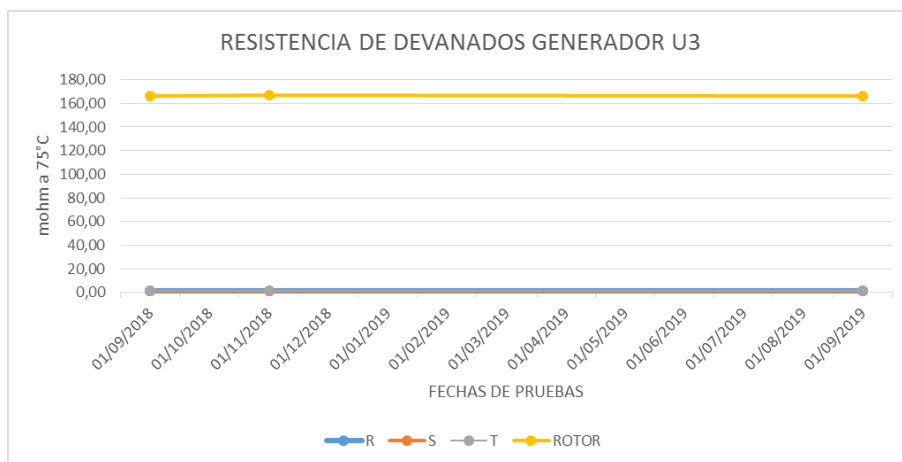


Figura 71. Resistencia de devanados generador U3.

La resistencia en los devanados de estator no muestran variación mayor al 2% [18] y si bien el devanado del rotor tampoco muestra esa variación su valor resistivo es un poco alto comparado con el generador U1.

6.2 Transformadores

6.2.1 Transformadores unidad 1

6.2.1.1 Transformador principal U1

6.2.1.1.1 Factor de potencia

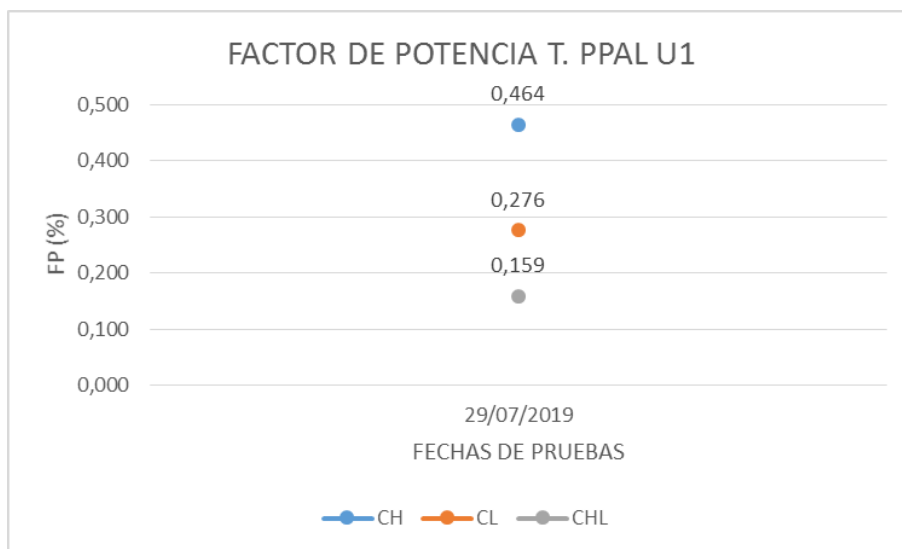


Figura 72. FP transformador principal U1.

Los valores se mantienen por debajo de 0. 5% para valores corregidos por temperatura, lo que indica un FP de normalidad [15].

6.2.1.1.2 Índice de polarización

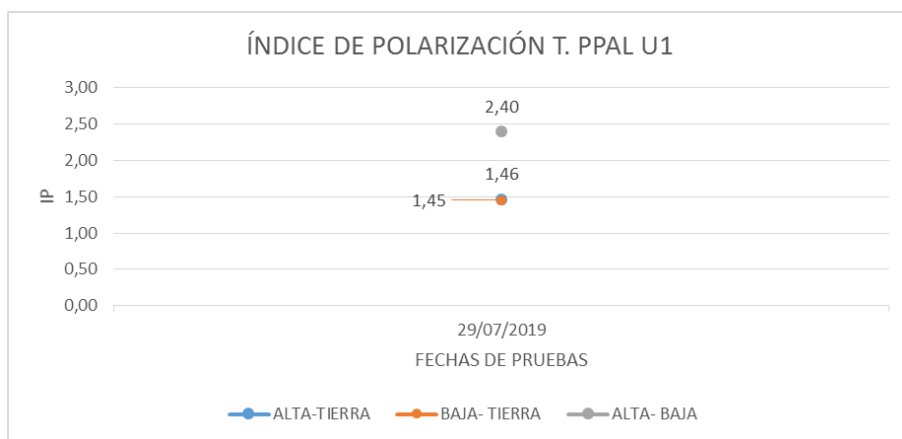


Figura 73. IP transformador principal U1

Las conexiones alta-tierra y baja-tierra muestran IP por debajo de un valor mínimo [12] para este transformador, por lo que se propone una nueva prueba y mantenimiento (reajuste de tornillería y limpieza de bujes).

6.2.1.1.3 Resistencia de devanados

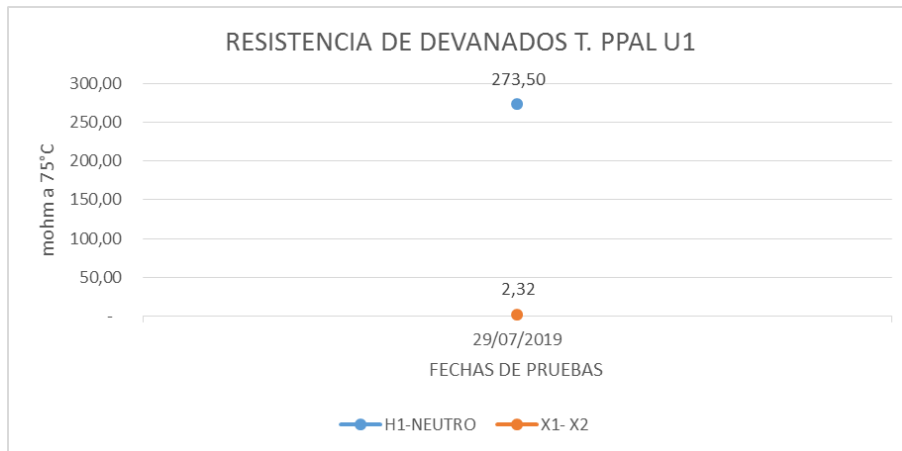


Figura 74. Resistencia de devanados transformador principal U1.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.1.1.4 Análisis cromatográfico

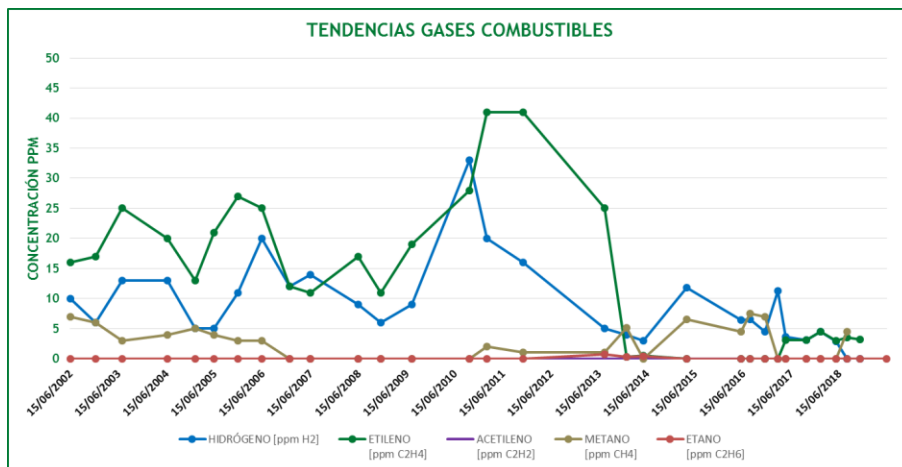


Figura 75. Cromatografía transformador principal U1.

Los gases se han mantenido en los rangos de la condición 1 (Norma IEEE Std C57.104-2008) [20], por lo que, según esta prueba, el transformador trabaja con normalidad.

6.2.1.1.5 Análisis físico-químico

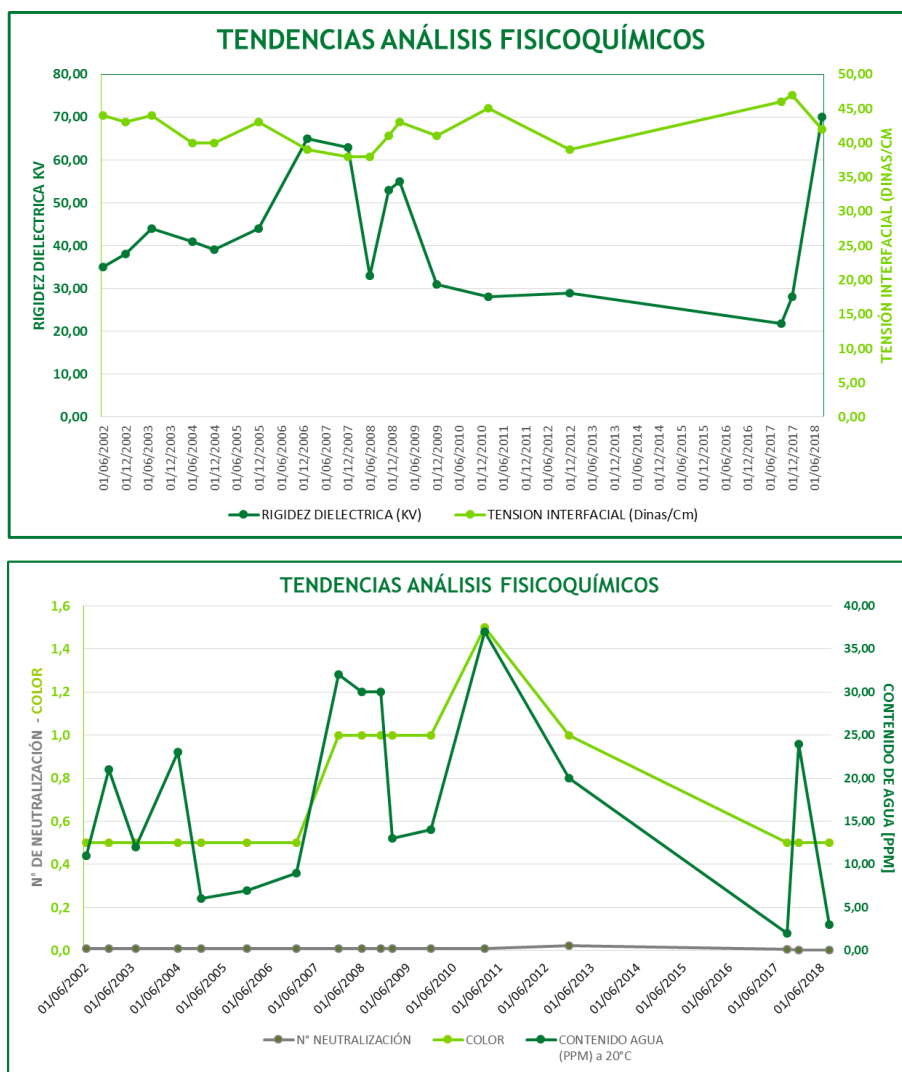


Figura 76. Análisis físico-químico transformador principal U1.

El transformador muestra que ha estado por encima de sus valores aceptables para la rigidez dieléctrica y contenido de agua [22], pero ha tenido valores bajos, hasta la última prueba realizada todas las características mostraban valores de normalidad.

6.2.1.2 Transformador auxiliar unidad 1

6.2.1.2.1 Factor de potencia

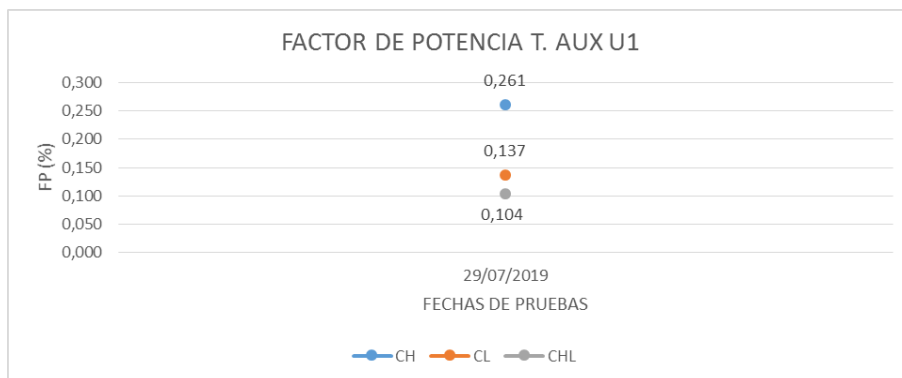


Figura 77. FP transformador auxiliar U1.

Valores por debajo de 0.5%, FP normal.

6.2.1.2.2 Índice de polarización

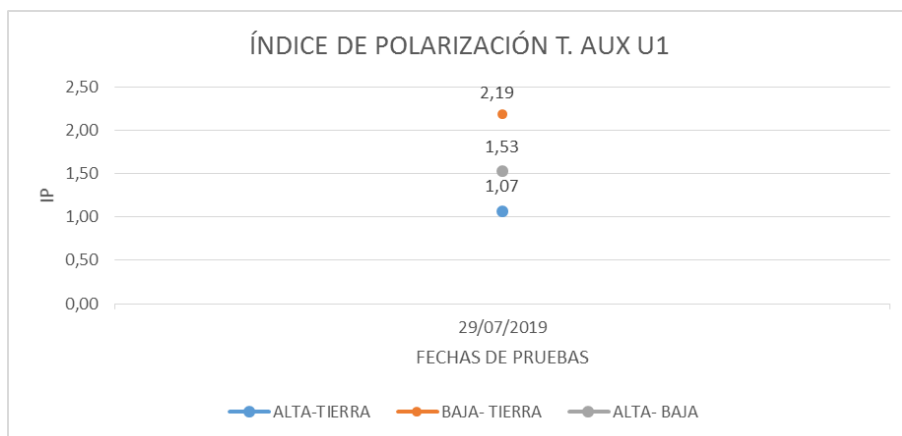


Figura 78. IP transformador auxiliar U1.

Es alarmante el IP [12] entre alta-tierra por lo que se propone mantenimiento preventivo a bujes y a conexiones, lo mismo para el IP Alta-baja.

6.2.1.2.3 Resistencia de devanados

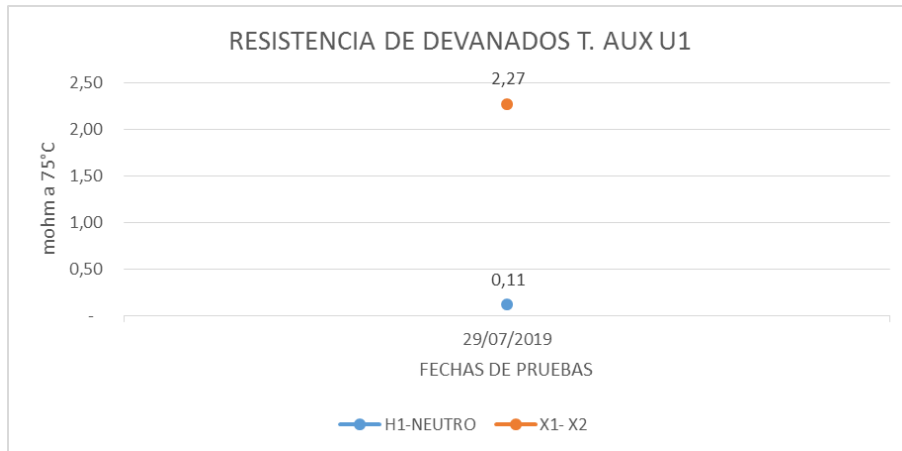


Figura 79. Resistencia de devanados transformador auxiliar U1.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.1.2.4 Análisis cromatográfico

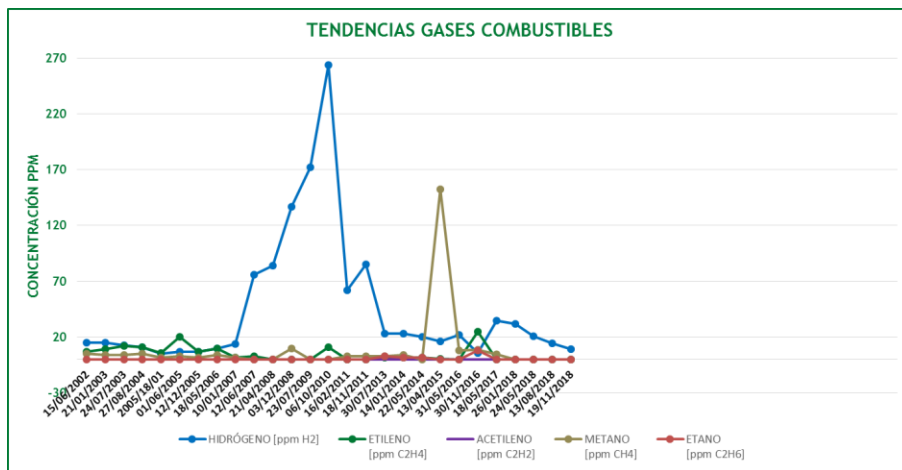


Figura 80. Cromatografía transformador auxiliar U1.

El hidrogeno logró llegar a valores por encima de los límites para la condición 1 entre los años 2008 y 2010, pero gracias al plan de mantenimiento sugerido por la norma [20] se logró bajar a los límites de la condición 1, lo mismo sucedió con el metano en años posteriores al 2010.

6.2.1.2.5 Análisis físico-químico

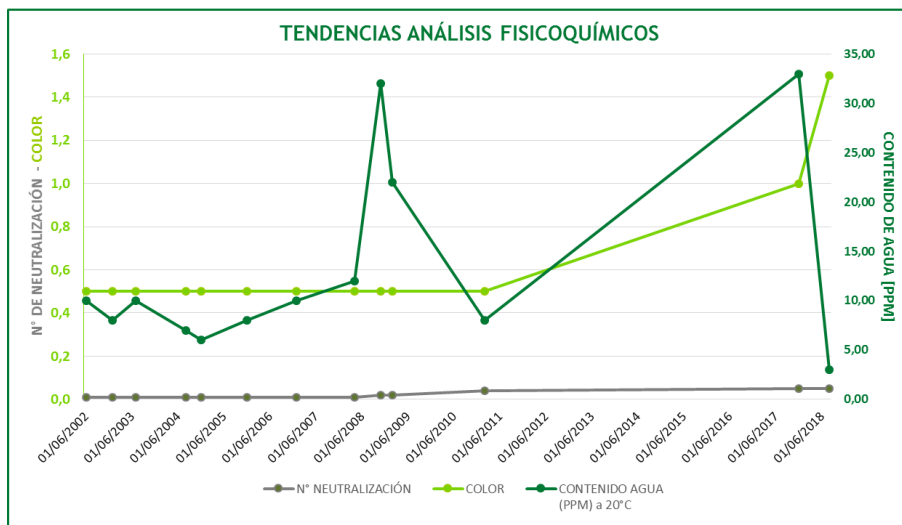
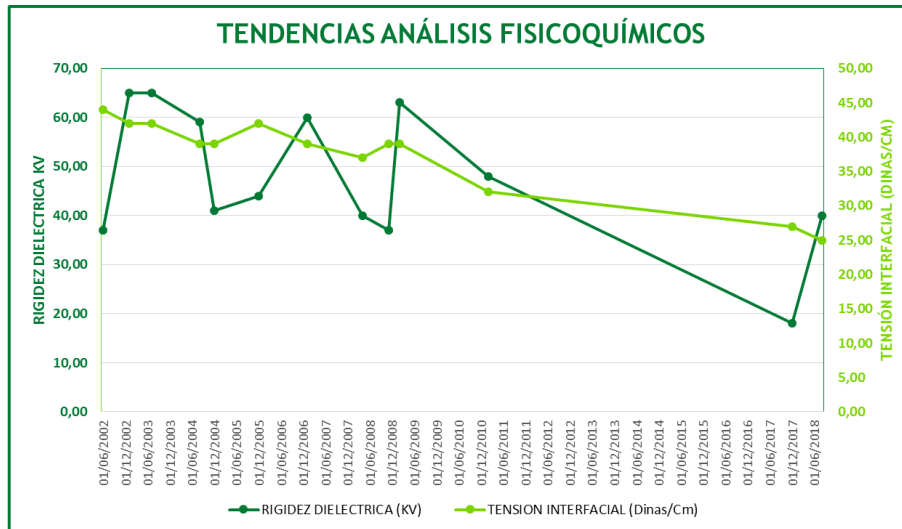


Figura 81. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U1.

Los valores de rigidez dieléctrica, tensión interfacial y contenido de agua han sido muy variables, llegando a valores cuestionables e inaceptables [22], en los resultados de la última prueba estos valores son cercanos a los límites de aceptabilidad, a excepción del contenido de agua, por lo que hay que continuar haciendo estudios e interviniendo este equipo con mantenimiento regular.

6.2.1.3 Transformador de aislamiento unidad 1

6.2.1.3.1 Factor de potencia

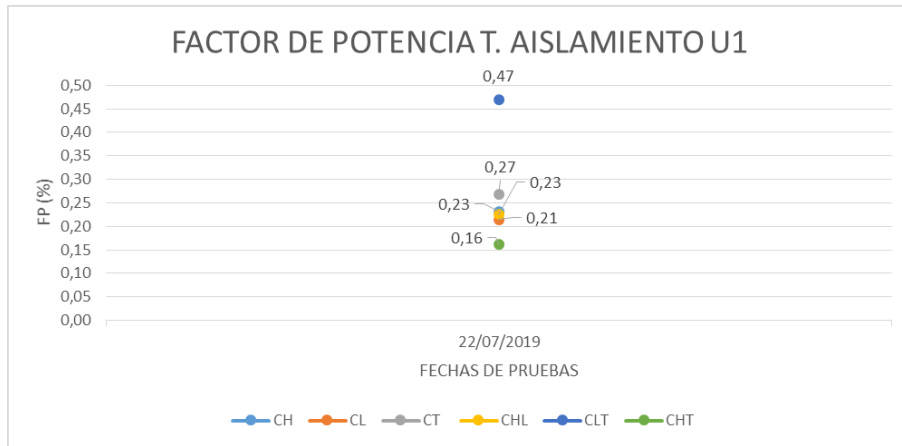


Figura 82. FP transformador de aislamiento U1.

El FP en ningún devanado sin importar el tipo de conexión para la medida arroja resultados mayores al 0.5% [15] por lo que siempre se encuentran en los parámetros, y son resultados ya corregidos por temperatura.

6.2.1.3.2 Índice de polarización

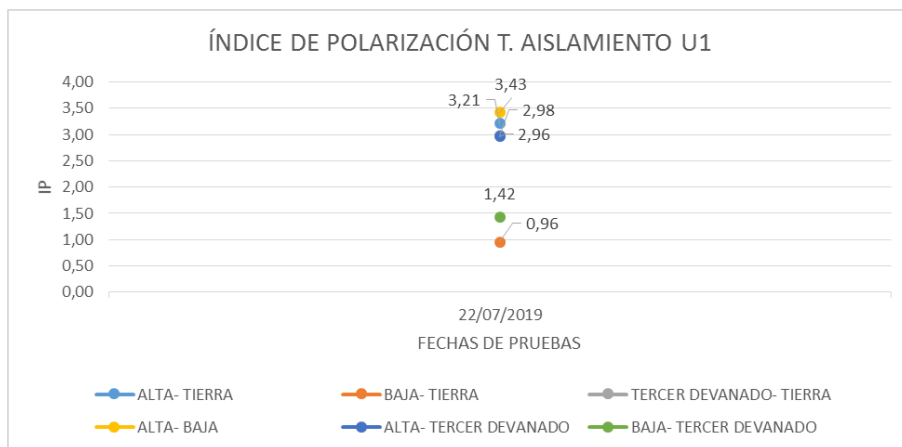


Figura 83. IP transformador de aislamiento U1.

Los IP's entre baja y el tercer devanado, y entre baja y tierra, muestran valores bajos por lo que se propone mantenimiento (secado y limpieza) para aumentar estos valores, el resto de las conexiones y devanados muestran valores por encima de 2 [12].

6.2.1.3.3 Resistencia de devanados

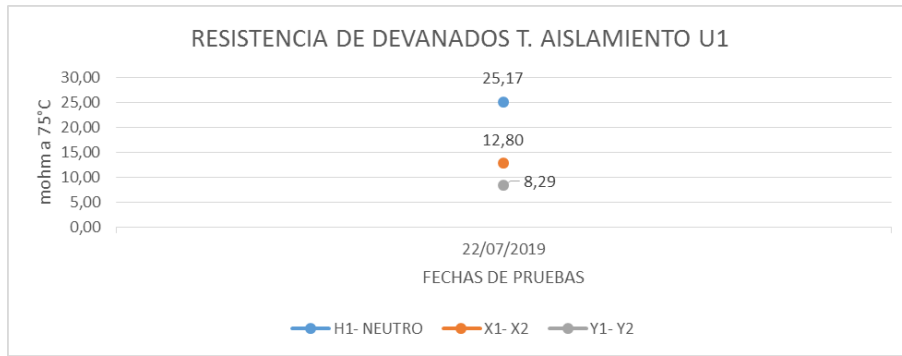


Figura 84. Resistencia de devanados transformador de aislamiento U1.

No se tiene como tomar variaciones como dice la norma [18] porque solo se tiene una prueba en el estudio, se propone nueva prueba.

6.2.1.3.4 Análisis cromatográfico

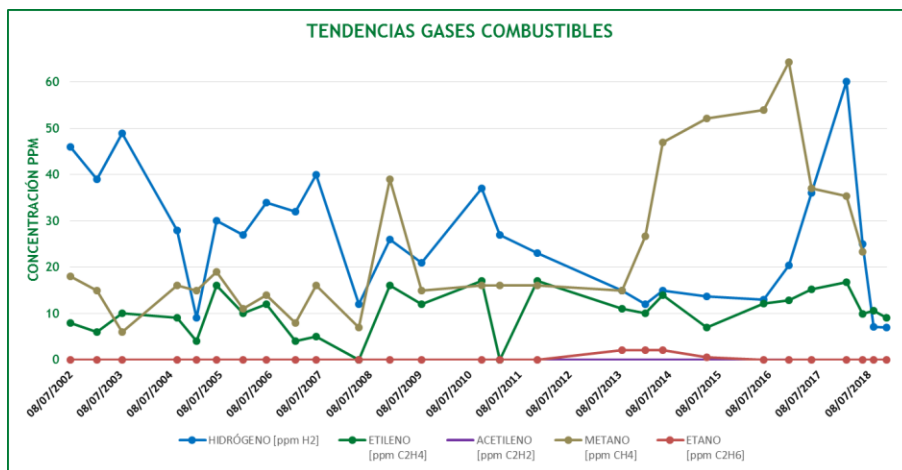


Figura 85. Cromatografía transformador de aislamiento U1.

Según la tabla 4 de la norma IEEE Std C57.104-2008 [20] los valores de todos los gases combustibles están por debajo de los rangos de la condición 1 donde los gases en transformador están en rangos de normalidad.

6.2.1.3.5 Análisis físico-químico

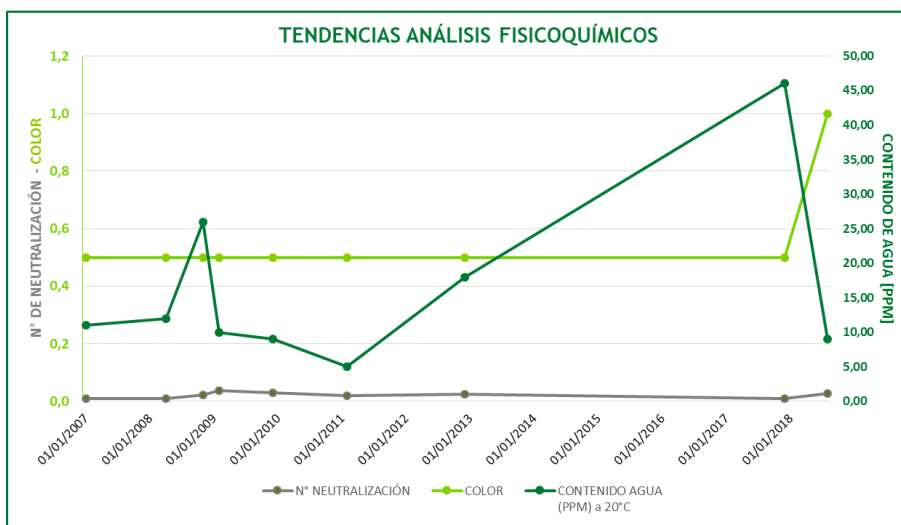
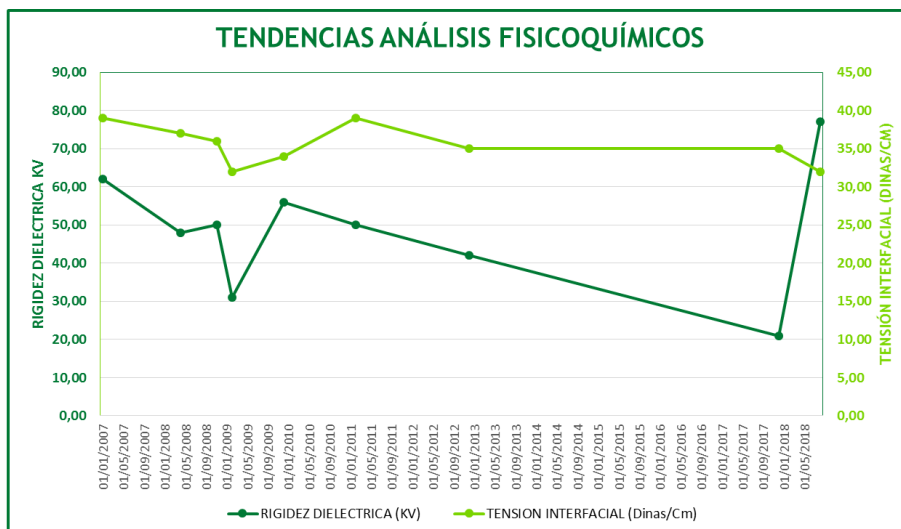


Figura 86. Análisis fisicoquímico transformador de aislamiento U1.

La rigidez dieléctrica tuvo valores alarmantes pero se lograron controlar haciendo filtrado del aceite y volviéndolo a un estado de normalidad [22], la tensión interfacial se muestra en los límites de normalidad.

6.2.2 Transformadores unidad 2

6.2.2.1 Transformador principal unidad 2

6.2.2.1.1 Análisis cromatográfico

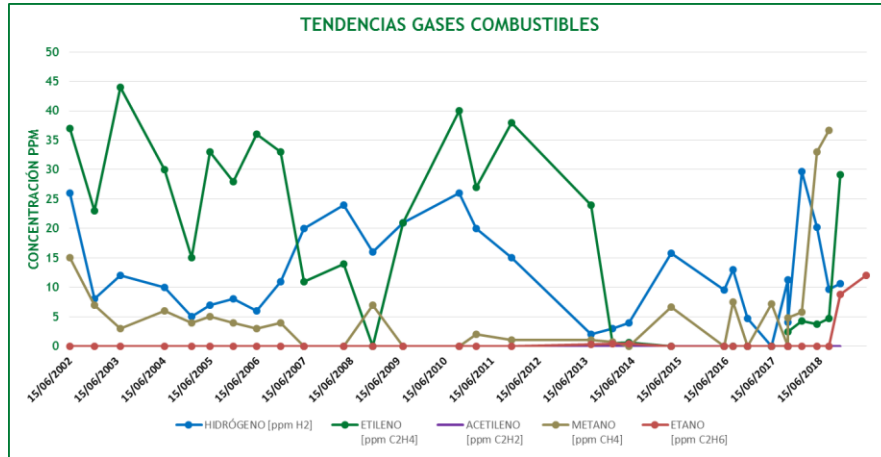


Figura 87. Cromatografía transformador principal U2.

Los valores de los gases se mantienen en los rangos de la condición 1 [20] donde los gases del transformador están en un estado de normalidad.

6.2.2.1.2 Análisis físico-químico

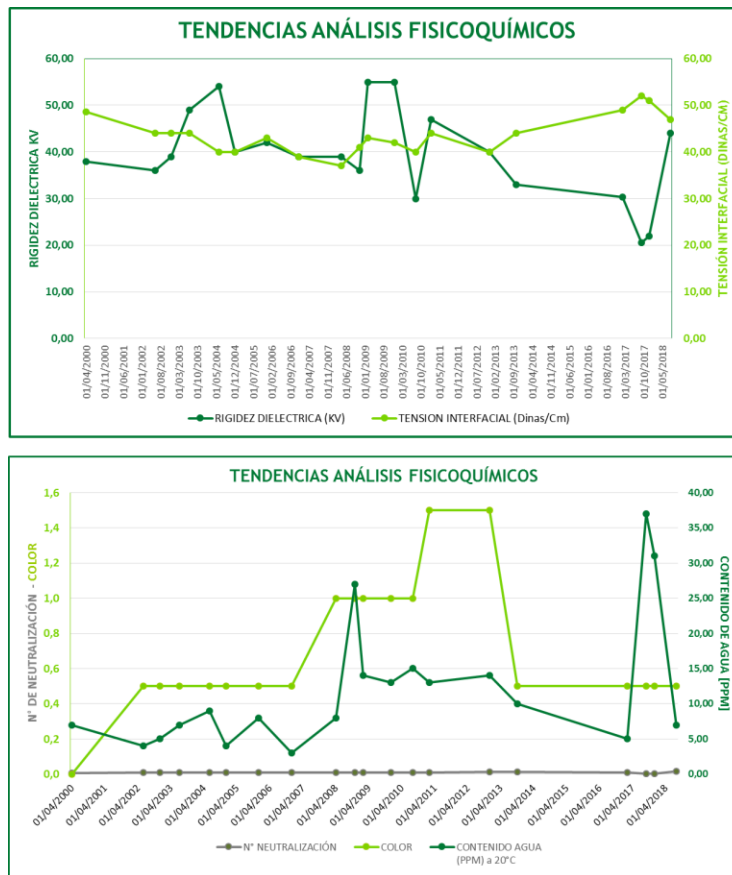


Figura 88. Análisis físicoquímico transformador principal U2.

La rigidez dieléctrica, la tensión interfacial y el contenido de agua han tenido niveles cuestionables e inaceptables [22] a lo largo de su historia pero se han devuelto a valores de normalidad.

6.2.2.2 Transformador auxiliar unidad 2

6.2.2.2.1 Factor de potencia

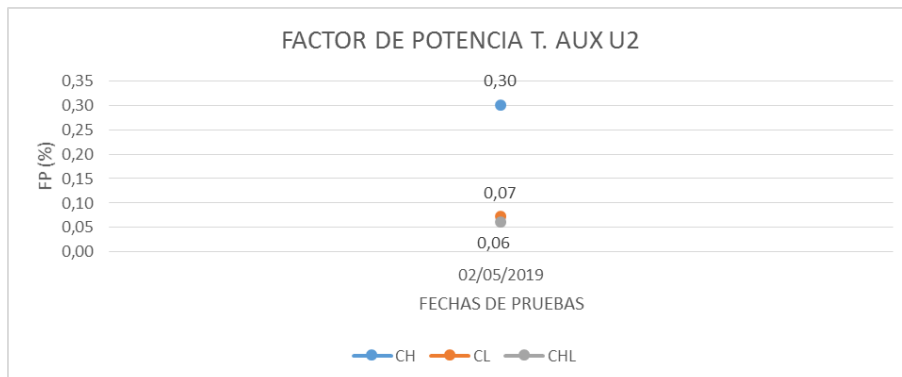


Figura 89. FP transformador auxiliar U2.

Ninguna de las conexiones de prueba para los devanados muestra FP por encima del límite de normalidad [15].

6.2.2.2.2 Índice de polarización

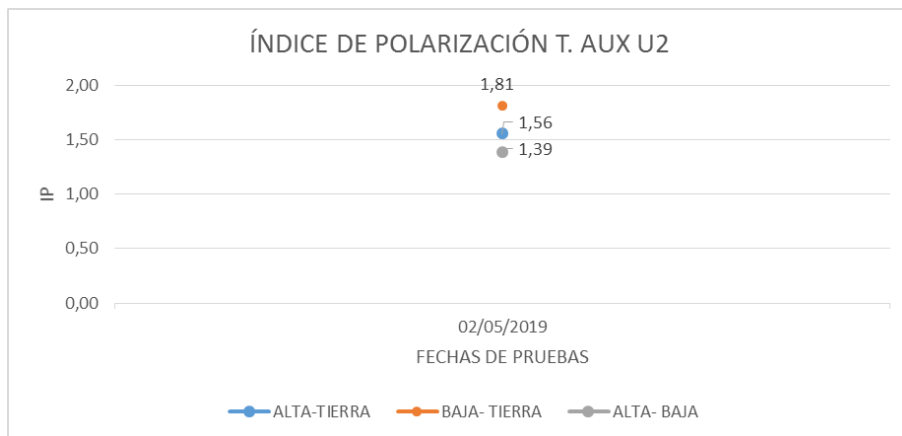


Figura 90. IP transformador auxiliar U2.

Las conexiones muestran valores de IP por debajo del límite mínimo [12], se propone reajuste y limpieza a bujes y conexiones y tornillería.

6.2.2.2.3 Resistencia de devanados

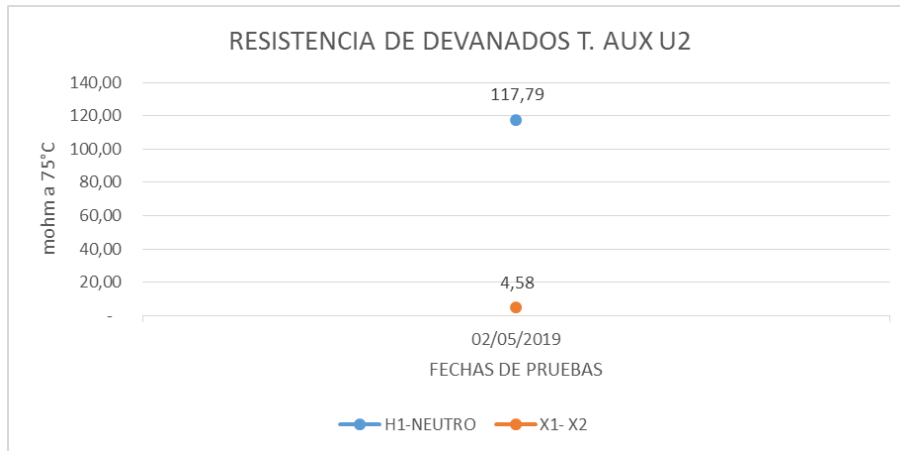


Figura 91. Resistencia de devanados transformador auxiliar U2.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.2.2.4 Análisis cromatográfico

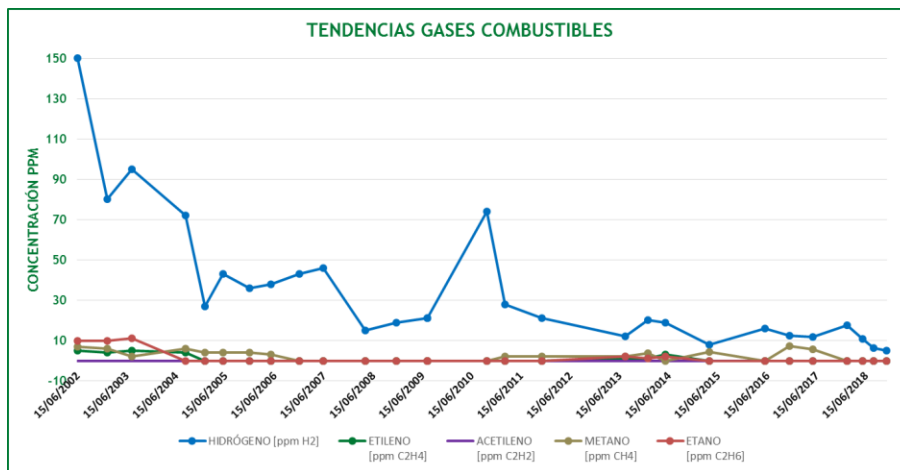


Figura 92. Cromatografía transformador auxiliar U2.

En un comienzo el hidrogeno daba valores altos por lo que encendió las alarmas, y aunque volvió a valores de la condición 1 [20], los procedimientos que se realizaron pudieron haber sido filtrado del aceite, entre otros, hoy día los valores de los gases están dentro de los rangos de la condición 1 [20].

6.2.2.2.5 Análisis físico-químico

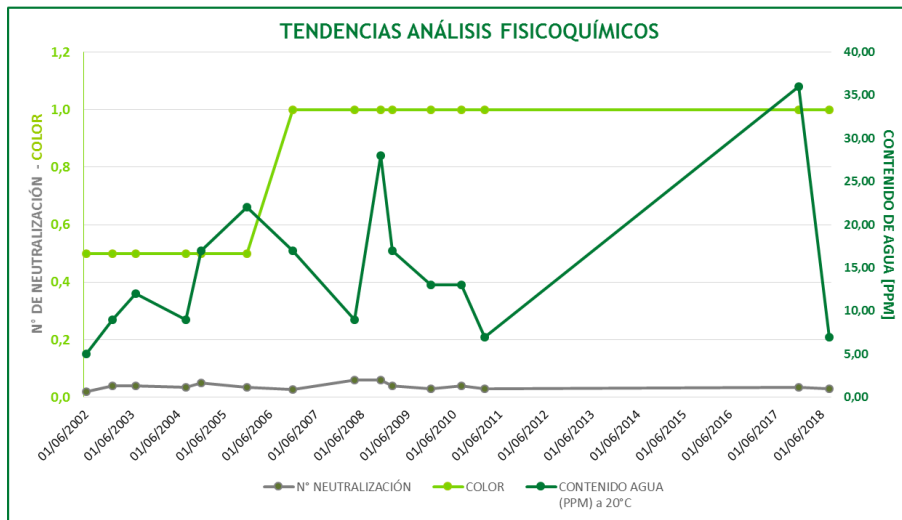
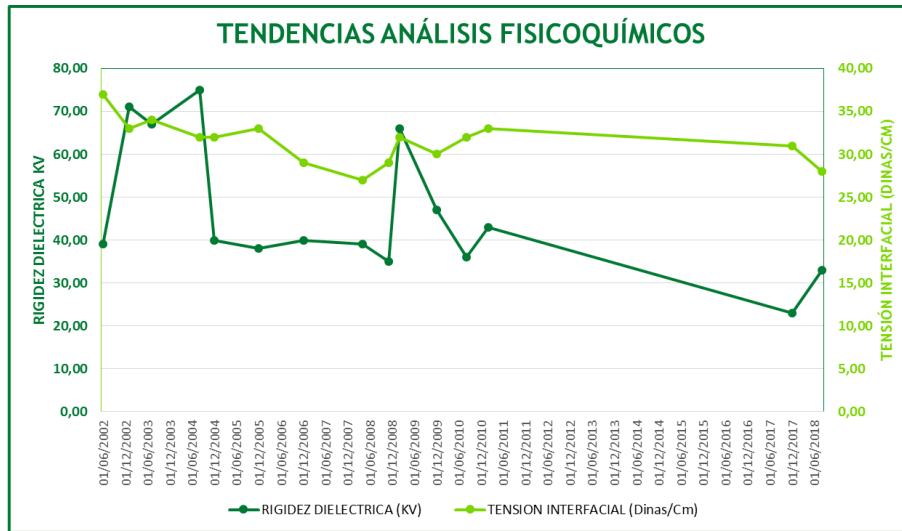


Figura 93. Análisis físico-químico transformador auxiliar U2.

La tensión interfacial y la rigidez dieléctrica muestran valores cuestionables [22], por lo que se propone una mayor supervisión a este estado.

6.2.2.3 Transformador de aislamiento unidad 2

6.2.2.3.1 Factor de potencia

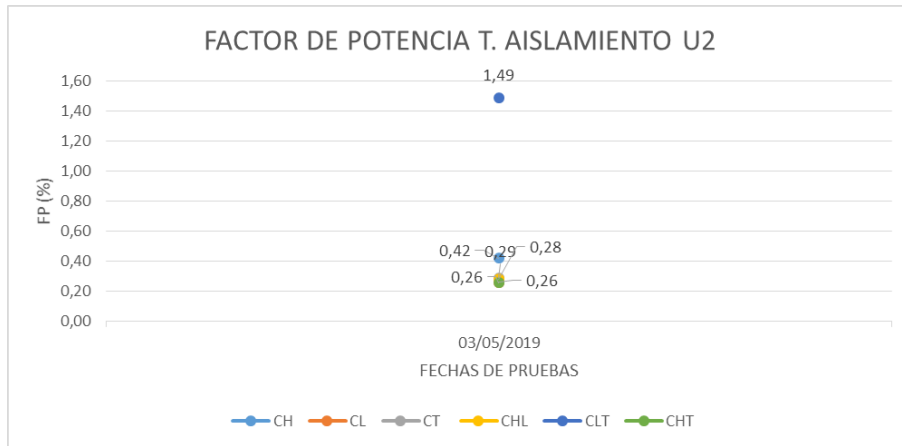


Figura 94. FP transformador de aislamiento U2.

EL valor de FP para la conexión entre los devanados de baja (segundo y tercer devanado) muestra deterioro excesivo [15], por lo que se propone un mantenimiento al aislamiento o búsqueda de malos contactos para volver a valores de normalidad.

6.2.2.3.2 Índice de polarización

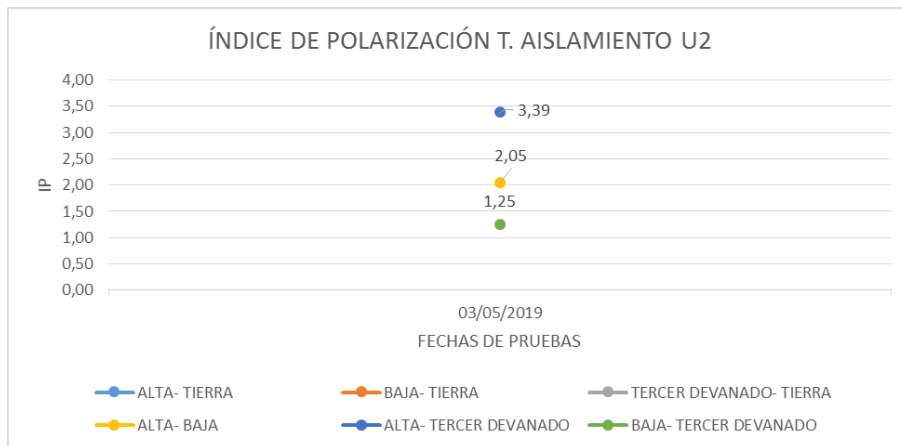


Figura 95. IP transformador de aislamiento U2.

La conexión baja-tercer devanado muestra valor por debajo del mínimo [12], se propone inspección, para las demás conexiones sin resultados, se proponen pruebas.

6.2.2.3.3 Resistencia de devanados

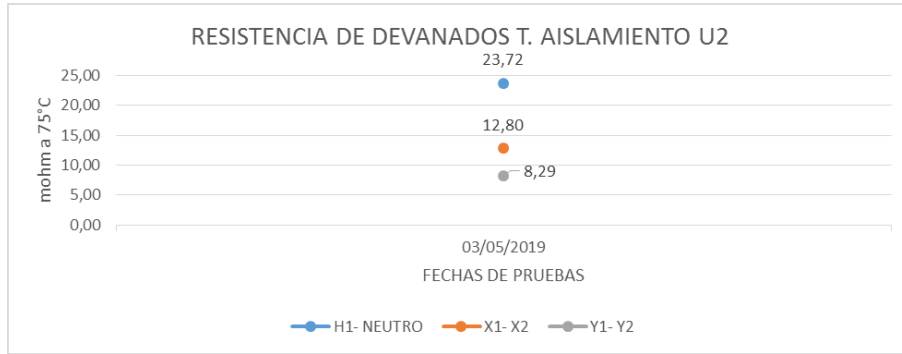


Figura 96. Resistencia de devanados transformador de aislamiento U2.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.2.3.4 Análisis cromatográfico

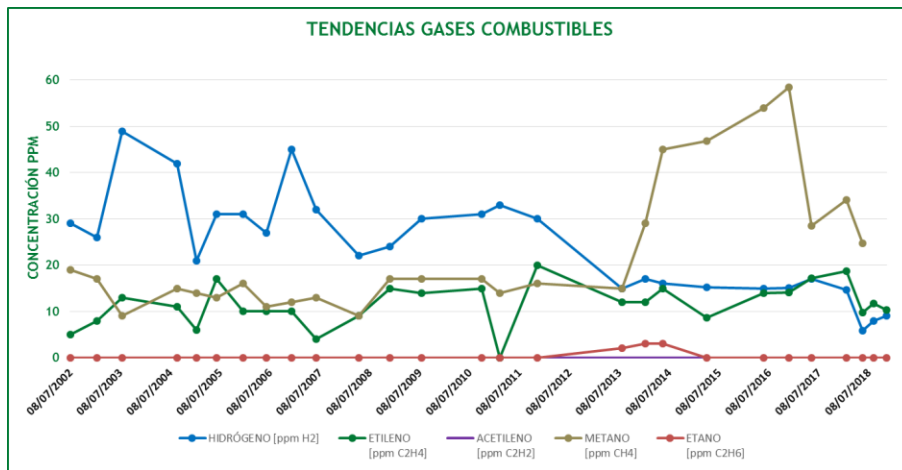


Figura 97. Cromatografía transformador de aislamiento U2.

Todos los valores de los gases combustibles están dentro de los rangos de la condición 1 [20].

6.2.2.3.5 Análisis físico-químico

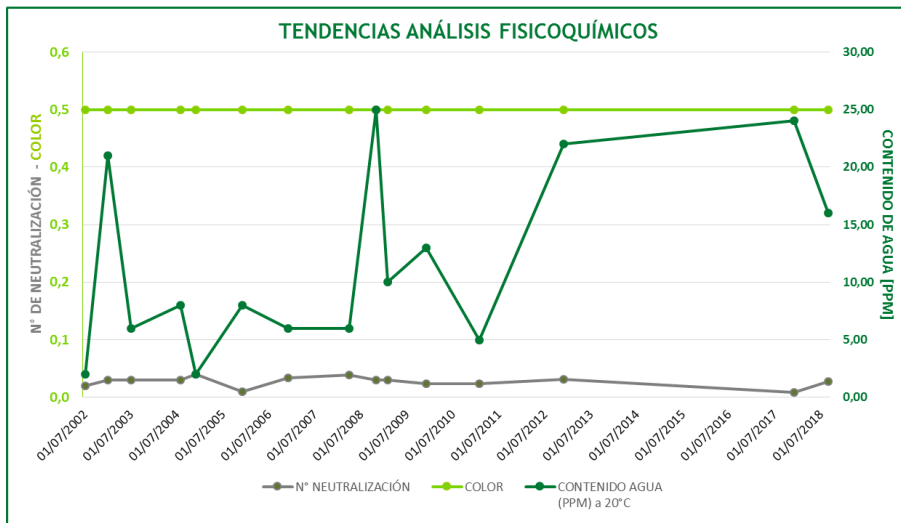
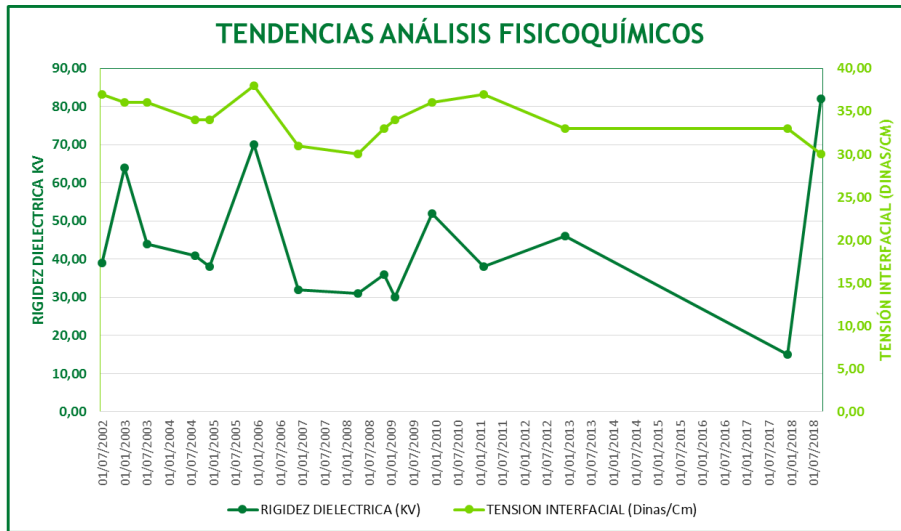


Figura 98. Análisis fisicoquímico transformador de aislamiento U2.

La rigidez dieléctrica ha llegado a valores por debajo de lo normal pero se ha vuelto a subir gracias a las intervenciones hechas al aceite, la tensión interfacial está en valores límites inferiores de normalidad [22].

6.2.3 Transformadores unidad 3

6.2.3.1 Transformador principal unidad 3

6.2.3.1.1 Factor de potencia

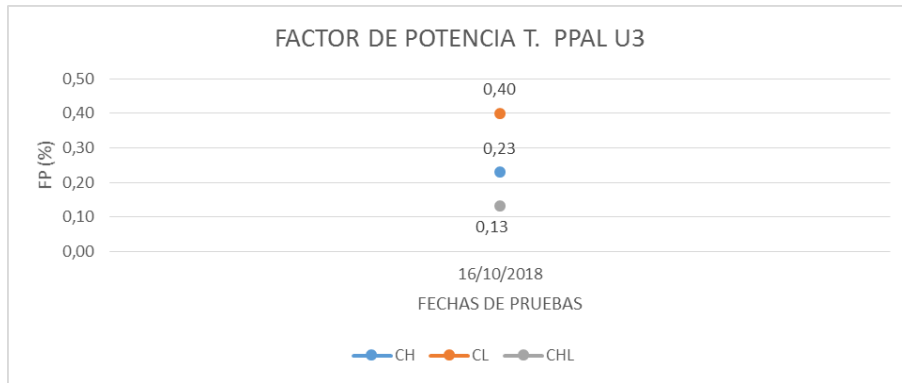


Figura 99. FP transformador principal U3.

Valores por debajo del 0.5% [15], presenta normalidad.

6.2.3.1.2 Índice de polarización

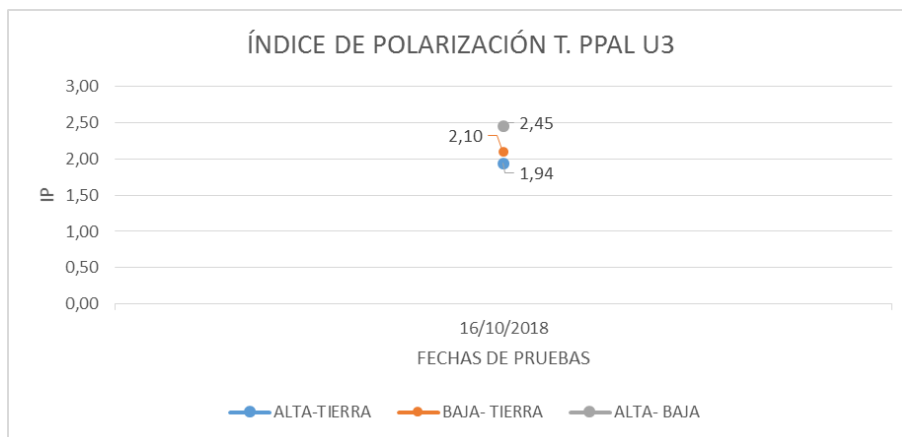


Figura 100. IP transformador principal U3.

El IP entre alta-tierra está por debajo del mínimo valor aceptado [12] pero muy cerca, se propone inspección.

6.2.3.1.3 Resistencia de devanados

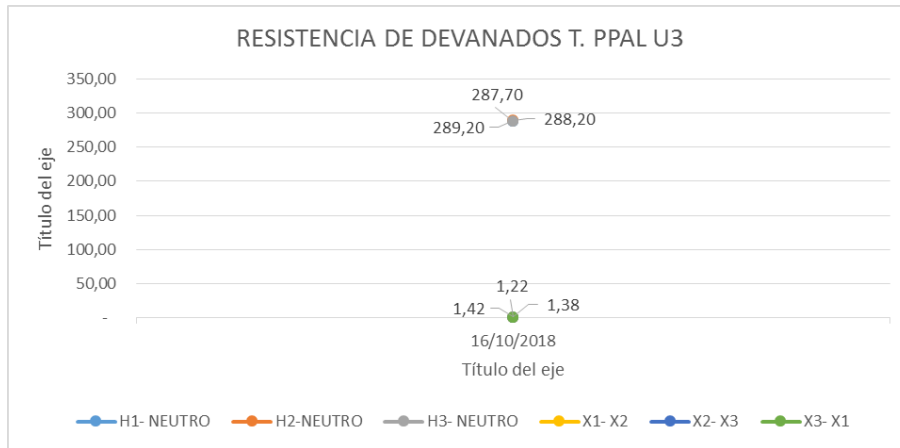


Figura 101. Resistencia de devanados transformador principal U3.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.3.1.4 Análisis cromatográfico

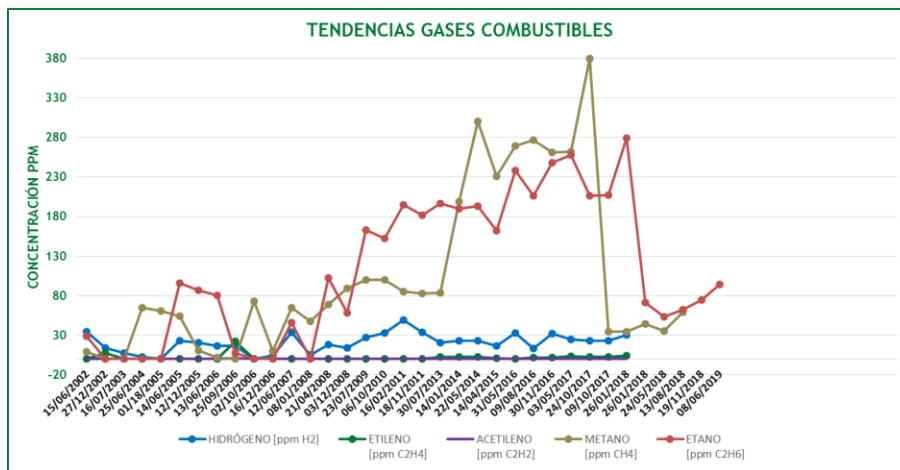


Figura 102. Cromatografía transformador principal U3.

Hasta hace poco el metano y el etano tenían valores que encendían alarmas ya que estaban por fuera de la condición 1 [20], se realizan labores de filtrado del aceite y se disminuyen notablemente estos valores, hoy día el transformador muestra valores normales pero el etano muestra una pendiente de subida a la que hay que prestarle atención.

6.2.3.1.5 Análisis físico-químico

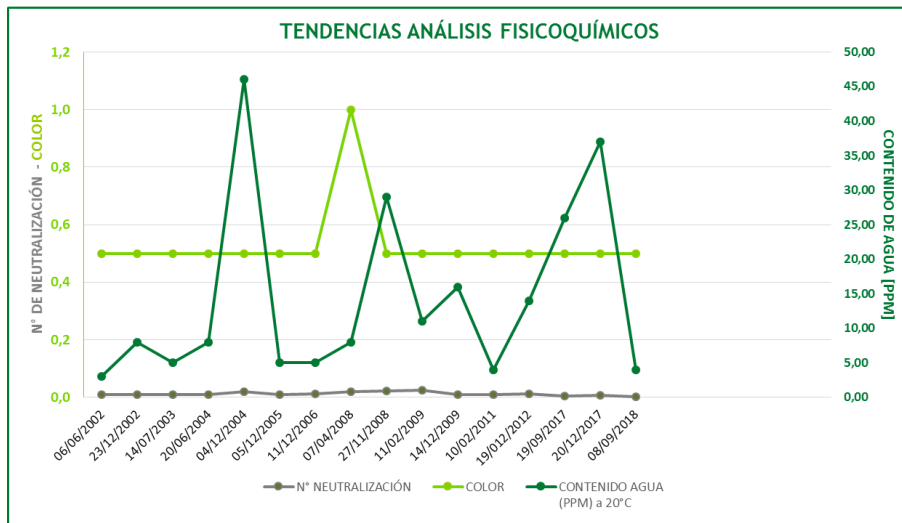
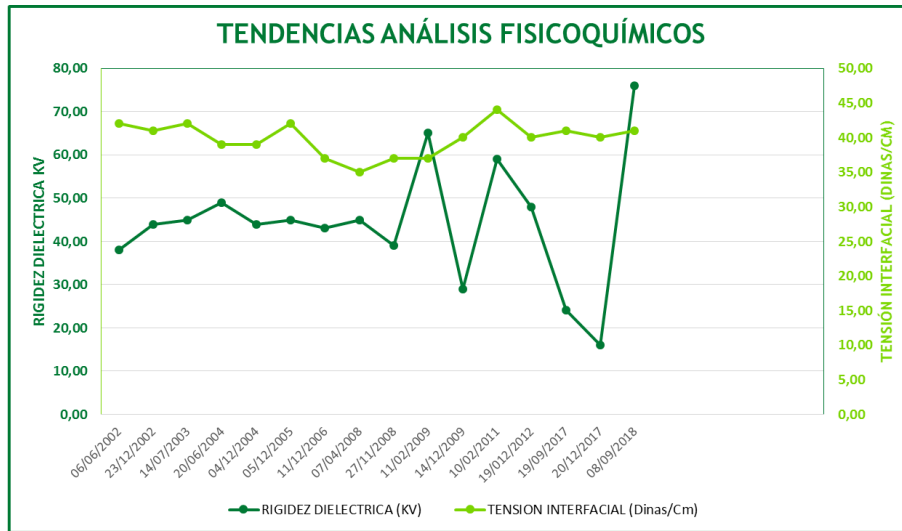


Figura 103. Análisis fisicoquímico transformador principal U3.

La rigidez dieléctrica y el contenido de agua han variado mucho en su historia, por lo que son variables de constante monitoreo, que según la última prueba están en valores aceptables [22].

6.2.3.2 Transformador auxiliar U3-1

6.2.3.2.1 Análisis cromatográfico

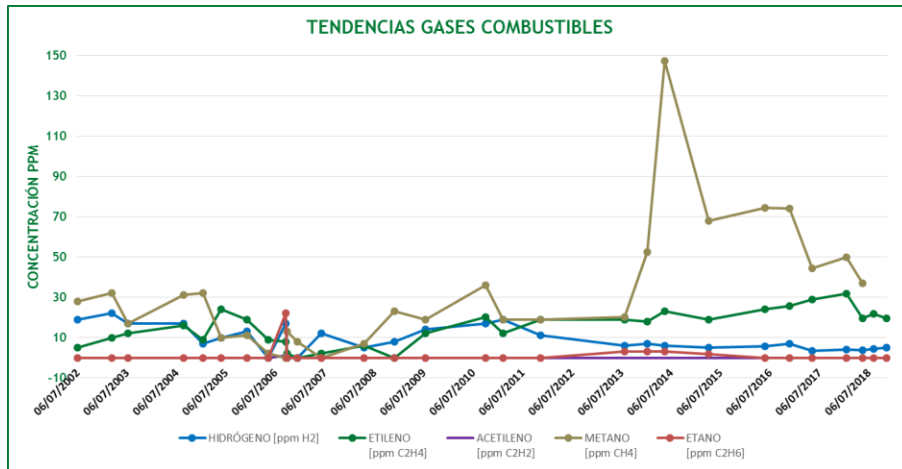


Figura 104. Cromatografía transformador auxiliar U3-1.

6.2.3.2.2 Análisis físico-químico

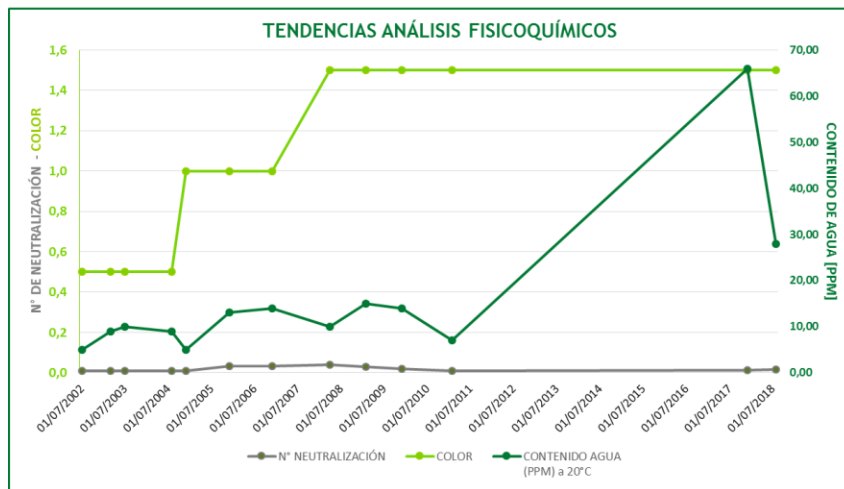
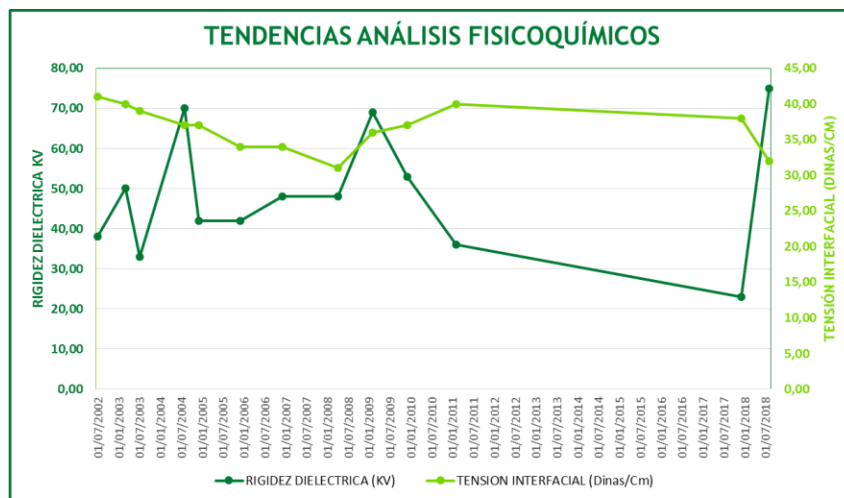


Figura 105. Análisis físico-químico transformador auxiliar U3-1.

La rigidez dieléctrica ha variado y alcanzado valores inaceptables, y según la última prueba está en valores aceptables pero se debe monitorear porque estos valores tienden a bajar, el contenido de agua se encuentra en valores cercanos al límite inferior de normalidad [22].

6.2.3.3 Transformador auxiliar U3-2

6.2.3.3.1 Factor de potencia

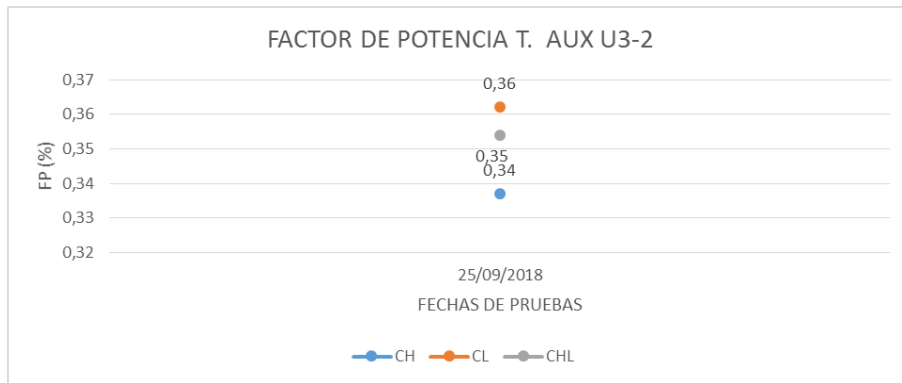


Figura 106. FP transformador auxiliar U3-2.

Valores por debajo del 0.5%, presenta normalidad.

6.2.3.3.2 Índice de polarización

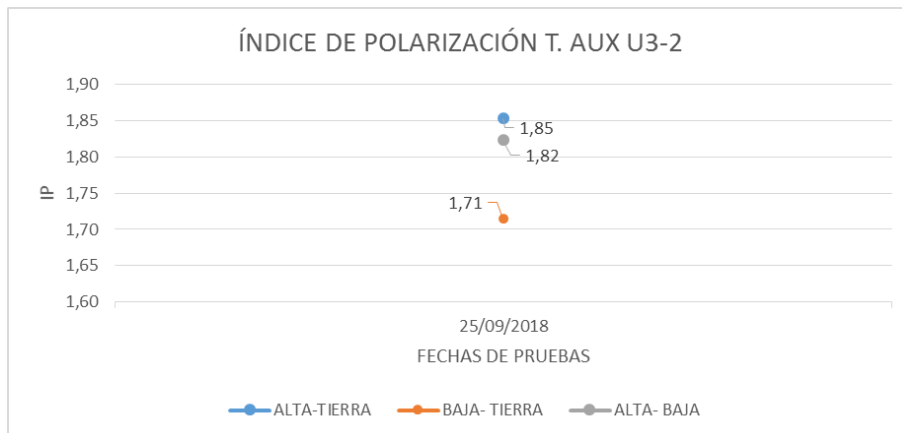


Figura 107. IP transformador auxiliar U3-2.

Las conexiones muestran IP's por debajo del valor mínimo [12], se propone inspección (reajuste, limpieza).

6.2.3.3.3 Resistencia de devanados

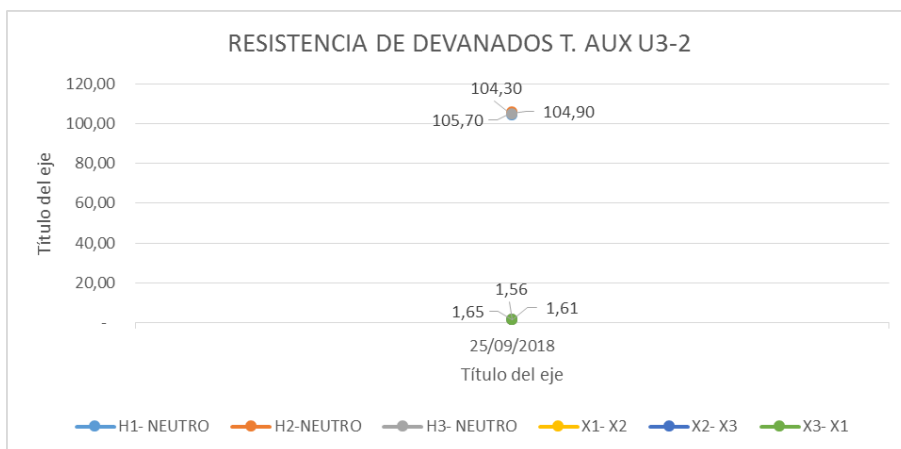


Figura 108. Resistencia de devanados transformador auxiliar U3-2.

No se pueden analizar variaciones (menores al 2% [18]) con una sola prueba en el registro, se propone nueva prueba.

6.2.3.3.4 Análisis cromatográfico

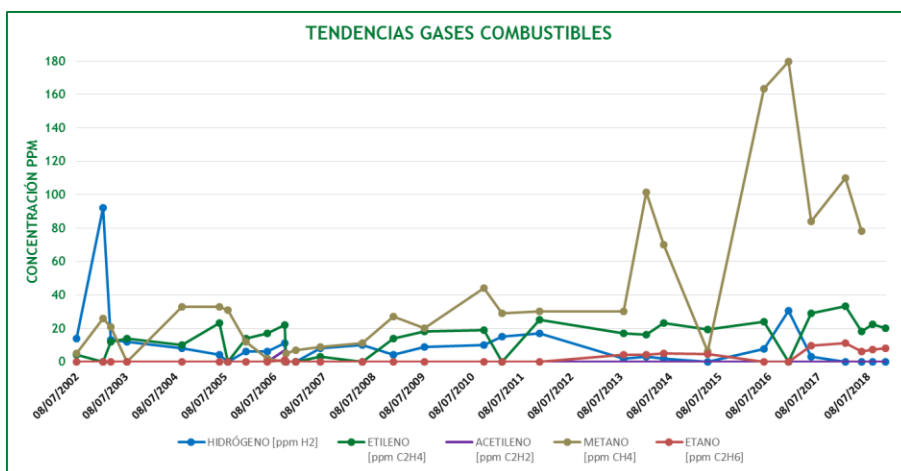


Figura 109. Cromatografía transformador auxiliar U3-2.

El metano muestra valores altos en sus últimas pruebas por lo que hay que mantenerlo en estudio para que no se mantenga en estos valores y por encima de la condición 1 [20], el resto de gases están dentro de los rangos.

6.2.3.3.5 Análisis físico-químico

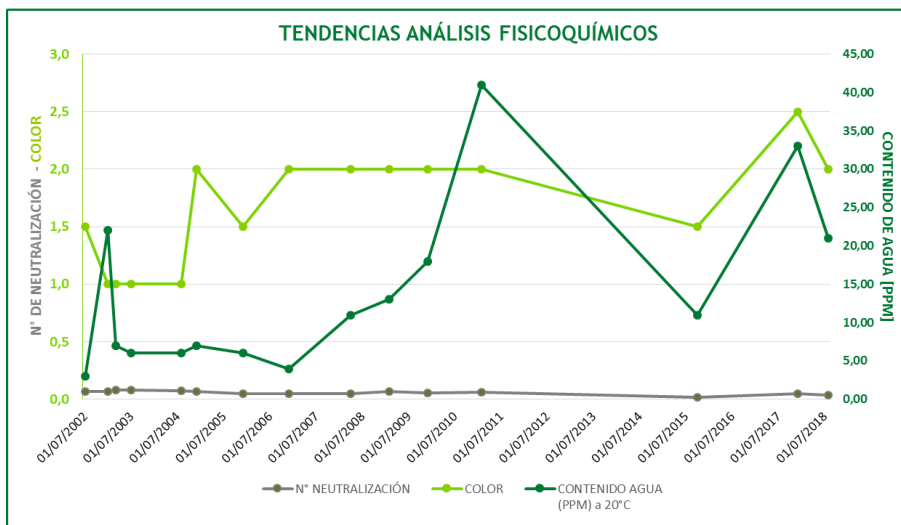
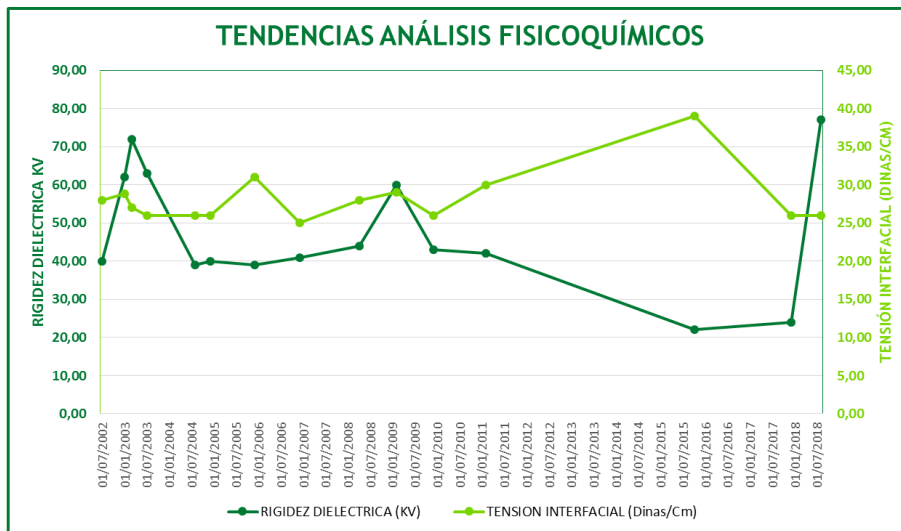


Figura 110. Análisis fisicoquímico transformador auxiliar U3-2.

La rigidez dieléctrica, la tensión interfacial y el contenido de agua han variado mucho y llegaron a niveles cuestionables, la tensión interfacial en la última prueba sigue en valores cuestionables mientras la rigidez y el contenido de agua volvieron a la normalidad.

6.2.4 Transformador de reserva

6.2.4.1 Factor de potencia

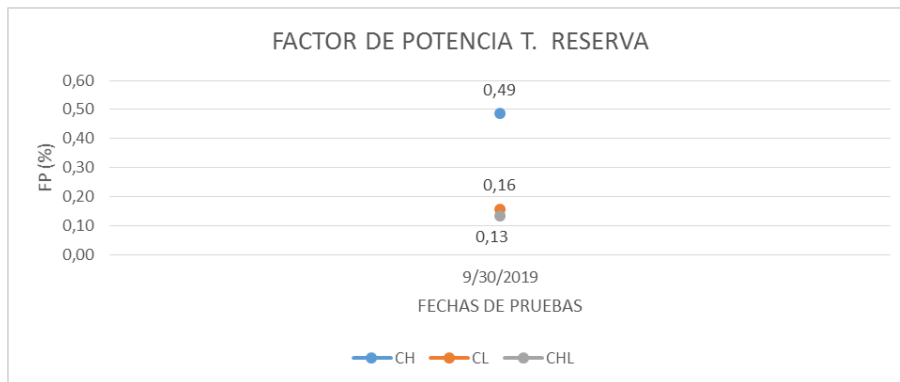


Figura 111. FP transformador de reserva.

El valor de FP en la conexión Alta-tierra está sobre el límite del buen estado entrando al deterioro normal del aislamiento [15].

6.2.4.2 Análisis cromatográfico

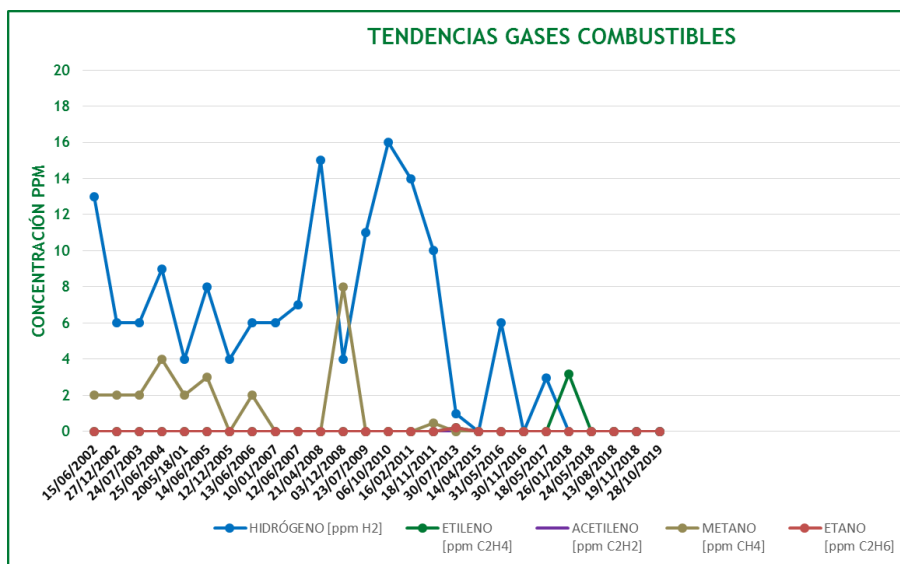


Figura 112. Cromatografía transformador de reserva.

Todos los gases han mantenido a lo largo de su historia, valores dentro de los rangos de la condición 1 [20] donde el transformador debería trabajar con normalidad según esta prueba.

6.2.4.3 Análisis físico-químico

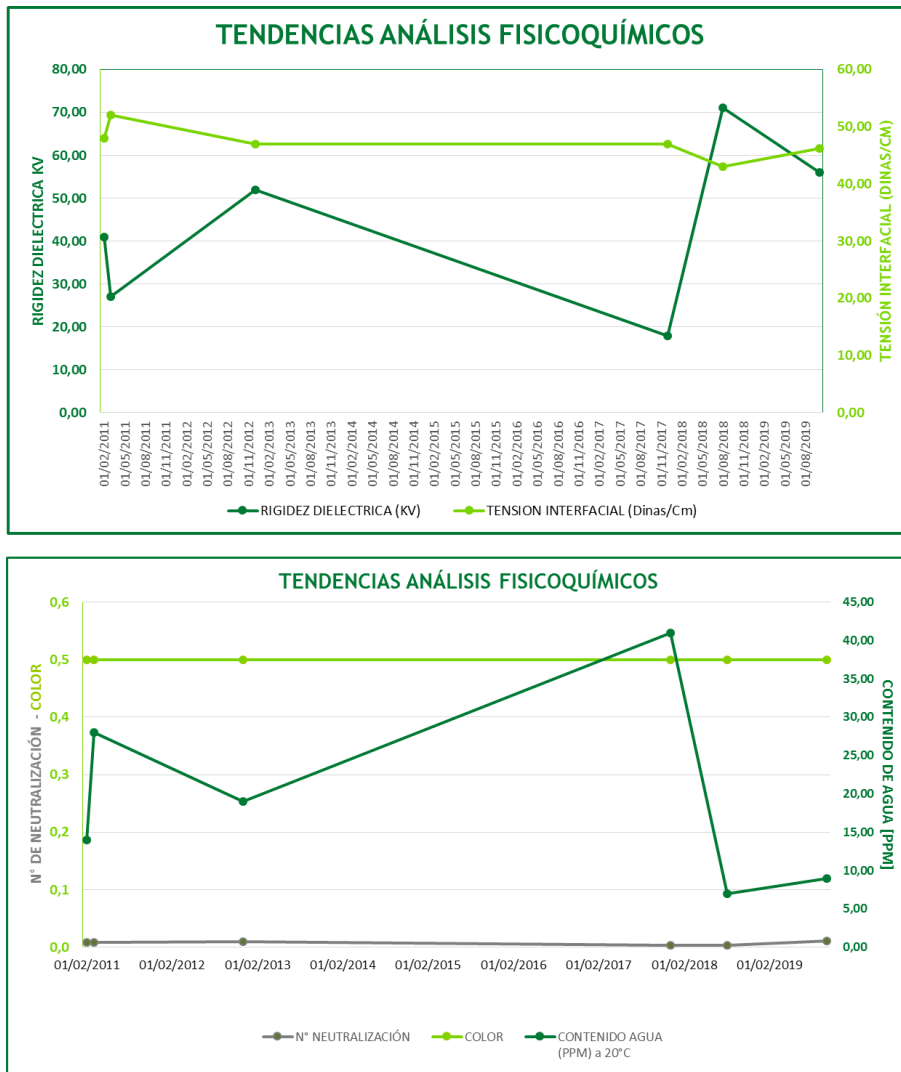


Figura 113. Análisis físico-químico transformador de reserva.

Entre los años 2017 y 2018 se vieron niveles cuestionables e inaceptables de rigidez dieléctrica y contenido de agua, se lograron controlar y devuelto a niveles normales [22].

6.2.5 Transformador de respaldo

6.2.5.1 Índice de polarización

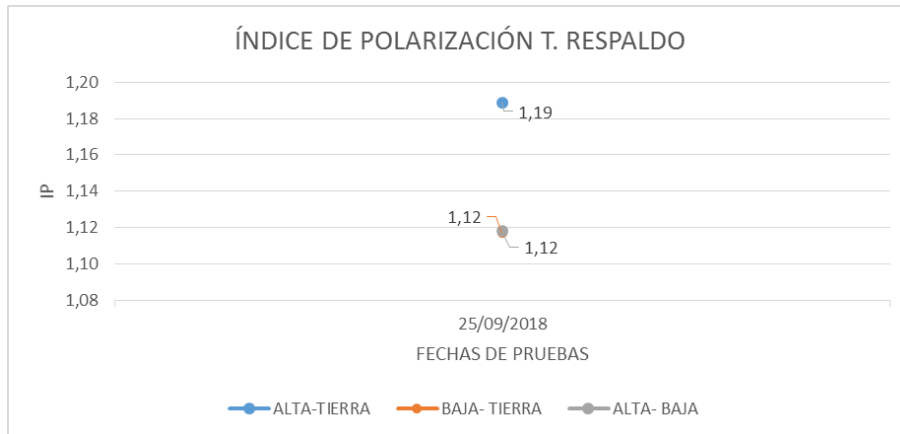


Figura 114. IP transformador de respaldo.

Valores alarmantes para IP [12] en todas las conexiones, se propone mantenimiento, reajuste de tornillería, limpieza de bujes y nuevas pruebas.

6.2.5.2 Análisis cromatográfico

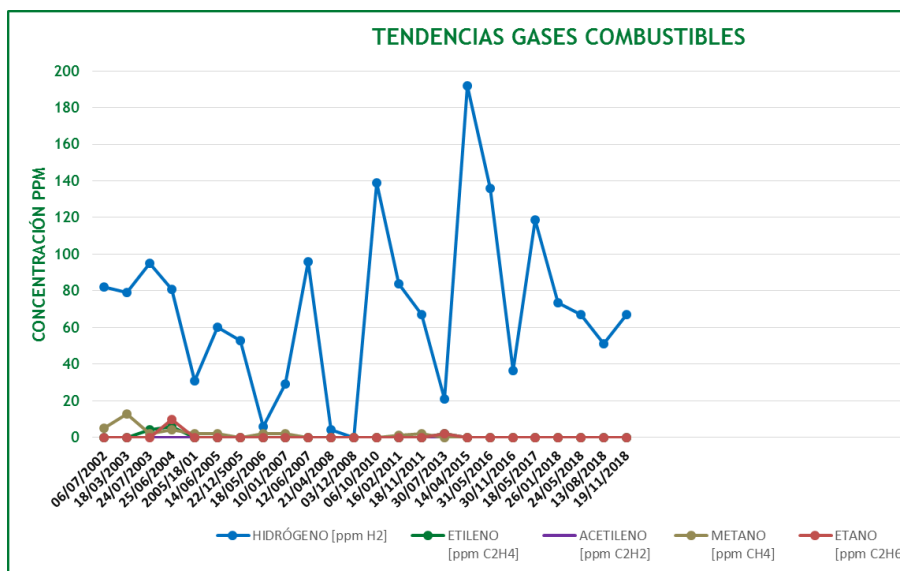


Figura 115. Cromatografía transformador de respaldo.

El hidrogeno ha variado mucho en toda la historia de este transformador, alcanzando valores por encima de los rangos normales, se debe seguir

haciéndole estudio para mantener el valor de este gas en los rangos de la condición 1 [20], el resto de los gases se mantienen en esta condición.

6.2.5.3 Análisis físico-químico

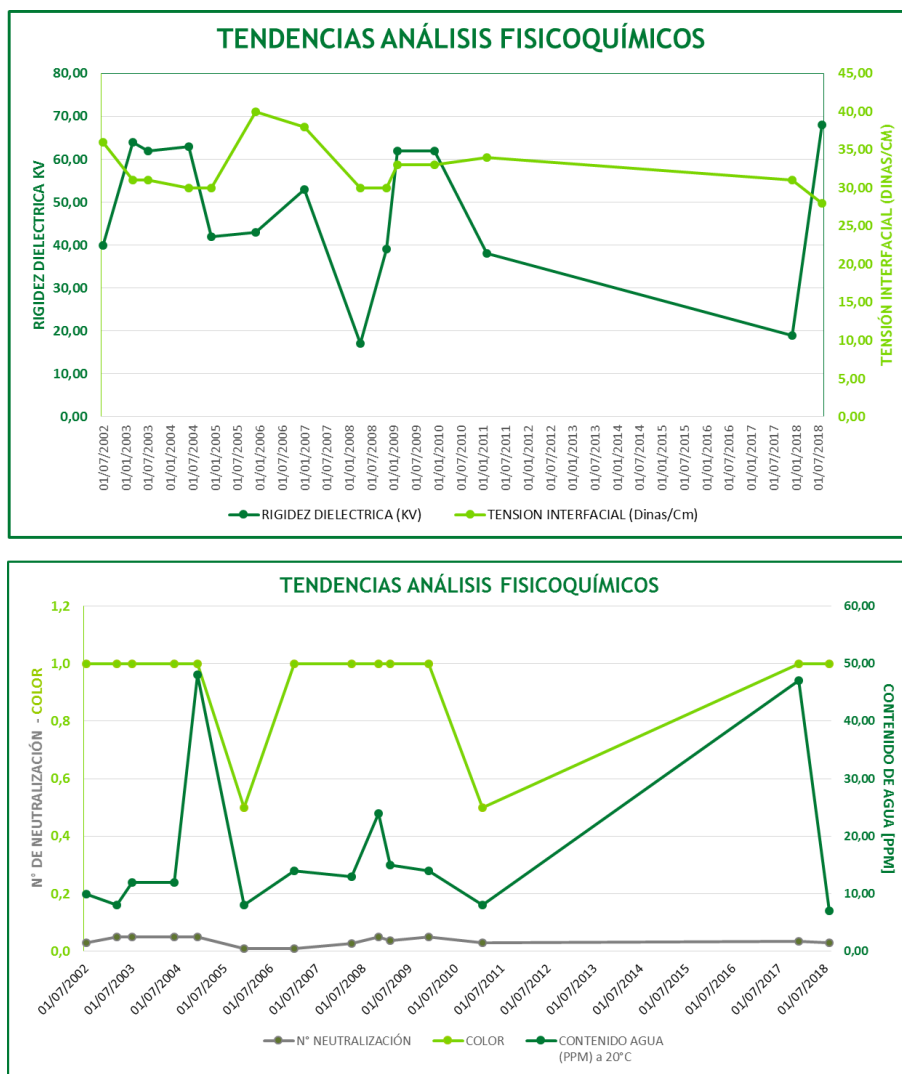


Figura 116. Análisis físico-químico transformador de respaldo.

La rigidez dieléctrica y el contenido de agua han mostrado variaciones, alcanzando niveles inaceptables [22], por lo que han intervenido el aceite y devuelto a valores normales.

6.3 Interruptores 52G

Las pruebas de calidad del gas SF₆ en los interruptores se realizaron el 27 de agosto de 2019 y la última prueba para el interruptor 52G de la unidad 3 se realizó el 11 de noviembre de 2019.

Los valores de presión SF₆ varían con la temperatura para considerarse normales de funcionamiento, por lo que se tienen la gráfica en la figura 117 [30] del manual de mantenimiento de estos interruptores, donde se pueden visualizar estas variaciones y comprobar si se encuentran en rangos normales de operación.

6.3.1 Interruptor 52G unidad 1

Tabla 6. Resultados calidad del gas SF₆ interruptor 52GU1.

Equipo	Interruptor de máquina unidad 1			
Compartimiento	Presión kPa abs	Humidity ppmv	Frost point °C @ atm.p	Volume Sf6 %
Interruptor	626.7	54.32	- 47.3	98.8

6.3.2 Interruptor 52G unidad 2

Tabla 7. Resultados calidad del gas SF₆ interruptor 52GU2.

Equipo	Interruptor de máquina unidad 2			
Compartimiento	Presión kPa abs	Humidity ppmv	Frost point °C @ atm.p	Volume Sf6 %
Interruptor	660.1	48.62	- 48.2	98.8

6.3.3 Interruptor 52G unidad 3

Antes

Tabla 8. Resultados calidad del gas SF₆ interruptor 52GU3, antes.

Equipo	Interruptor de máquina unidad 3			
Compartimiento	Presión kPa abs	Humidity ppmv	Frost point °C @ atm.p	Volume Sf6 %
Interruptor	581.3	53.22	- 47.5	98..2

Después

Tabla 9. Resultados calidad del gas SF₆ interruptor 52GU3, después.

Equipo	Interruptor de máquina unidad 3			
Compartimiento	Presión kPa abs	Humidity ppmv	Frost point °C @ atm.p	Volume Sf6 %
Interruptor	639.1	63.41	- 46	99.8

6.3.4 Comparación presiones SF6 por interruptor

Tabla 10. Comparación presiones SF6 por interruptor

Interruptor 52G	kPa abs	PSIA	(°C)
U1	626,7	90,89531	47,3
U2	660,1	95,7396	48,2
U3 (Antes)	581,3	84,3106	47,5
U3 (Después)	639,1	92,6938	46

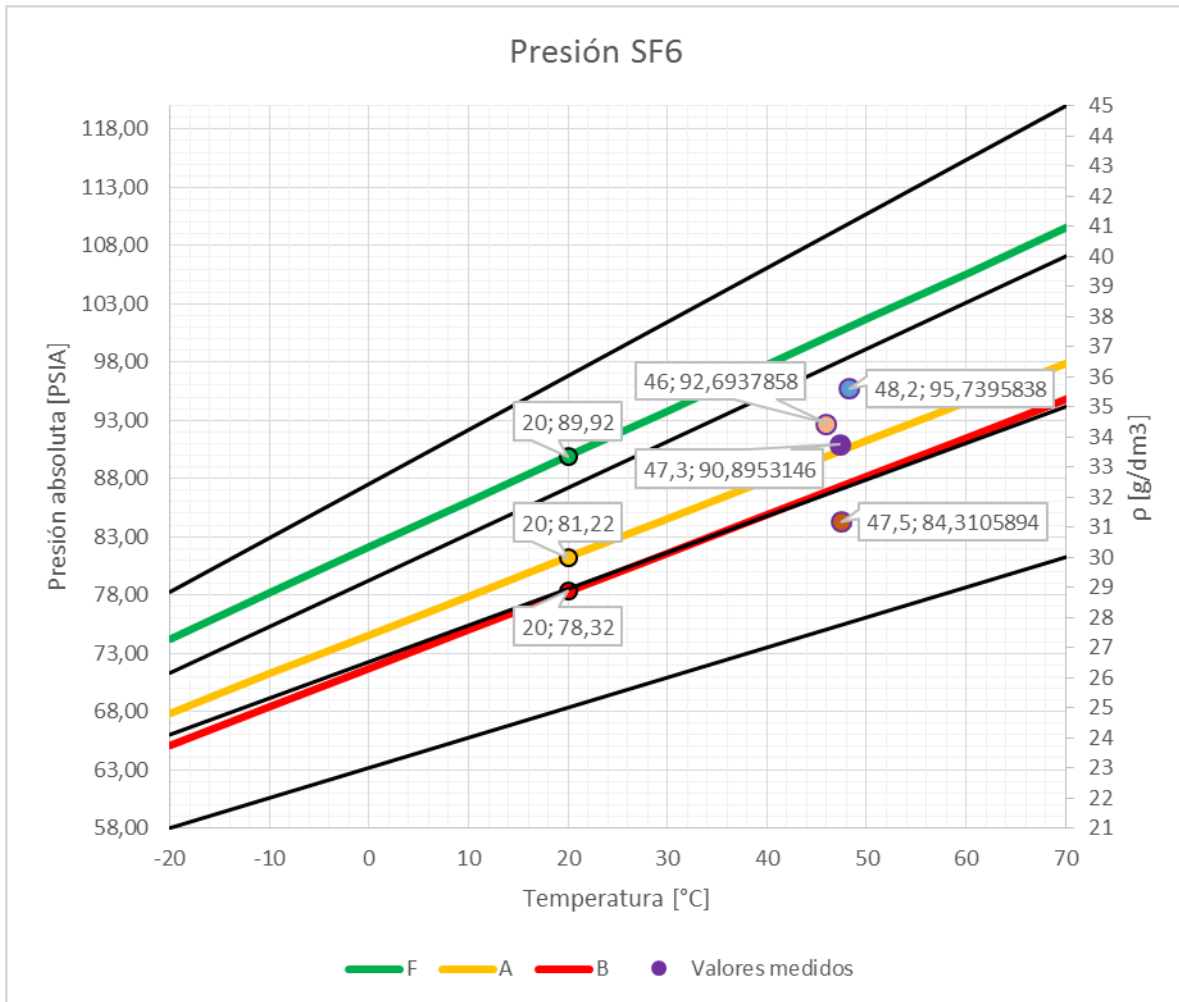


Figura 117. Gráfica de curvas de SF6 en interruptores y puntos de trabajo de cada interruptor 52G [30].

Tabla 11. Simbología y leyenda.

Símbolo	Leyenda
F	Presión nominal
A	Señal RELLENAR
B	Bloqueo CIERRE. APERTURA I &
ρ	Densidad de gas SF6

La presión de SF6 del interruptor 52G de la unidad 1 se muestra un valor que puede enviar una señal para rellenar, pero aún se encuentra en un estado de normalidad.

La presión de SF6 del interruptor 52G de la unidad 2, se encuentra en valores cercanos a los nominales, sin señales de rellenar.

En la primera prueba la presión de SF6 del interruptor 52G de la unidad 3 mostraba valores muy por debajo de los nominales, por lo que el sistema del interruptor estaba bloqueado por bajo nivel de SF6 y no se podía operar, por lo que se procede a hacer mantenimiento y llenado de SF6 al mismo para volver a valores nominales, en la siguiente prueba se muestra en valores incluso mejores que los del interruptor de la unidad 1.

6.4 Motores de media tensión

Las gráficas analizadas son arrojadas por el mismo analizador dinámico de motores EXP3000.

Las líneas amarillas delimitan rangos de normalidad (con el eje horizontal o entre líneas), entre una línea amarilla y una roja rangos de advertencia y por fuera de las líneas rojas indican rangos de peligrosidad si se continúa con el funcionamiento, las líneas negras son los valores de los resultados de las pruebas hechas.

Estos rangos se establecen en la norma ANSI/NEMA MG 1-2003 [31].

Para los motores de atomización de las unidades 1 y 2 y los motores FEED WATER 2001 y 2002, no se halló registro de pruebas en el analizador dinámico de motores EXP3000, por lo que se procede a analizar los resultados de los demás motores de media tensión.

6.4.1 Motores bombas de circulación

6.4.1.1 Motor bomba de circulación 9001

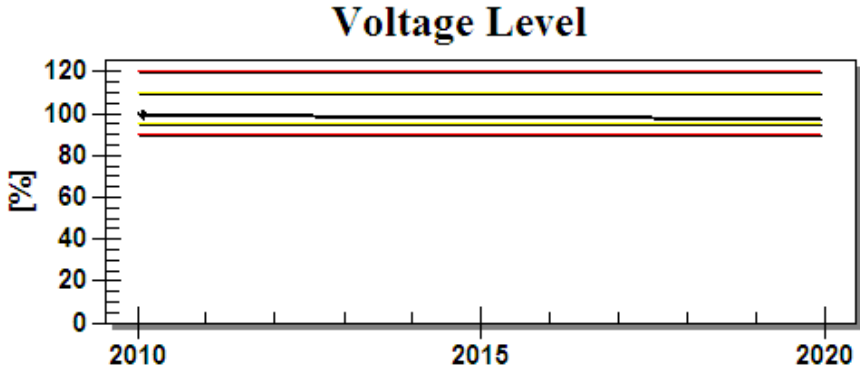


Figura 118. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9001.

Los niveles de voltaje de alimentación dan señal de que han disminuido pero se mantienen en los rangos de normalidad, se propone revisión de barraje y fuente de alimentación dado que el nivel se acerca a un límite de advertencia.

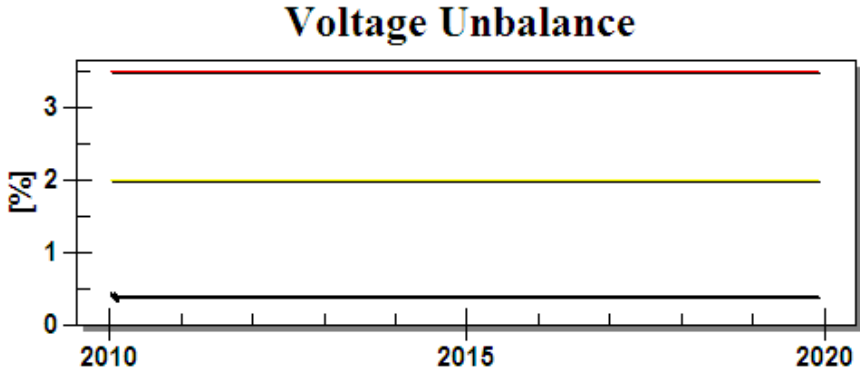


Figura 119. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9001.

Los desbalances de voltaje son normales.

Harmonic Distortion

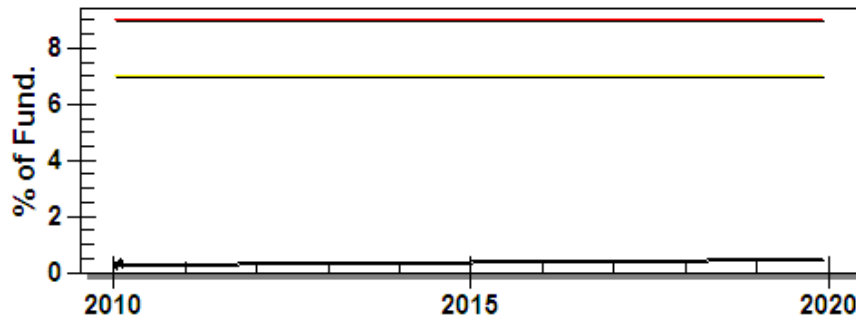


Figura 120. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9001.

La distorsión armónica generada por armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental está dentro de los rangos.

Total Harmonic Distortion

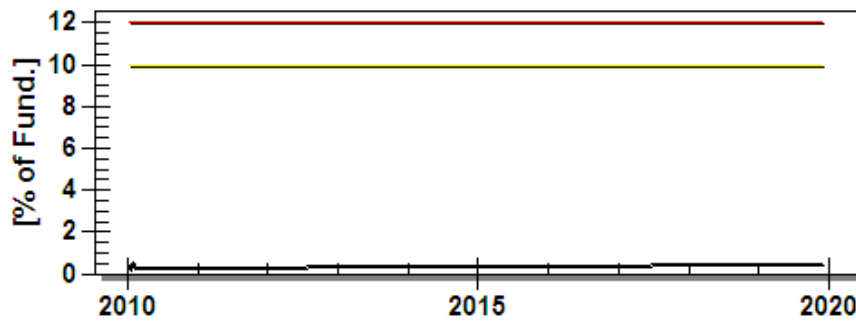


Figura 121. Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9001.

La distorsión armónica generada por armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental más los que no son múltiplos, está dentro de los rangos.

Nominal Current

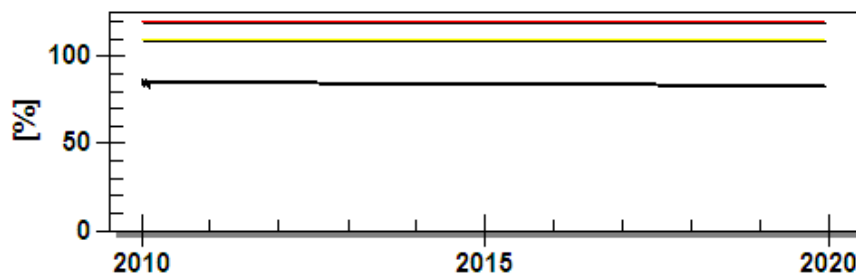


Figura 122. Corriente nominal motor bomba de circulación 9001.

La corriente de trabajo del motor de la bomba siempre ha trabajado por debajo de su corriente nominal e incluso disminuyendo (bajando carga), a un 80% o 90% de la nominal.

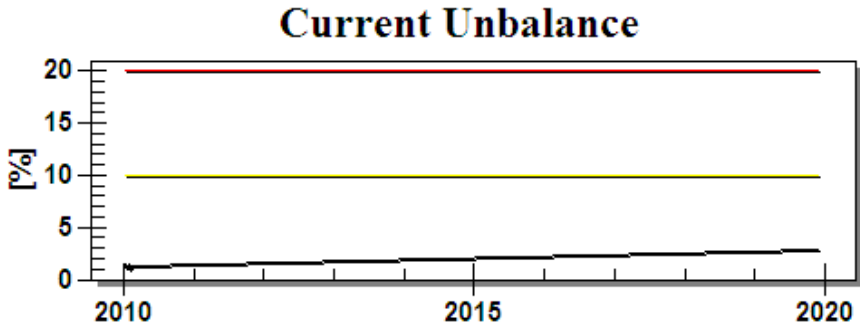


Figura 123. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9001.

El desbalance de corriente ha venido con una pendiente de subida pero aún se mantiene en los márgenes de normalidad.

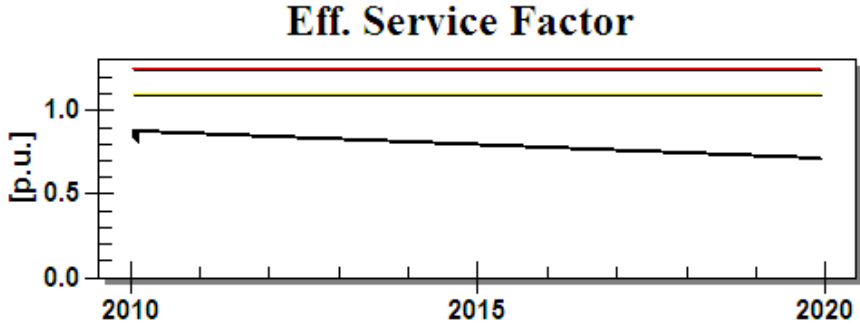


Figura 124. Factor de servicio motor bomba de circulación 9001.

El factor de servicio ha disminuido dado el uso entero de la planta y sus activos eléctricos principales, aparte de que no se usan estos motores a carga nominal.

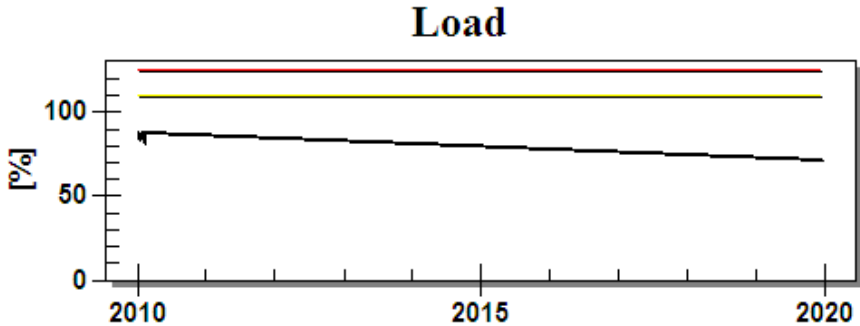


Figura 125. Carga motor bomba de circulación 9001.

Se logra visualizar que se ha venido disminuyendo la carga para el motor, cada vez más baja de la carga nominal.

6.4.1.2 Motor bomba de circulación 9002

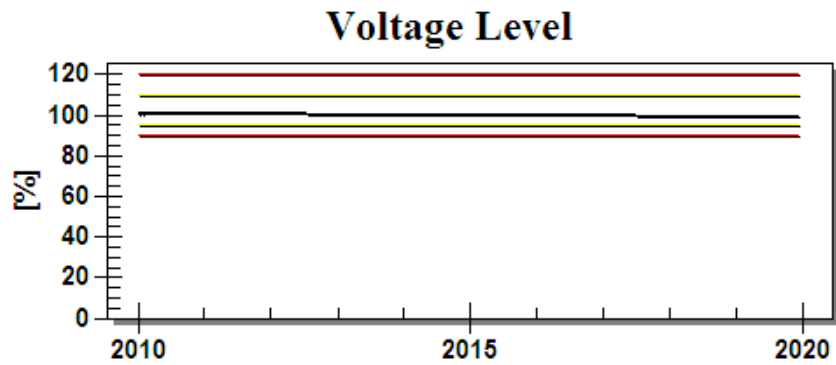


Figura 126. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9002.

Los niveles de voltaje de alimentación dan señal de que han disminuido pero se mantienen en los rangos de normalidad.

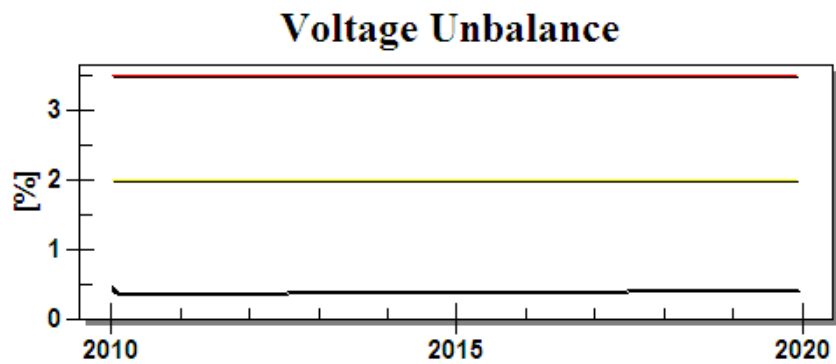


Figura 127. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9002.

Los desbalances de voltaje son normales.

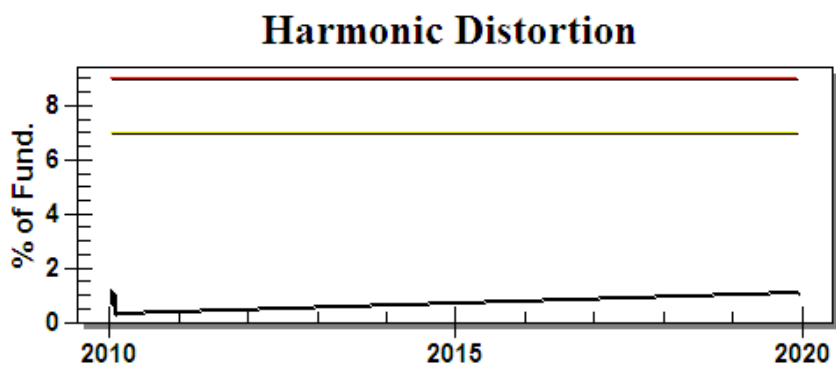


Figura 128. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9002.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental han ido aumentando pero aún no alcanzan valores que muestren señales de advertencia.

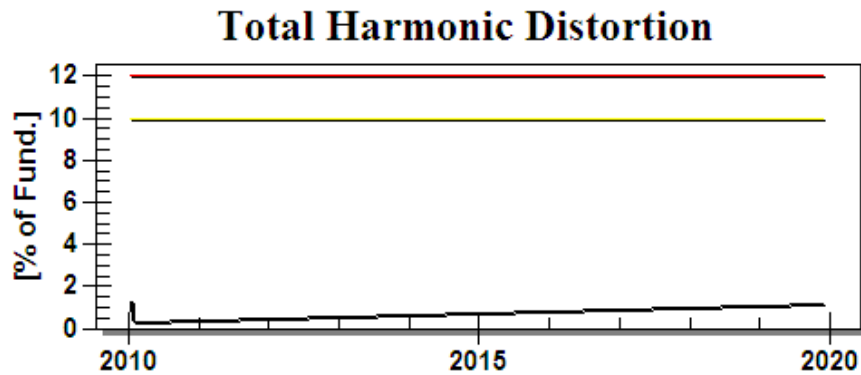


Figura 129 Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9002.

La distorsión armónica total ha aumentado en el tiempo, pero no muestra niveles para encender alarmas de advertencia.

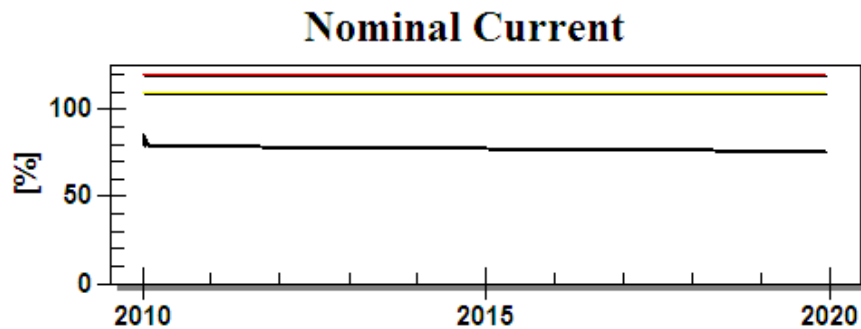


Figura 130. Corriente nominal motor bomba de circulación 9002.

La corriente de trabajo ha disminuido en el tiempo y nunca ha llegado siquiera a la corriente nominal (ha estado de 75% a 80% la nominal) porque los motores no trabajan a carga nominal sino por debajo.

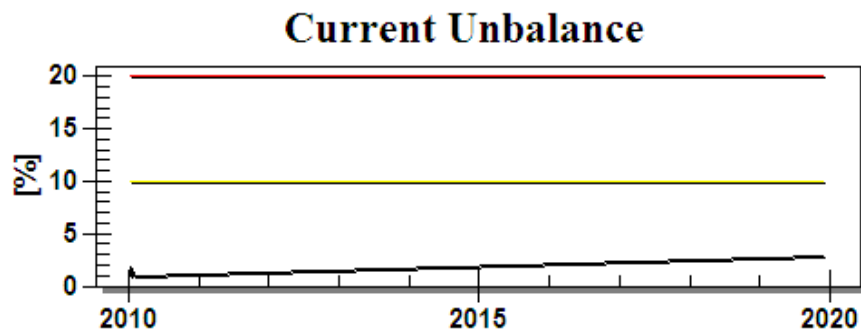


Figura 131. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9002.

Los desbalances de corrientes han aumentado pero no a niveles de advertencia.

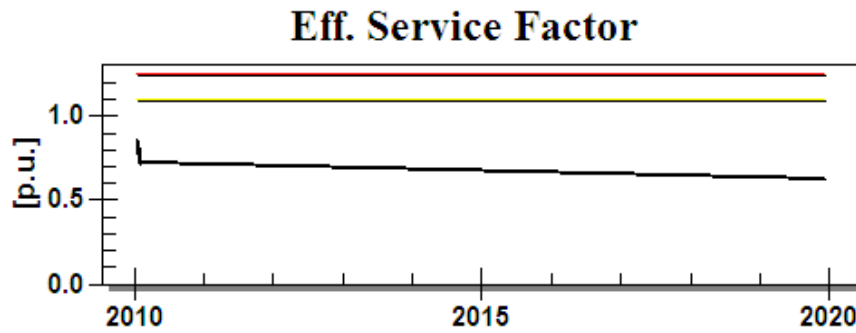


Figura 132. Factor de servicio motor bomba de circulación 9002.

El factor de servicio ha disminuido dado que han disminuido la carga y el tiempo de servicio del motor.

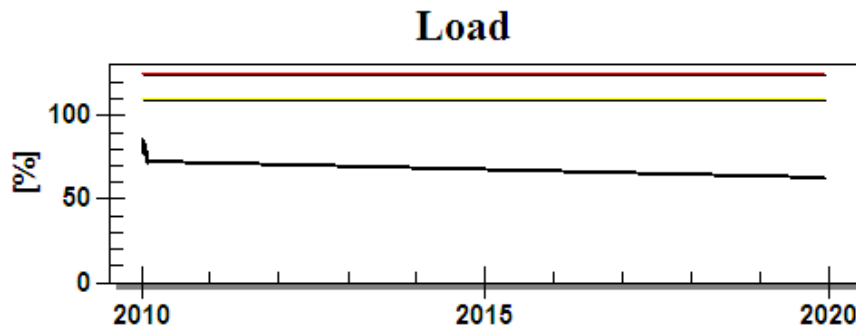


Figura 133. Carga motor bomba de circulación 9002.

Han disminuido la carga de trabajo cada vez que se usa este motor.

6.4.1.3 Motor bomba de circulación 9003

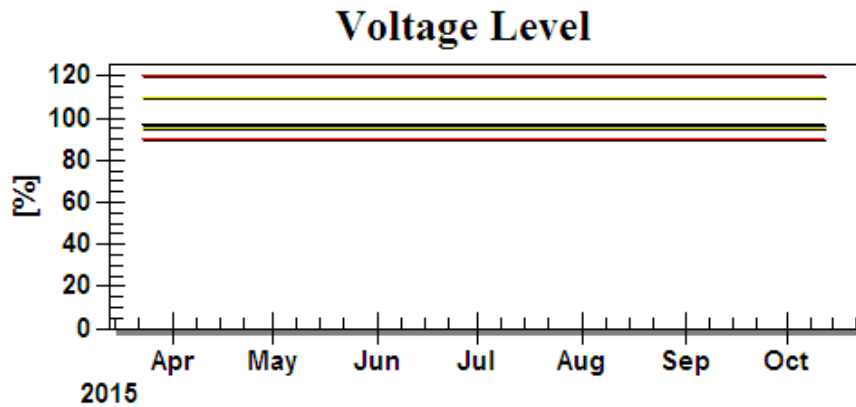


Figura 134. Nivel de tensión motor bomba de circulación 9003.

La tensión se mantiene en valores muy cercanos a los de advertencia, se propone revisar barraje y fuente de alimentación.

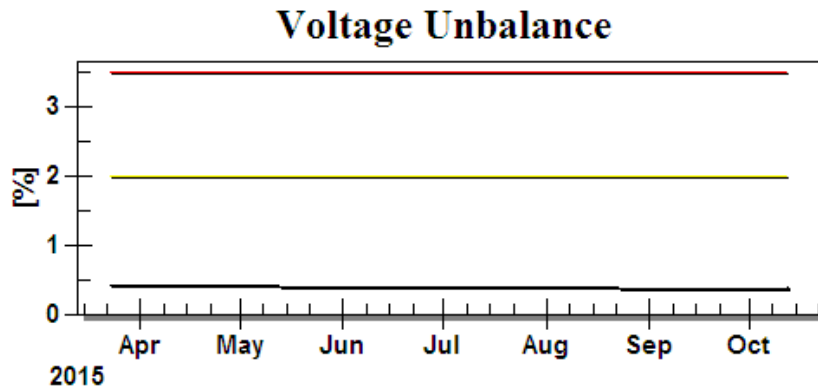


Figura 135. Desbalance de tensión motor bomba de circulación 9003.

El desbalance de voltaje ha disminuido en el tiempo y se mantiene en valores óptimos.

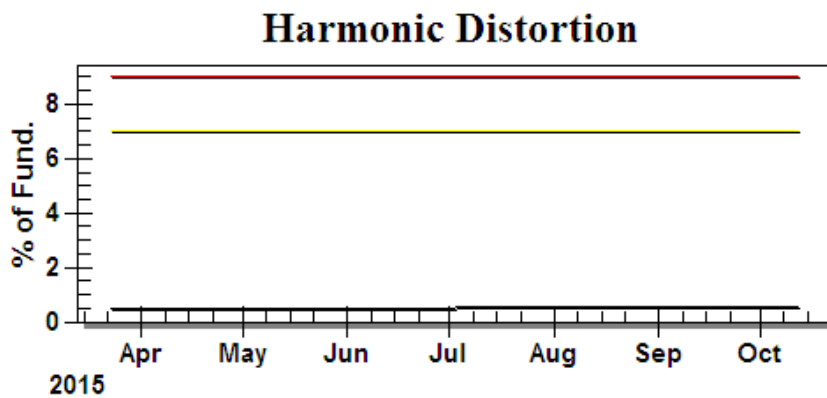


Figura 136. Distorsión armónica motor bomba de circulación 9003.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental se mantienen en valores de normalidad.

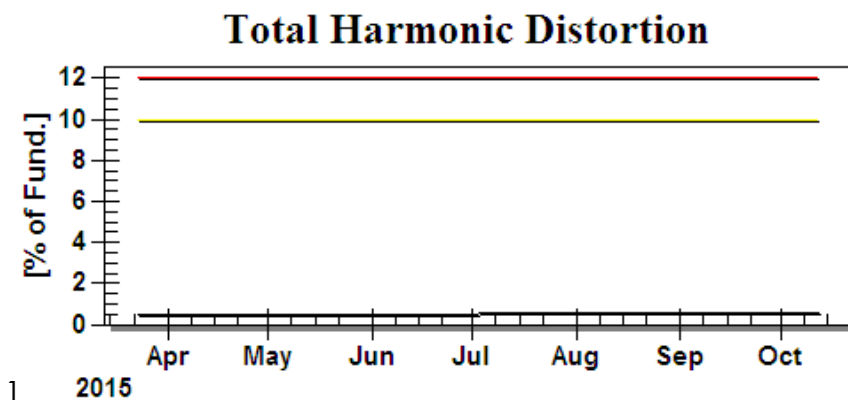


Figura 137. Total distorsión armónica motor bomba de circulación 9003.

La distorsión armónica total se mantiene en valores de normalidad.

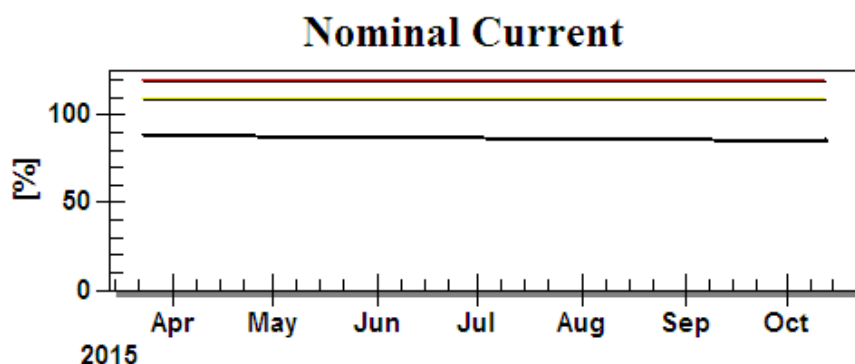


Figura 138. Corriente nominal motor bomba de circulación 9003.

La corriente de trabajo ha disminuido, por lo que han disminuido la carga al motor, siempre ha estado por debajo de su corriente nominal (80% o 90% la nominal).

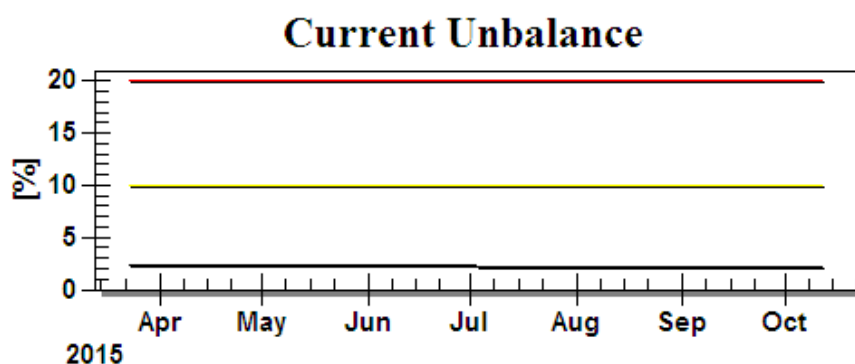


Figura 139. Desbalance de corriente motor bomba de circulación 9003.

Los desbalances de corriente están en valores óptimos.

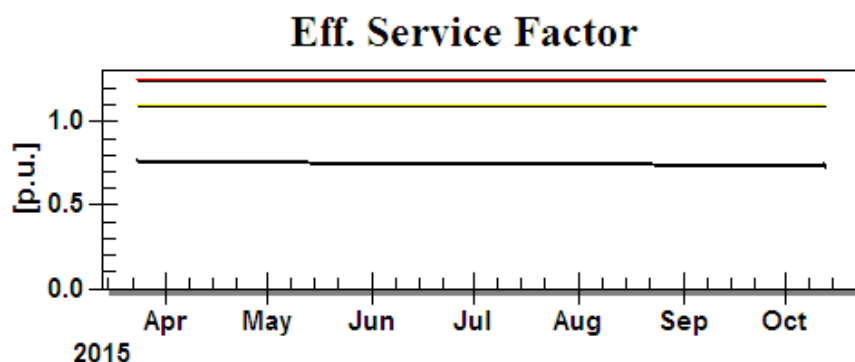


Figura 140. Factor de servicio motor bomba de circulación 9003.

El factor de servicio ha disminuido dada la carga, por debajo de la nominal, a la que funciona el motor.

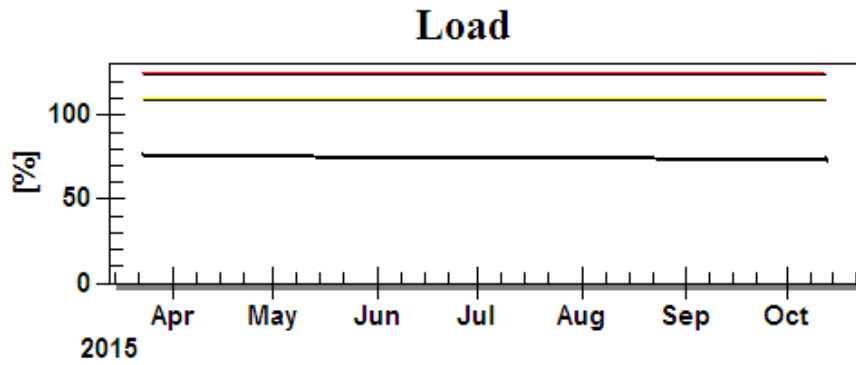


Figura 141. Carga motor bomba de circulación 9003.

Cada vez se trabaja con menos carga para este motor, siempre por debajo de la nominal.

6.4.2 Motores bombas de condensado

6.4.2.1 Motor bomba de condensado 9001

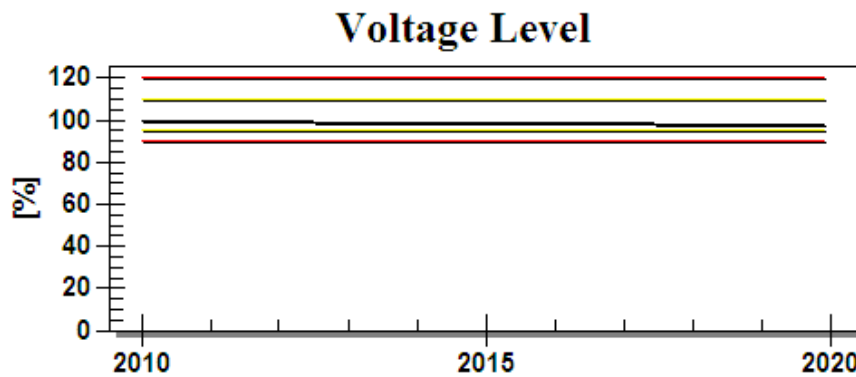


Figura 142. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9001.

Los niveles de tensión están cerca a niveles de advertencia, se propone revisión a barraje y fuente de alimentación.

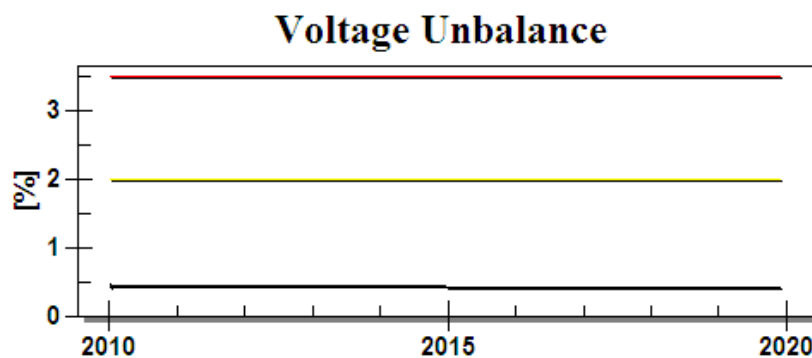


Figura 143. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9001.

El desbalance de tensión ha disminuido.

Harmonic Distortion

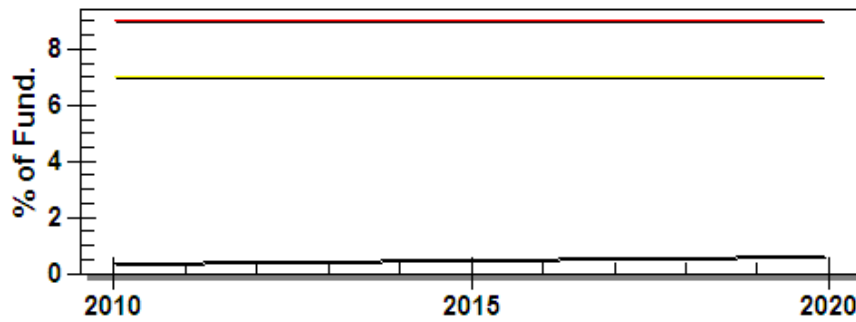


Figura 144. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9001.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental han aumentado pero siempre estando por debajo de valores de advertencia.

Total Harmonic Distortion

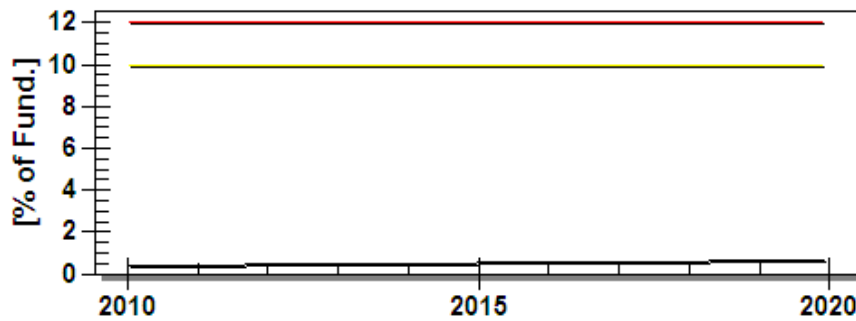


Figura 145. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9001.

La distorsión armónica total ha aumentado pero siempre estando por debajo de valores de advertencia.

Nominal Current

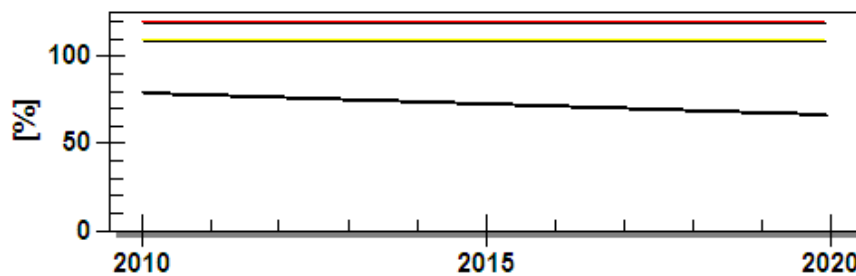


Figura 146. Corriente nominal motor bomba de condensado 9001.

En la gráfica de muestra una disminución de corriente de trabajo de un 80% a un 70% de la nominal, han disminuido carga de trabajo para el motor.

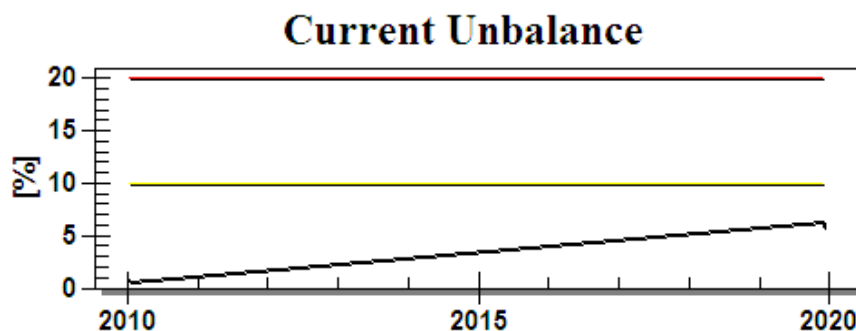


Figura 147. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9001.

El desbalance de corriente ha aumentado de manera alarmante, se propone revisión de alimentadores y devanados, aunque se mantiene en valores por debajo de los de advertencia.

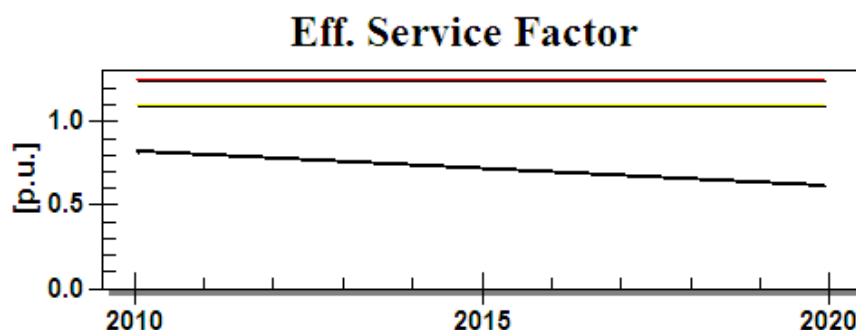


Figura 148. Factor de servicio motor bomba de condensado 9001.

El factor de servicio ha disminuido dada la disminución en la carga.

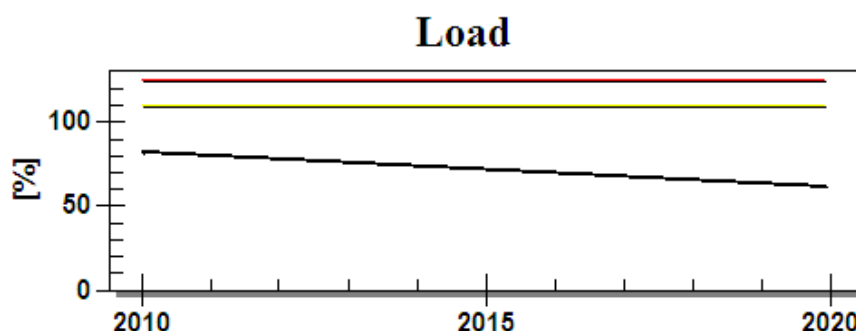


Figura 149. Carga motor bomba de condensado 9001.

La carga de trabajo ha disminuido considerablemente cada vez que se le hace la prueba a este motor.

6.4.2.2 Motor bomba de condensado 9002

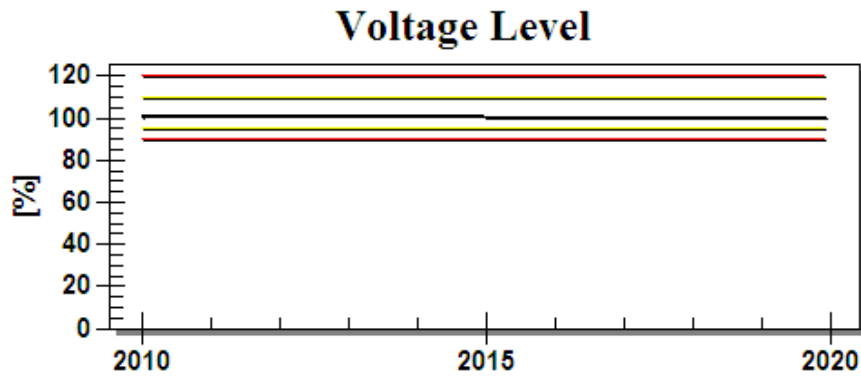


Figura 150. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9002.

El nivel de tensión se mantiene en los márgenes nominales.

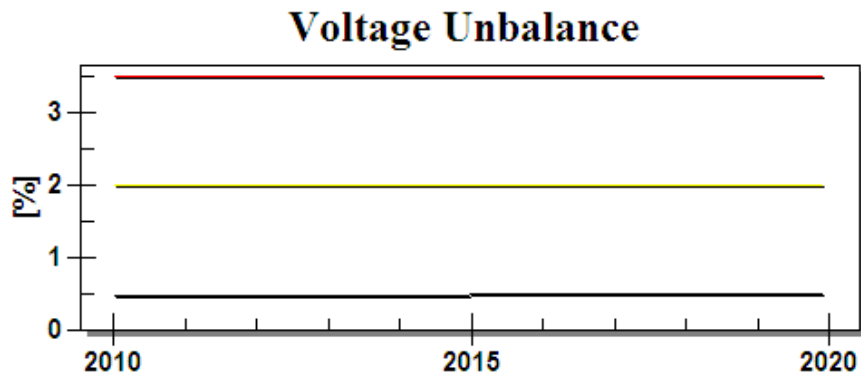


Figura 151. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9002.

El desbalance de tensión ha aumentado en pequeña medida, pero no muestra señales de alarma de advertencia.

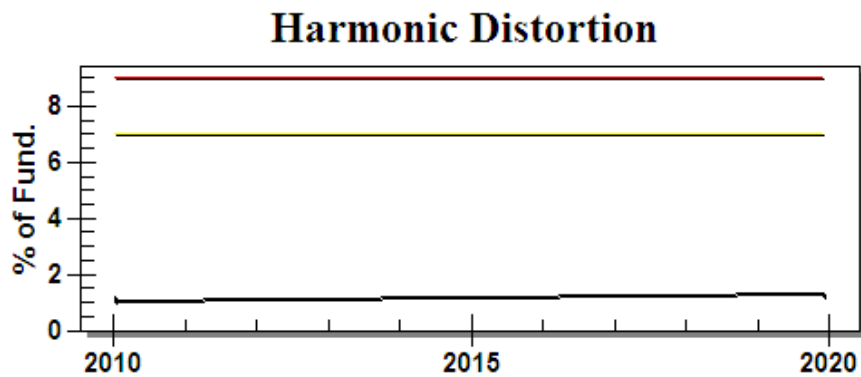


Figura 152. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9002.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental no llegan al 2% de la señal fundamental, muy por debajo de la advertencia.

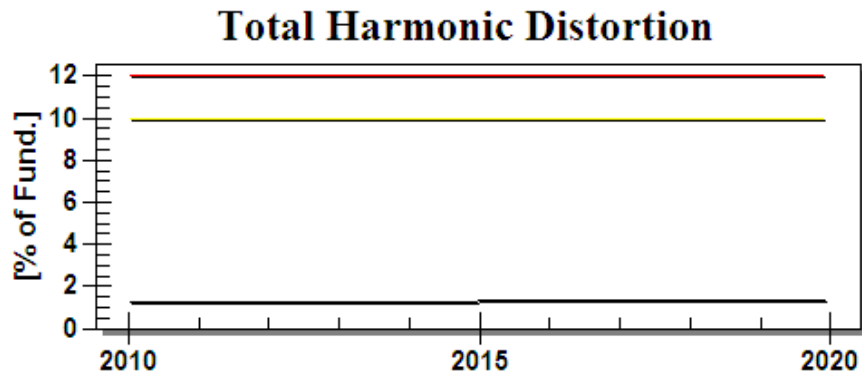


Figura 153. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9002.

La distorsión armónica total está en valores aceptables.

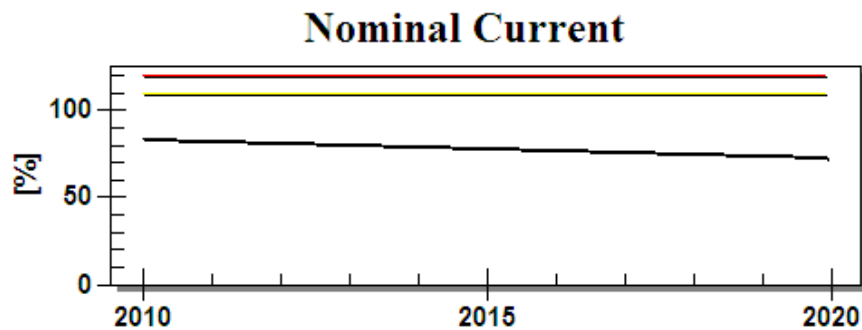


Figura 154. Corriente nominal motor bomba de condensado 9002.

La corriente de trabajo cada vez que se hace la prueba es menor porque someten a motor a menos carga.

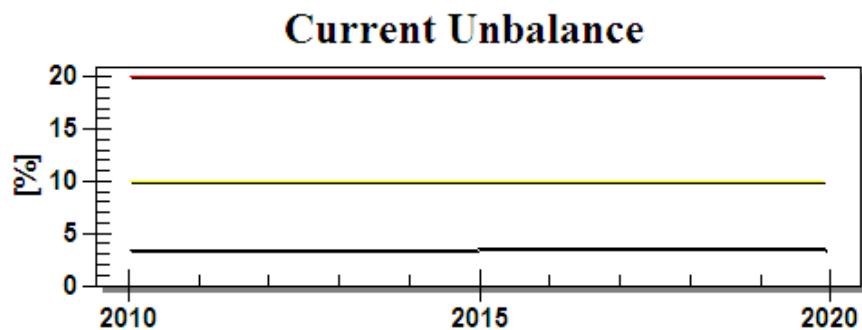


Figura 155. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9002.

El desbalance de corrientes está en valores aceptables.

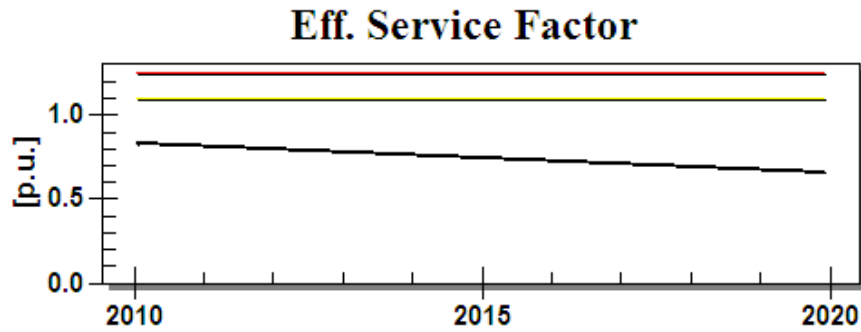


Figura 156. Factor de servicio motor bomba de condensado 9002.

El factor de servicio ha disminuido por la misma razón que la corriente de trabajo.

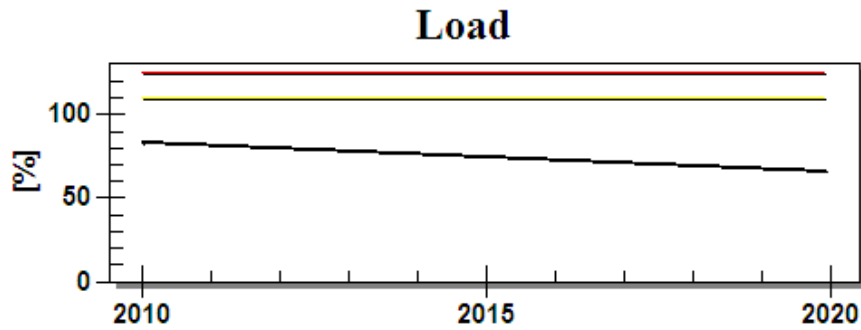


Figura 157. Carga motor bomba de condensado 9002.

Cada vez que se realiza la prueba se disminuye la carga, por lo que el motor está trabajando con una carga menor que la nominal.

6.4.2.3 Motor bomba de condensado 9003

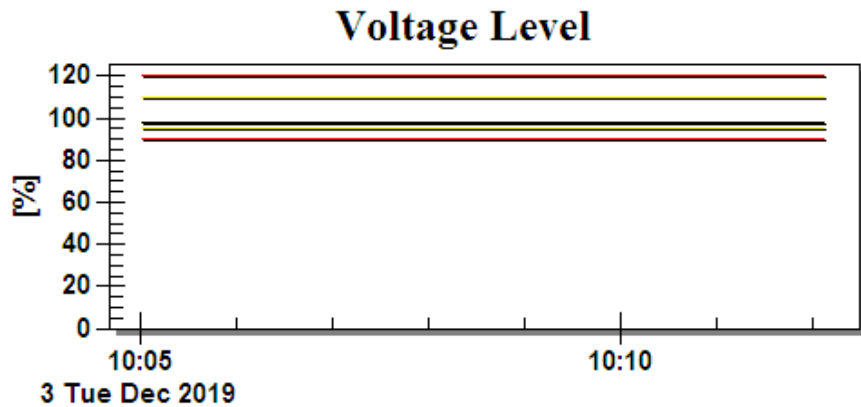


Figura 158. Nivel de tensión motor bomba de condensado 9003.

El nivel de voltaje, al igual que la bomba de condensado 9001 presenta tensiones cerca de los límites de advertencia, por lo que se propone revisión del barraje, y fuente de alimentación.

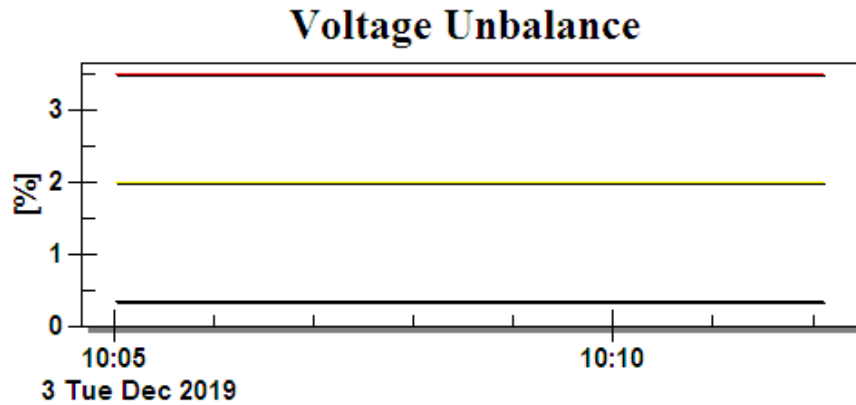


Figura 159. Desbalance de tensión motor bomba de condensado 9003.

El desbalance de tensión está en valores admisibles.

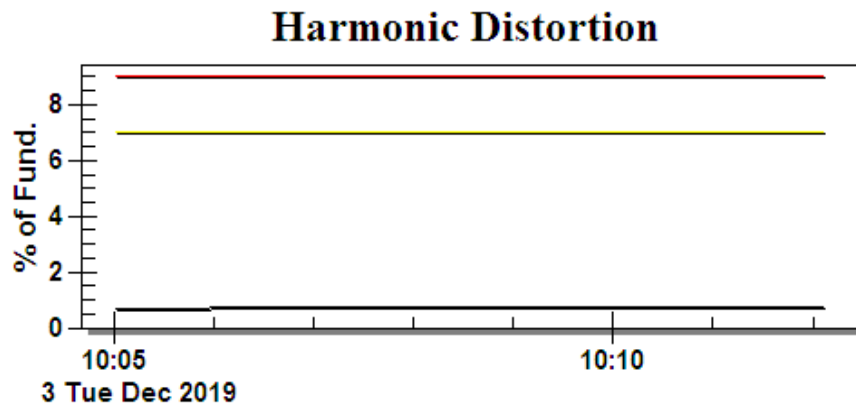


Figura 160. Distorsión armónica motor bomba de condensado 9003.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental están muy por debajo de la zona de advertencia, aunque han aumentado en muy pequeña medida.

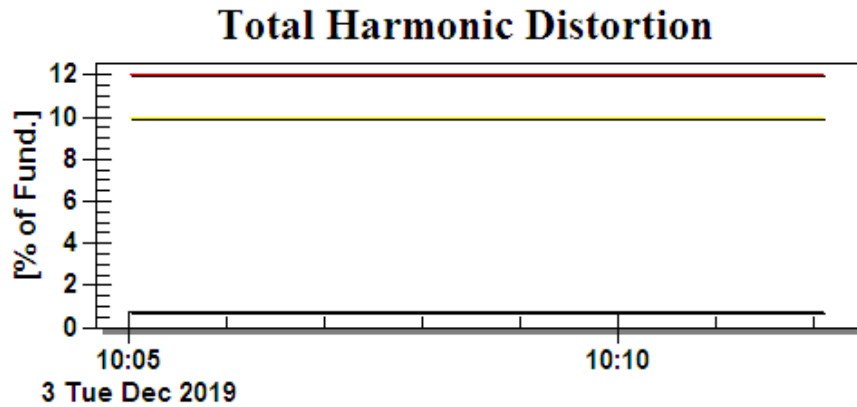


Figura 161. Total distorsión armónica motor bomba de condensado 9003.

La distorsión armónica total se ha mantenido por debajo de los rangos de advertencia, en valores aceptables.

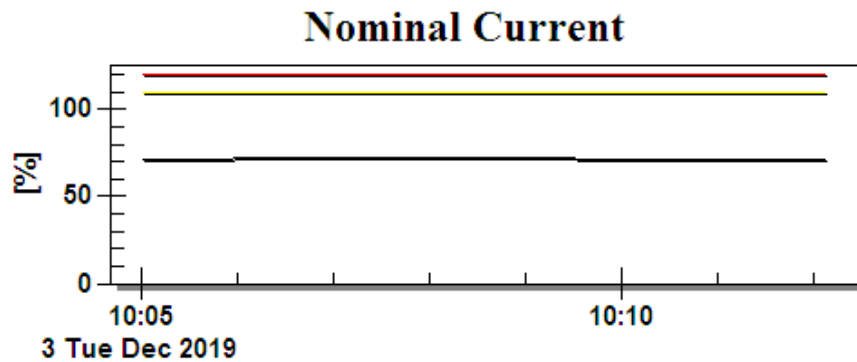


Figura 162. Corriente nominal motor bomba de condensado 9003.

No se muestra variación en la carga como en los motores anteriores dado que la cantidad de pruebas realizadas fueron pocas en muy poco tiempo.

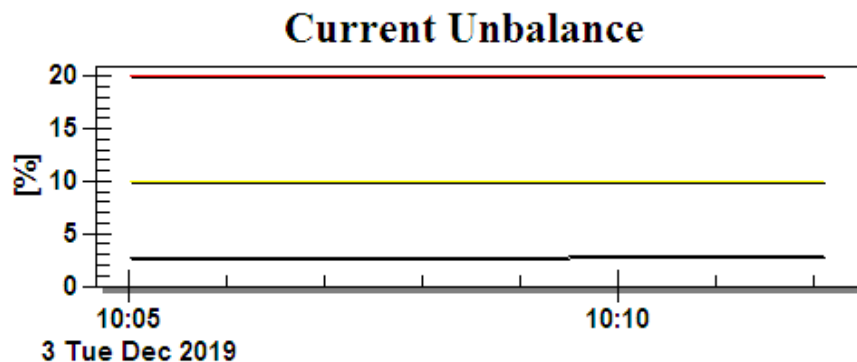


Figura 163. Desbalance de corriente motor bomba de condensado 9003.

El desbalance de corriente esta en aproximadamente un 3%, pero aun no representa un desbalance significativo que encienda las alarmas.

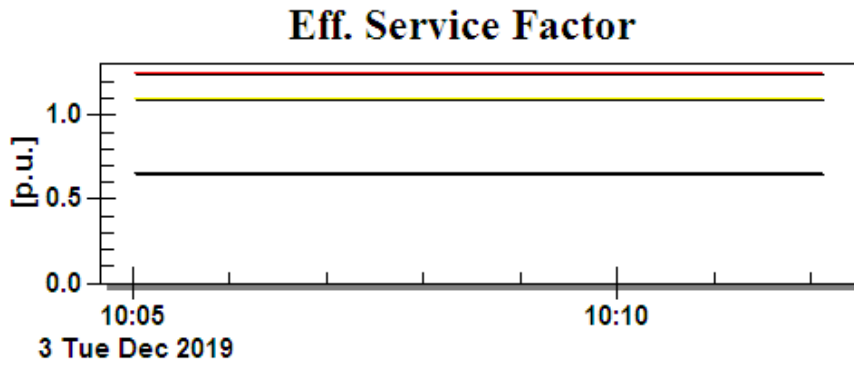


Figura 164. Factor de servicio motor bomba de condensado 9003.

El factor de servicio se mantiene constante por la misma razón que la corriente de trabajo.

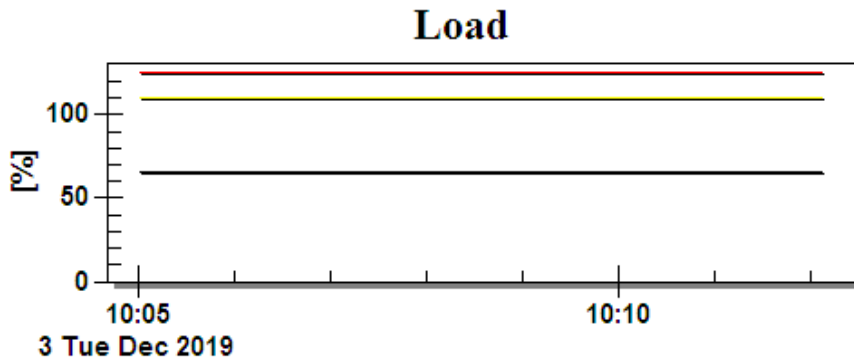


Figura 165. Carga motor bomba de condensado 9003.

La carga se mantiene constante por la misma razón que la corriente de trabajo.

6.4.3 Motores bombas FEED WATER

6.4.3.1 Motor bombas FEED WATER 1001

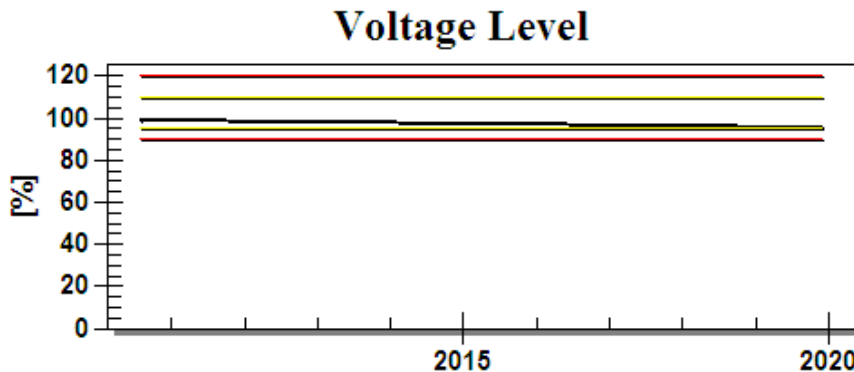


Figura 166. Nivel de tensión motor bomba FEED WATER 1001.

El nivel de tensión en este motor muestra que está tocando la franja de advertencia, esto puede ser motivo de aumentos en las corrientes de trabajo, se propone revisión del barraje o sistema de alimentación.

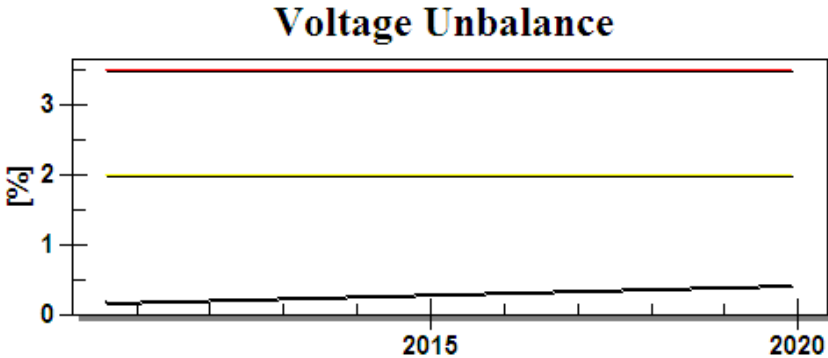


Figura 167. Desbalance de tensión motor bomba FEED WATER 1001.

EL desbalance de tensión ha aumentado pero se mantiene en estado de normalidad.

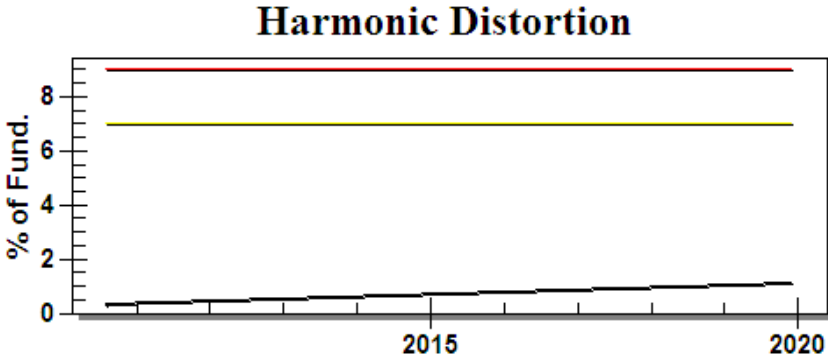


Figura 168. Distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1001.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental han aumentado, pero están muy por debajo del rango de advertencia.

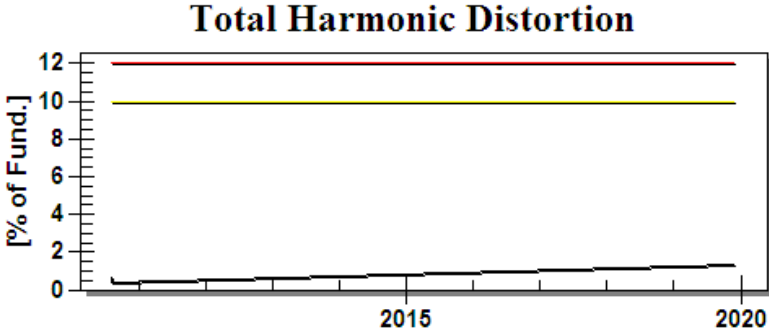


Figura 169. Total distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1001.

La distorsión armónica total muestra un aumento pero no llega a valores de advertencia.

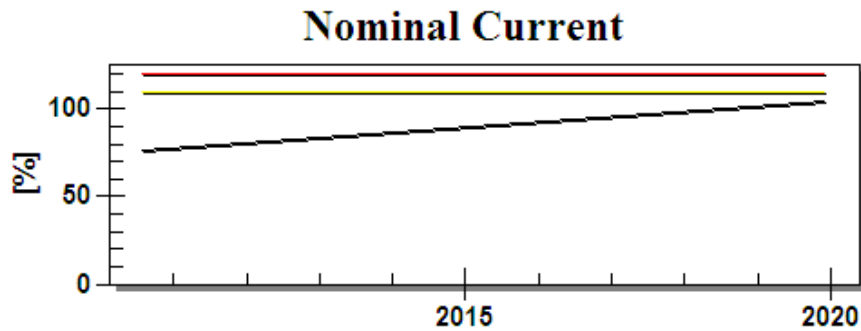


Figura 170. Corriente nominal motor bomba FEED WATER 1001.

La corriente de trabajo aumenta con la carga en cada prueba, pero al disminuir la tensión esta corriente aumentara un poco más que solo con la carga para mantener la potencia.

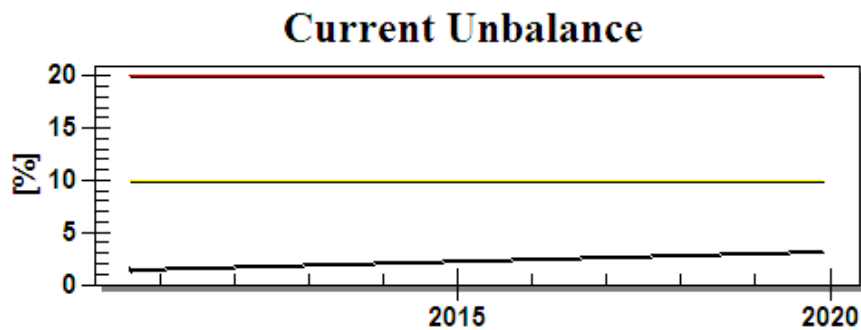


Figura 171. Desbalance de corriente motor bomba FEED WATER 1001.

El desbalance de corriente aumenta y si bien no ha llegado al nivel de advertencia se propone una revisión en el sistema trifásico en los devanados, en la alimentación y que la carga esté bien distribuida.

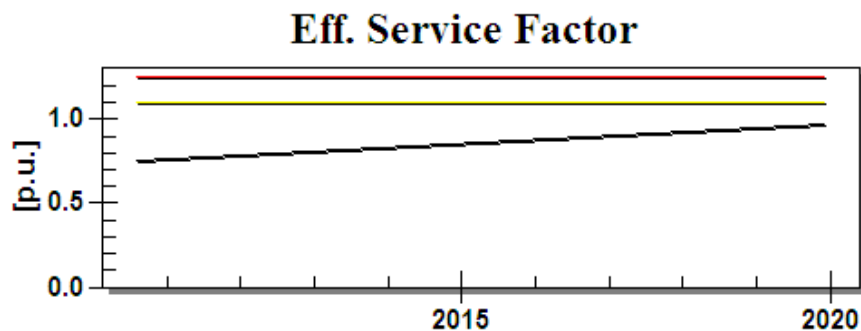


Figura 172. Factor de servicio motor bomba FEED WATER 1001.

El factor de servicio aumenta con la carga en cada prueba, y aunque aún no llega a 1 se debe revisar el sistema, inclusive la máquina, porque con el tiempo de uso de este motor ya no debería llevarse a este factor de servicio continuamente.

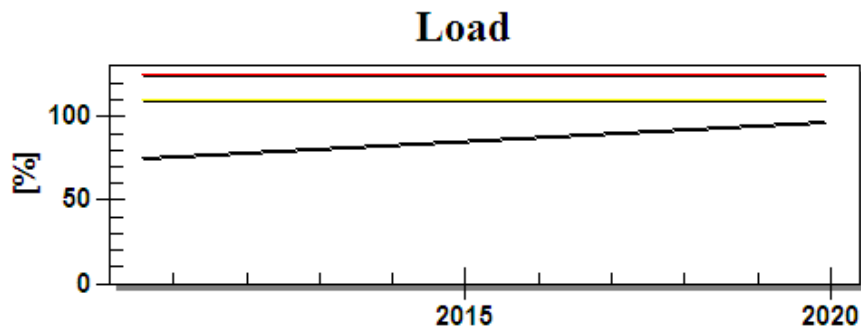


Figura 173. Carga motor bomba FEED WATER 1001.

Se ha aumentado la carga en cada prueba, acercándose al 100%, punto en el que estos motores ya no deben trabajar dado su tiempo de uso, porque aumenta la posibilidad de falla en trabajo continuo.

6.4.3.2 Motor bombas FEED WATER 1002

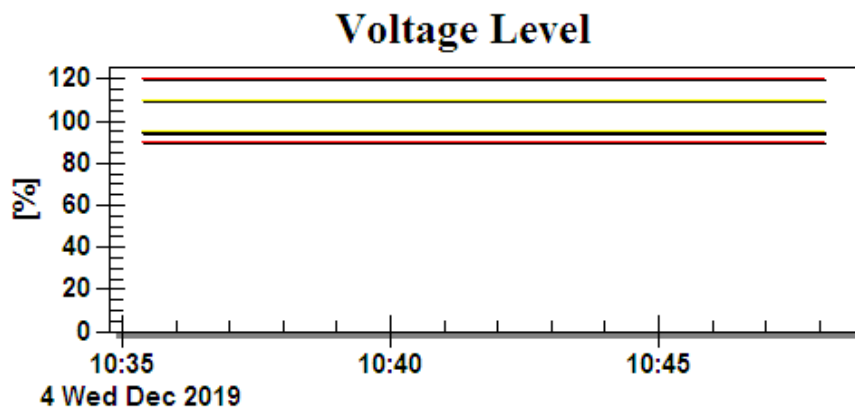


Figura 174. Nivel de tensión motor bomba FEED WATER 1002.

El nivel de voltaje se muestra en valores de advertencia, el histórico no muestra pruebas de años anteriores porque solo se tiene el registro de las pruebas para el 4 de diciembre del 2019, aun así el nivel está por debajo del rango nominal y se propone una revisión del barraje, el sistema de alimentación y el motor.

Voltage Unbalance

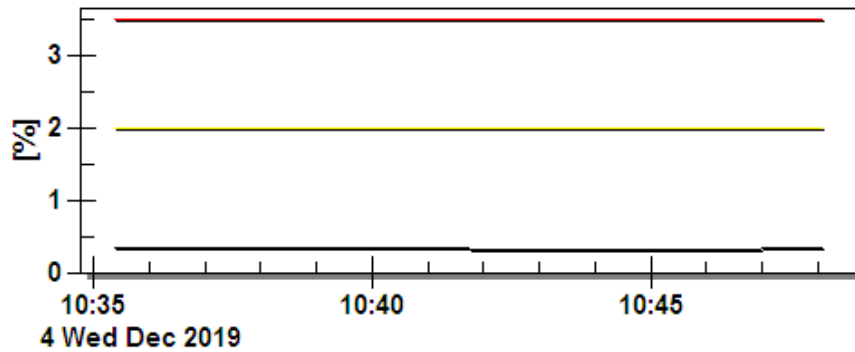


Figura 175. Desbalance de tensión motor bomba FEED WATER 1002.

El desbalance de voltaje se mantiene en valores admisibles.

Harmonic Distortion

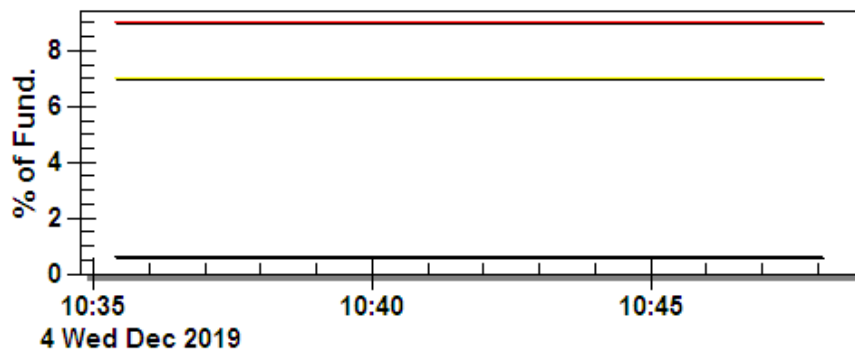


Figura 176. Distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1002.

Los armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental poseen un valor aceptable.

Total Harmonic Distortion

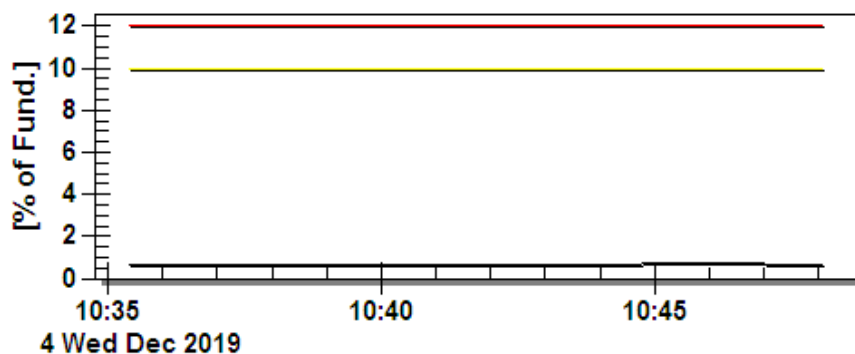


Figura 177. Total distorsión armónica motor bomba FEED WATER 1002.

La distorsión armónica total muestra valores aceptables muy por debajo del rango de advertencia.

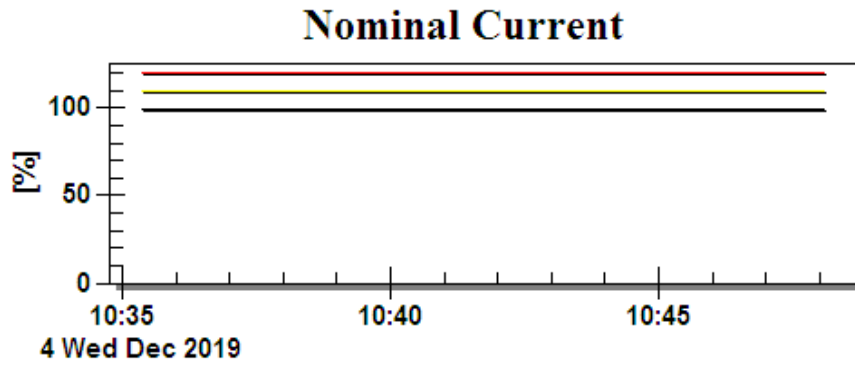


Figura 178. Corriente nominal motor bomba FEED WATER 1002.

Durante las pruebas la corriente se mantuvo en casi el 100% de la nominal, valor que es afectado por la disminución de tensión de alimentación que se mantiene en un nivel de advertencia.

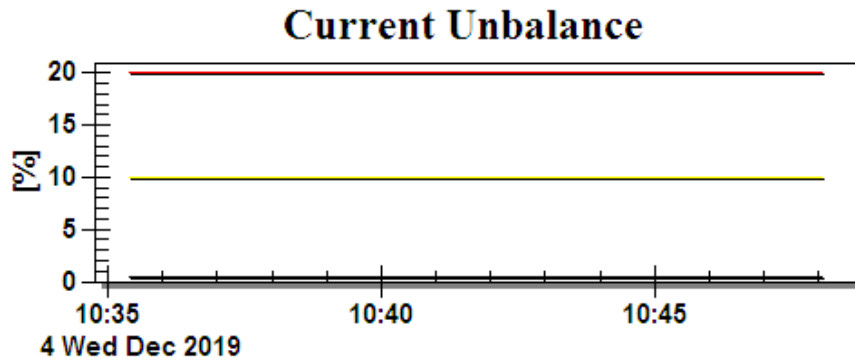


Figura 179. Desbalance de corriente motor bomba FEED WATER 1002.

No se presentaron desbalances significativos en las corrientes.

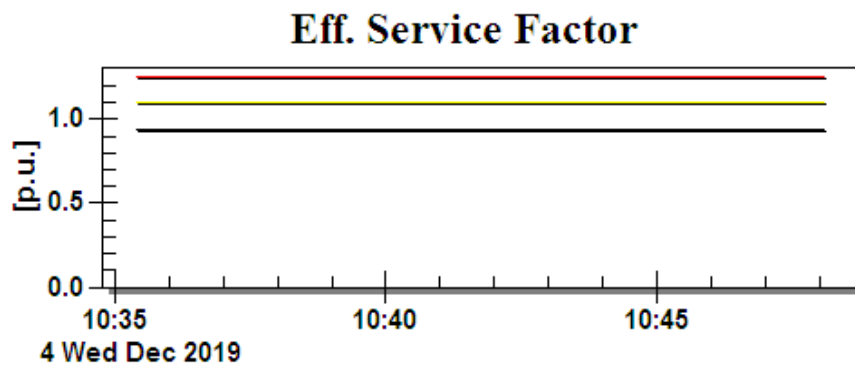


Figura 180. Factor de servicio motor bomba FEED WATER 1002.

El factor de servicio es aproximadamente 1 dada la carga.

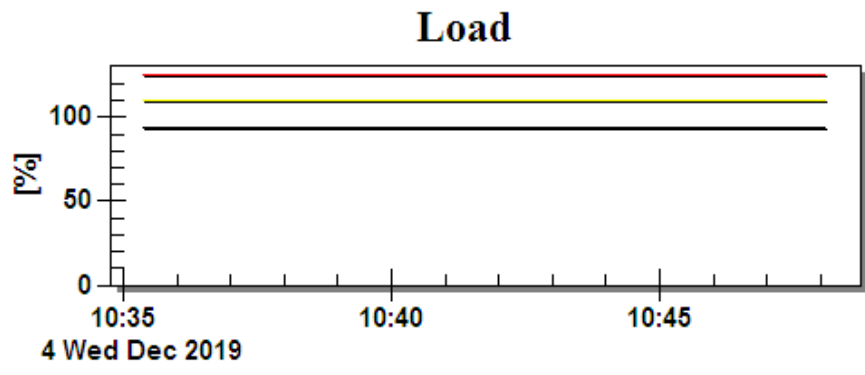


Figura 181. Carga motor bomba FEED WATER 1002.

La carga se mantuvo constante y cercana al 100% de la nominal, carga que se debe reasignar por el tiempo de uso del motor.

7 Conclusiones

El buen manejo de información en una central de generación es vital en la realización de trabajos y visitas de auditorías y seguros.

Se debe tener un sistema bien estructurado e intuitivo para la organización de información de los activos de la planta.

Actualizar las bases de datos, manuales, planos, modificaciones de sistemas, es importante para la gestión de información necesaria antes de realizar cualquier tarea en la planta.

Todo el personal debe tener acceso a la información que le compete en la planta.

Toda la información recolectada y propuesta se ubica en: [\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra](#)

Los generadores se deben inspeccionar al menos siguiendo las recomendaciones de fabricante, este o no generando a planta.

Las pruebas deben realizarse según el calendario del plan de mantenimiento interno o el manual del fabricante de los activos.

Las pruebas en los generadores muestran un buen estado de las máquinas pero se deberían revisar los valores de las resistencias de devanado de los generadores de las unidades 2 y 3.

Los resultados de las pruebas de los transformadores se mostraran en la tabla 12.

Las casillas en blanco y variables de evaluación de pruebas eléctricas y químicas que no aparecen en la tabla indican que no se tienen problemas con los resultados de dichas variables.

Se encontraron pruebas vitales de las que no se tienen registro en la base de datos, si bien las pudieron hacer en años anteriores, no se pusieron a la vista del personal.

Existen pruebas como la de resistencia de devanado que necesita calcular un porcentaje de variación, cálculo que no se puede realizar con una sola prueba en el registro.

En las pruebas de IP no todas las conexiones muestran valores por debajo del mínimo de la norma [12], pero si al menos una en cada transformador a menos de que no se haya realizado.

Los gases combustibles que sobrepasen los límites de la primera condición [20] se les deben poner especial cuidado para que no haya incidentes.

La rigidez dieléctrica es un factor que da una buena característica del nivel de aislamiento del aceite, por lo que se deben monitorear los transformadores que muestren deficiencias en dicho factor.

Tabla 12. Resumen de pruebas en transformadores.

ACTIVO \ PRUEBA	PRUEBAS ELÉCTRICAS			PRUEBAS QUÍMICAS				
	FP	IP	RESISTENCIA DEVANADO	CROMATOGRAFÍA			ANÁLISIS	
				ACETILE NO	ETANO	CO	RIGIDEZ DIELECTRICA	TENSIÓN INTERFACIAL
T. PPAL U1		X	XR					
T. AUX U1		X	XR					X
T. AISLA U1		X	XR			X		
T. PPAL U2	XN	XN	XN					
T. AUX U2		X	XR				XL	X
T. AISLA U2	X	X	XR			X		X
T. PPAL U3		X	XR	X	X			
T. AUX U3-1	XN	XN	XN			X		
T. AUX U3-2		X	XR			X		X
T. RESERVA		XN	XN					
T. RESPALDO	XN	X	XN					X

Tabla 13. Leyendas del resumen de pruebas de transformadores.

SIMBOLOGÍA	LEYENDA
X	Prueba con resultados desfavorables
XR	Repetir prueba para hallar variaciones
XN	Ninguna prueba registrada
XL	Resultados de prueba al límite de la norma respectiva

Para interruptores 52G se deben realizar pruebas de resistencia de contacto y tiempos de cierre y apertura para cada uno de los tres, y ubicarlas en la base de datos creada en el proyecto ([\\Mfrancof4\gestión_de_activos_termosierra](#)) para que todo el personal tenga un fácil acceso.

Las pruebas de calidad de SF₆, después de la última corrección al interruptor 52G de la unidad 3, muestran valores en los que pueden trabajar sin problemas.

Los motores de media tensión son activos eléctricos con funciones muy importantes para el proceso por lo que se deben tener cuidado con las cargas asignadas ya que son motores de 20 años en la planta, y aunque no han estado en funcionamiento continuo, la degradación con el tiempo es indetenible. Se recomienda hacer pruebas a los motores faltantes.

A los niveles de tensión de algunas barras del sistema se les deben hacer estudios ya que han disminuido su tensión, produciendo que las maquinas trabajen con corrientes más altas que la exigida por la carga a valores de tensión nominales y pueden generar sobrecorrientes sin estar a su carga nominal.

8 Referencias Bibliográficas

- [1] EPM, "Historia - EPM." [Online], disponible en <https://www.epm.com.co/site/home/institucional/historia>. Recuperado el 01 de Abril de 2019.
- [2] Generador eléctrico . (s.f.). En *Wikipedia*. Recuperado el 01 de abril de 2019 de https://es.wikipedia.org/wiki/Generador_el%C3%A9ctrico
- [3] Plantas de cogeneración. (s.f.). Información de Turbinas de Gas. Recuperado 1 abril, 2019, de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/turbinas-de-gas>
- [4] Plantas de cogeneración. (s.f.-b). Información de Turbinas de Vapor. Recuperado 1 abril, 2019, de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/turbinas-de-gas>
- [5] Renove Tecnología S.L.. (2014). LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO. Recuperado 5 abril, 2019, de <http://www.cicloscombinados.com/index.php/1-las-centrales-de-ciclo-combinado>
- [6] EPM TERMOSIERRA. (2018). Presentación Inducción para visitantes actualizada. Recuperado de servidor EPM-DC11
- [7] Transformador. (s.f.). En *Wikipedia*. Recuperado 10 abril, 2019, de https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador#Principio_de_funcionamiento
- [8] Siemens. (2013). Interruptores de potencia de alta tensión. [archivo PDF]. Erlangen, Alemania. Recuperado de <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public/1533215970.a8c255c897707c1213440434d096b0f08e4d25e0.high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf>

- [9] Mantenimiento. (s.f.). En Wikipedia. Recuperado el 29 de enero de 2019 de <https://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento>
- [10] Centrales térmicas de ciclo combinado. PLAN DE MANTENIMIENTO INICIAL. 2014. Recuperado el 29 de enero de 2019 de <http://www.cicloscombinados.com/index.php/mantenimiento-programado/el-plan-de-mantenimiento-de-una-central-termica-de-ciclo-combinadol>. C. de N. técnicas y C. ICONTEC, "Codigo Electrico Colombiano," p. 1020, 1998.
- [11] IME Ingeniería de Máquinas Eléctricas. (2016, 14 marzo). Ensayo (de índice de polarización IP) - Índice Absorción (IA), DAR. Recuperado 10 diciembre, 2019, de <http://imeingenieria.blogspot.com/2016/03/ensayo-de-indice-de-polarizacion-ip.html>
- [12] IEEE Std P43-2000, "IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery", IEEE, no. P43 , 2000. Recuperado el 12 de abril de 2019 de http://iranelectrical.com/wp-content/uploads/P43-2000_Draft_May-08R1.pdf
- [13] OMICRON. (2019). Medición del factor de potencia/disipación (Tan Delta) en transformadores de potencia. Recuperado 13 diciembre, 2019, de <https://www.omicronenergy.com/es/aplicaciones/pruebas-de-transformadores-de-potencia/diagnostico-medicion-del-factor-de-potenciadisipacion-tan-delta-en-transformadores-de-potencia/>
- [14] IEEE Std 286-2000, "IEEE Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation Electric Machinery Committee of the IEEE Power Engineering Society IEEE-SA Standards Board", IEEE, no 286, 2000, Recuperado el 13 de abril de 2019 de https://www.academia.edu/7982622/IEEE_Std_286-

2000_IEEE_Recommended_Practice_for_Measurement_of_Power_Factor_Tip-
Up_of_Electric_Machinery_Stator_Coil_Insulation_Electric_Machinery_
Committee_of_the_IEEE_Power_Engineering_Society_IEEE-
SA_Standards_Board

- [15] Megger. (2012). Pruebas de Factor de Pruebas de Factor de Potencia / Disipación. Recuperado 15 abril, 2019, de https://www.academia.edu/8436679/Pruebas_de_Factor_de_Pruebas_de_Factor_de_Potencia_Disipaci%C3%B3n
- [16] Doble. (2015, 13 enero). M4000 Manual Spanish Version. Recuperado 15 abril, 2019, de <https://es.scribd.com/document/252499961/M4000-Manual-Spanish-Version>
- [17] BAUR, M. Medida de la resistencia de devanados en motores/generadores eléctricos. 2011. Consultado en Noviembre de 2018. Disponible en internet en <https://studylib.es/doc/5408895/medida-de-la-resistencia-de-devanados-en-motores>
- [18] IEEE Std 118-1978, "IEEE Standard Test Code for Resistance Measurement", IEEE, no. 118 , 1978. Recuperado el 15 de abril de 2019 de https://engineering.purdue.edu/~dionysis/EE452/Lab12/IEEEstd_118.pdf
- [19] Transequipos. (2019). Cromatografía de Gases Disueltos en aceite. Recuperado 16 abril, 2019, de <https://transequipos.com/cromatografia-gases-disueltos-aceite.html>
- [20] IEEE Std C57.104™-2008, "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", IEEE, no. C57.104 , 2008.

Recuperado el 15 de abril de 2019 de <http://www.mylittledga.com/ieeeguidelines.pdf>

- [21] Transequipos. (2019). Análisis dieléctrico y fisicoquímico para aceite dieléctrico de transformadores (ADFQ). Recuperado 16 abril, 2019, de <https://transequipos.com/analisis-dielectrico-y-fisicoquimico.html>
- [22] Gallo, E, (2010), *Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo*, Bogotá, Colombia, GERENCIA Y DISEÑO Ltda.
- [23] SMC. (s.f.). Soluciones para Pruebas de Resistencia de Contacto. Recuperado 20 abril, 2019, de <https://smcint.com/es/prueba-de-resistencia-de-contacto/>
- [24] Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V.. (s.f.). Pruebas de Tiempo de Cierre y Apertura y Simultaneidad de Contactos. Recuperado 10 mayo, 2019, de <https://www.syse.com.mx/prue-interruptores-cierreyapertura.html>
- [25] Amperis. (2007). Equipo de monitorización de fugas de SF6. Recuperado 10 diciembre, 2019, de <https://www.amperis.com/productos/prueba-interruptores/equipo-de-monitorizacion-fugas-sf6/>
- [26] Baker Instrument Company, an SKF Group Company. (2005). User's Manual EXP3000/EXP3000R. Fort Collins, United States: Baker Instrument Company, an SKF Group Company.
- [27] BRUNO, L. Conceptos sobre celdas de MT. [Publicado el 21 de septiembre de 2009]. [Consultado el 19 de septiembre de 2019]. Disponible en <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/09/conceptos-sobre-celdas-de-mt.html>

- [28] Arteche. (2019). Relés de disparo y bloqueo. Recuperado 1 junio, 2019, de <https://www.arteche.com/es/rel%C3%A9s-de-disparo-y-bloqueo>
- [29] EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA. (1967). Código numérico para esquemas eléctricos. Recuperado 1 junio, 2019, de <https://www.epec.com.ar/docs/educativo/normasT/ET30.PDF>
- [30] ABB, (s.f.), Instrucciones de instalación, servicio y mantenimiento Interruptores de SF6, Zúrich, Suiza, ABB Hochspannungstechnik AG.
- [31] NEMA Std. MG 1-2003. Motors and Generators. ANSI/NEMA, no MG 1. 2003 Recuperado 1 octubre, 2019, de http://courses.me.metu.edu.tr/courses/me418/index%20_files/NEMA_MG-1_2004.pdf