

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS DEL MONITOREO EN TIEMPO REAL, DEL AISLAMIENTO INTERNO Y EXTERNO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA E INTERCAMBIADORES DE TOMAS

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO EN POTENCIA**

FERNANDO RUBÉN PULLUPAXI MASABANDA

nandofp11@hotmail.com

DIRECTOR: LUIS TAPIA. Ing. MSC.

luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, Diciembre 2011

DECLARACIÓN

Yo Fernando Rubén Pullupaxi Masabanda, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Fernando Rubén Pullupaxi Masabanda

CI: 1712402591

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Fernando Rubén Pullupaxi Masabanda, bajo mi supervisión.

Luis Tapia, Ing. MSC.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres Mariana y Nelson.

A mi Hermano Roberto por ser más que un padre para mí.

A mis hermanos Juan y Mariana por ser mi alegría y orgullo.

Agradecimiento a **CELEC_EP TRANSELECTRIC**, en especial al Ing. Luis Ruales e Ing. José López, por compartir sus conocimientos, esenciales para cumplir esta meta importante en mi vida y brindarme paciencia y apoyo.

A mi director de tesis Luis Tapia, Ing. MSC por ser un gran ejemplo a seguir.

A **Gerencia de Operación y Mantenimiento**, por acogerme como uno más de ellos y compartir el tiempo de trabajo, alegrías y retos, especialmente.

Ing. Jorge Cadena.

Ing. Fausto Valencia.

Ing. Jimmy Medina.

Ing. Mónica Lara.

Mat. Benjamín Valarezo.

Al **Equipo de Operadores y Comunicaciones del Centro de Control de Transmisión (COT)**. Especialmente al Ing. Luis Amores.

Al **Centro de Gestión de Telecomunicaciones (TRANSNEXA)**

Especialmente a la Ing. Paulina Criollo.

Agradecimiento especial a la **CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL Regional Santo Domingo**, en especial al Ing. Edmundo Santander, por su gran ejemplo y apoyo para la finalización de esta investigación.

A mis amigos inseparables generación "PeCC" Alejandro Orquera, Gandi Mier, Danilo Ojeda, Eduardo Simbaña, Carlos Clavijo, Lenin Haro, Danny Lara, Diego Díaz y demás, quienes fueron el apoyo para superar la vida universitaria.

DEDICATORIA

A Dios y su hijo mi salvador, este trabajo fue hecho siempre mirando su gloria y la ayuda a sus hijos.

A mi abuelita María Ángela que no pudo ver a su nieto completar esta meta. Pero estoy seguro que desde el paraíso se alegra.

A mi madre Mariana que con su amor y empuje, logra que su hijo sea capaz de levantar al mundo en sus brazos y sostenerlo.

A mi familia por ser el apoyo incondicional en mi vida.

CONTENIDO

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
GLOSARIO DE TÉRMINOS	VII
RESUMEN	VIII
PRESENTACIÓN.....	IX
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	X
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO 1.....	1
1.1) INTRODUCCIÓN.....	1
1.2) OBJETIVOS.....	2
1.3) ALCANCE.....	3
CAPÍTULO 2.....	4
AISLAMIENTO INTERNO Y EXTERNO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	4
2.1) Materiales y Partes constructivas.....	5
2.1.1) Núcleo magnético.....	5
2.1.2) Bobinados Primario, secundario y terciario.....	5
2.1.3) Tanque.....	6
2.1.3.1) Tipo respiración libre.....	6
2.1.3.2) Tipo tanque conservador.....	7
2.1.3.3) Tipo sellado.....	8
2.1.4) Cambiador de tomas.....	8
2.1.4.1) Cambiador de tomas bajo carga.....	8
2.1.4.2) Cambiador de toma en vacío.....	9
2.1.5) Boquillas terminales o bushings.....	10
2.1.5.1) Bushing de papel impregnado en aceite (OIP).....	10
2.1.5.2) Bushing de papel impregnado en resina (RIP).....	11
2.2) AISLAMIENTO INTERNO.....	11
2.2.1) Papel.....	11
2.2.1.1) Función que desempeña.....	12
2.2.1.2) Composición química.....	12
2.2.2) Aceites.....	13
2.2.2.1) Función que desempeña.....	13
2.2.2.2) Composición química.....	13
2.2.2.2.1) Hidrocarburos.....	13
2.2.2.2.2) No Hidrocarburos.....	14
2.2.3) Barnices.....	14
2.3) AISLAMIENTO EXTERNO.....	15
2.3.1) Siliconas.....	15
2.3.2) Porcelana.....	15
2.3.3) Vidrio.....	16
2.3.4) Micas.....	16
2.3.5) Aire.....	17
2.3.6) Hexafluoruro de azufre.....	17
2.4) FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEI AISLAMIENTO.....	18
2.4.1) Humedad.....	18
2.4.1.1) Presencia de humedad en el aceite.....	18
2.4.1.2) Presencia de humedad en los devanados.....	19
2.4.2) Calor o alta temperatura.....	19
2.4.3) Elementos químicos formados por la descomposición del aislamiento.....	20
2.4.4) Contaminación Externa.....	21
CAPÍTULO 3.....	22
PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	22
3.1) TIPOS DE PRUEBAS. [32].....	22
3.1.1) Pruebas de Rutina.....	22
3.1.2) Pruebas en Fábrica o Diseño.....	22
3.1.3) Pruebas especiales.....	23
3.1.4) Pruebas en Línea.....	23

3.2) PARAMETROS, DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS	24
3.2.1) Pruebas al aislamiento sólido.....	24
3.2.2.1) Medida de resistencia del bobinado.....	24
3.2.2.1.1) Estándares de referencia.....	24
3.2.2.1.2) Propósito de la Prueba.....	24
3.2.2.1.3) Fundamento teórico.....	24
3.2.2.1.4) Problemas detectados.....	25
3.2.2.1.5) Análisis de resultados.....	25
3.2.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.....	25
3.2.2.2.1) Estándares de referencia.....	25
3.2.2.2.2) Propósito de la Prueba.....	26
3.2.2.2.3) Fundamento teórico.....	26
3.2.2.2.3.1) Corrientes presentes en la prueba.....	26
3.2.2.2.3.2) Índices de exactitud.....	27
3.2.2.2.4) Problemas detectados.....	27
3.2.2.2.5) Análisis de resultados.....	27
3.2.2.3) Factor de potencia, factor de disipación $\tan(\delta)$ y capacitancia del transformador.....	28
3.2.2.3.1) Estándares de referencia.....	28
3.2.2.3.2) Propósito de la Prueba.....	28
3.2.2.3.3) Fundamento teórico.....	28
3.2.2.3.4) Problemas detectados.....	31
3.2.2.3.5) Análisis de resultados.....	31
3.2.2.4) Factor de potencia y capacitancia del Bushing.....	32
3.2.2.4.1) Propósito de la Prueba.....	32
3.2.2.4.2) Fundamentación Teórica.....	33
3.2.2.4.3) Problemas detectados.....	33
3.2.2.4.4) Análisis de resultado.....	33
3.2.2.5) Medida de la Relación de Transformación e identificación del grupo de conexión.....	34
3.2.2.5.1) Estándares de referencia.....	34
3.2.2.5.2) Propósito de la Prueba.....	34
3.2.2.5.3) Fundamento teórico.....	34
3.2.2.5.3.1) Grupo vectorial y desplazamiento de fase.....	34
3.2.2.5.3.2) Relación de transformación.....	35
3.2.2.5.4) Problemas detectados.....	35
3.2.2.5.5) Análisis de resultados.....	35
3.2.2.6) Medición de reactancia de dispersión.....	36
3.2.2.6.1) Estándares de referencia.....	36
3.2.2.6.2) Propósito de la Prueba.....	36
3.2.2.6.3) Fundamento teórico.....	36
3.2.2.6.5) Problemas detectados.....	37
3.2.2.6.6) Análisis de resultados.....	37
3.2.2.7) Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.....	38
3.2.2.7.1) Estándares de referencia.....	38
3.2.2.7.2) Propósito de la Prueba.....	38
3.2.2.7.3) Fundamento teórico.....	38
3.2.2.7.3.1) Pérdidas en vacío.....	39
3.2.2.7.3.2) Corriente de vacío.....	39
3.2.2.7.4) Problemas detectados.....	40
3.2.2.7.5) Análisis de resultados.....	40
3.2.2.8) Análisis de barrido de frecuencia.....	41

3.2.2.8.1) Estándares de referencia.....	41
3.2.2.8.2) Propósito de la Prueba.....	41
3.2.2.8.3) Fundamento teórico.....	41
3.2.2.8.4) Problemas detectados.....	42
3.2.2.8.5) Análisis de resultados.....	42
3.2.3) Pruebas del aislamiento líquido (aceite dieléctrico) de transformadores de potencia.....	43
3.2.3.1) Prueba de humedad residual.....	43
3.2.3.1.1) Estándares de referencia.....	43
3.2.3.1.2) Propósito de la Prueba.....	43
3.2.3.1.3) Fundamento teórico.....	43
3.2.3.1.4) Problemas detectados.....	44
3.2.3.1.5) Análisis de resultados.....	44
3.2.3.1.6) Porcentaje de saturación de agua en el aceite.....	45
3.2.3.2) Prueba de acidez del aceite.....	45
3.2.3.2.1) Estándares de referencia.....	45
3.2.3.2.2) Propósito de la Prueba.....	46
3.2.3.2.3) Fundamento teórico.....	46
3.2.3.2.4) Problemas detectados.....	46
3.2.3.2.5) Análisis de resultados.....	46
3.2.3.3) Prueba de factor de potencia en aceites.....	47
3.2.3.3.1) Estándares de referencia.....	47
3.2.3.3.2) Propósito de la Prueba.....	47
3.2.3.3.3) Fundamento teórico.....	48
3.2.3.3.4) Problemas detectados.....	48
3.2.3.3.5) Análisis de resultados.....	48
3.2.3.4) Análisis de Gases Disueltos (AGD).....	49
3.2.3.4.1) Estándares de referencia.....	49
3.2.3.4.2) Propósito de la Prueba.....	49
3.2.3.4.3) Fundamento teórico.....	49
3.2.3.4.3.1) Método de Duval.....	51
3.2.3.4.3.2) Método de Dörnenburg.....	52
3.2.3.4.3.2) Método de diagnóstico de Análisis individual y total de gases disueltos (AGD).....	52
3.2.3.4.4) Problemas detectados.....	54
3.2.3.4.5) Análisis de resultados.....	54
3.2.3.4.5.1) Falla Térmica – Aceite.....	55
3.2.3.4.5.2) Falla Térmica – Celulosa.....	55
3.2.3.4.5.3) Falla Eléctrica – Descargas parciales.....	55
3.2.3.4.5.4) Falla Eléctrica – Arqueo.....	56
3.3) DESCRIPCIÓN DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS.....	56
3.3.1) Condiciones Generales.....	56
3.3.1.1) Parámetros ambientales.....	56
3.3.1.2) Medidas de seguridad.....	57
3.3.1.3) Estudio de información disponible.....	57
3.3.2) Pruebas al aislamiento sólido.....	58
3.3.2.1) Medida de resistencia del bobinado o devanado.....	58
3.3.2.1.1) Método de Medición.....	58
3.3.2.1.2) Equipo.....	58
3.3.2.1.3) Datos ingresados y obtenidos.....	58
3.3.2.1.4) Procedimiento de medición.....	58
3.3.2.1.5) Observaciones y Recomendaciones.....	59

3.3.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.....	59
3.3.2.2.1) Método de Medición.....	59
3.3.2.2.2) Equipo.....	59
3.3.2.2.3) Datos ingresados y obtenidos.....	60
3.3.2.2.4) Procedimiento de medición.....	60
3.3.2.2.5) Observaciones y Recomendaciones.....	60
3.3.2.3) Factor de potencia, pérdidas y capacitancia del aislamiento interno.....	61
3.3.2.3.1) Método de Medición.....	61
3.3.2.3.2) Equipo.....	61
3.3.2.3.3) Datos ingresados y obtenidos.....	62
3.3.2.3.4) Procedimiento de medición.....	62
3.3.2.3.5) Observaciones y Recomendaciones.....	62
3.3.2.4) Factor de potencia para aislamiento externo bushings.....	63
3.3.2.4.1) Método de Medición.....	63
3.3.2.4.2) Equipo.....	63
3.3.2.4.3) Datos ingresados y obtenidos.....	63
3.3.2.4.4) Procedimiento de medición.....	64
3.3.2.4.5) Observaciones y Recomendaciones.....	64
3.3.2.5) Medida de la Relación de Transformación y control del grupo de conexión.....	64
3.3.2.5.1) Método de Medición.....	64
3.3.2.5.2) Equipo.....	64
3.3.2.5.3) Datos ingresados y obtenidos.....	65
3.3.2.5.4) Procedimiento de medición.....	65
3.3.2.5.5) Observaciones y Recomendaciones.....	65
3.3.2.6) Análisis de barrido de frecuencia.....	65
3.3.2.6.1) Método de Medición.....	65
3.3.2.6.2) Equipo.....	65
3.3.2.6.3) Datos ingresados y obtenidos.....	66
3.3.2.6.4) Procedimiento de medición.....	66
3.3.2.6.5) Observaciones y Recomendaciones.....	66
3.4) ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS Y VARIABLES QUE PODRÍAN SUPERVISARSE EN TIEMPO REAL.....	67
3.4.1) Características de pruebas “en línea” y “fuera de línea”.....	67
3.4.1.1) Pruebas “en línea”.....	67
3.4.1.2) Pruebas “fuera de línea”.....	67
3.4.2) Análisis de Pruebas que podrían supervisarse en tiempo real o en línea.....	68
3.4.2.1) Medida de resistencia del bobinado.....	68
3.4.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.....	69
3.4.2.3) Factor de potencia, factor de disipación tan (δ) y capacitancia del aislamiento interno del transformador.....	69
3.4.2.4) Factor de potencia y capacitancia del Bushing (en línea).....	69
3.4.2.5) Medida de la Relación de Transformación y control del grupo de conexión.....	70
3.4.2.6) Medida del voltaje e impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga.....	70
3.4.2.7) Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.....	70
3.4.2.8) Análisis de barrido de frecuencia.....	70
3.4.2.9) Medida de Descargas parciales (en línea).....	70
3.4.2.10) Pruebas del aislamiento líquido (aceite dieléctrico) de transformadores de potencia (en línea).....	71
3.4.3) Resumen de Análisis de Pruebas que podrían supervisarse en tiempo real o en línea.....	71
CAPÍTULO 4.....	73
SUPERVISIÓN EN LÍNEA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	73
4.1) DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES QUE SE SUPERVISARAN EN TIEMPO REAL.....	73
4.1.1) Aislamiento interno.....	74

4.1.1.1) Temperatura del aceite y bobinados.....	74
4.1.1.1.1) Descripción.....	74
4.1.1.1.2) Forma de toma de valores.....	74
4.1.1.1.3) Seguridad del sistema de medida.....	75
4.1.1.1.4) Resultado obtenido y Análisis.....	75
4.1.1.1.5) Equipo.....	76
4.1.1.2) Señales calóricas u ondas ultravioletas.....	77
4.1.1.2.1) Descripción.....	77
4.1.1.2.2) Forma de toma de valores.....	79
4.1.1.2.3) Seguridad del sistema de medida.....	79
4.1.1.2.4) Resultado obtenido y Análisis.....	80
4.1.1.2.5) Equipo.....	81
4.1.1.3) Humedad.....	81
4.1.1.3.1) Descripción.....	81
4.1.1.3.2) Forma de toma de valores.....	82
4.1.1.3.3) Seguridad del sistema de medida.....	82
4.1.1.3.4) Resultado obtenido y Análisis.....	82
4.1.1.3.5) Equipo.....	83
4.1.1.4) Emisiones Acústicas.....	83
4.1.1.4.1) Descripción.....	83
4.1.1.4.2) Forma de toma de valores.....	85
4.1.1.4.3) Seguridad del sistema de medida.....	86
4.1.1.4.4) Resultado obtenido y Análisis.....	86
4.1.1.4.5) Equipo.....	88
4.1.1.5) Perturbaciones electromagnéticas de ultra alta frecuencia (UHF).....	88
4.1.1.5.1) Descripción.....	88
4.1.1.5.2) Forma de toma de valores.....	89
4.1.1.5.2.1) Método Detección de corrientes según la IEC 60270. [22].....	89
4.1.1.5.2.2) Método Detección por RFI.....	90
4.1.1.5.3) Seguridad del sistema de medida.....	92
4.1.1.5.4) Resultado obtenido y Análisis.....	92
4.1.1.5.5) Equipo.....	93
4.1.1.5.5.1) Equipo de medida de pulsos de corriente en alta frecuencia.....	93
4.1.1.5.5.2) Receptor de señales RFI (Antena).....	93
4.1.1.6) PPM de Gases y Compuestos Químicos en el Aceite.....	93
4.1.1.6.1) Descripción.....	93
4.1.1.6.2) Forma de toma de valores.....	94
4.1.1.6.3) Seguridad del sistema de medida.....	94
4.1.1.6.4) Resultado obtenido y Análisis.....	94
4.1.1.6.5) Equipo.....	95
4.1.2) Aislamiento externo.....	95
4.1.2.1) Corrientes de fuga.....	95
4.1.2.1.1) Descripción.....	95
4.1.2.1.2) Forma de toma de valores.....	97
4.1.2.1.3) Seguridad del sistema de medida.....	99
4.1.2.1.4) Resultado obtenido y Análisis.....	100
4.1.2.1.5) Equipo.....	101
4.2) JUSTIFICACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES QUE SE SUPERVISARÁN.....	102
4.2.1) Caracterización de presencia de fallas.....	102
4.2.1.1) Bushings.....	102

4.2.1.2) Cambiador de tomas bajo carga (OLTCs).....	103
4.2.2) Principales fallas internas de transformadores.....	104
4.2.2.1) Fallas a tierra en los devanados.....	105
4.2.2.2) Fallas en el núcleo.....	105
4.2.2.3) Fallas entre fases.....	105
4.2.2.4) Fallas entre espiras de un mismo devanado.....	105
4.2.2.5) Fallas en el tanque.....	105
4.2.3) Detección de fallos en transformadores.....	106
4.2.3.1) Detección eléctrica.....	106
4.2.3.2) Detección mecánico-química.....	106
4.2.4) Pérdidas en transformadores.....	107
4.2.5) Análisis de Tendencia de cambios en las variables.....	108
4.2.5.1) Temperatura.....	108
4.2.5.2) Voltaje.....	109
4.2.5.3) Capacitancia, Tangente delta o factor de potencia en el bushing.....	109
4.2.5.4) Emisiones acústicas.....	110
4.2.5.5) Interferencia de UHF.....	110
4.2.5.6) Partes por millón de gases, humedad y compuestos químicos.....	111
4.2.6) Adquisición de información.....	113
4.2.6.1) Señales analógicas.....	113
4.2.6.2) Señales digitales.....	114
4.2.7) Resumen de parámetros y variables que se pueden supervisar en tiempo real.....	114
CAPÍTULO 5.....	116
DETERMINACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO.....	116
5.1) ANÁLISIS DE LOS RECURSOS EXISTENTES EN CELEC EP-TRANSELECTRIC PARA REALIZAR EL MONITOREO.....	116
5.1.1) Elementos de comunicación.....	116
5.1.1.1) Anillo de comunicación.....	117
5.1.1.1.1) Tecnologías de transmisión de datos.....	117
5.1.1.1.1.1) SDH. (Jerarquía digital sincrónica).....	117
5.1.1.1.1.2) PDH. (Jerarquía digital plecioquina).....	117
5.1.1.1.2) Estructura.....	118
5.1.1.2) Red WAN.....	118
5.1.1.3) Red LAN.....	119
5.1.2) Estructura física.....	120
5.1.2.1) Casa de control de la Subestación.....	120
5.1.2.2) Centro de operación y supervisión en tiempo real.....	120
5.1.3) Equipo actual de toma de datos en el transformador para monitoreo en línea.....	121
5.1.3.1) Parámetros del Aislamiento Interno.....	121
5.1.3.2) Parámetros del Aislamiento Externo.....	121
5.1.3.3) Parámetros del cambiador de tomas bajo carga.....	121
5.1.4) análisis del método de monitoreo para CELEC EP TRANSELECTRIC.....	122
5.1.4.1) Objetivos del sistema de monitoreo.....	122
5.1.4.2) Sistema de comunicación.....	123
5.1.4.3) Adquisición de datos.....	123
5.1.4.4) Equipo de medición.....	124
5.1.4.5) Administración de los datos adquiridos.....	125
5.1.4.6) Variables monitoreadas por métodos no invasivos al presentarse perturbaciones en los métodos en línea.....	125
5.1.5) Análisis entre sistemas de monitoreo y opciones comerciales.....	125

5.1.5.1) GE (General Electric). Sistema de monitoreo concentrado integral Intellix MO 150RMC.	126
5.1.5.1.1) Principio de funcionamiento.	126
5.1.5.1.2) Estructura de Comunicación.	126
5.1.5.1.3) Modelos de cálculo.	127
5.1.5.2) Areva energy. Sistema de monitoreo MS 3000 IED.	128
5.1.5.3) Treotech, Sistema de Monitoreo On-Line SIGMA.	128
5.1.5.3.1) Principio de funcionamiento.	128
5.1.5.3.2) Estructura de Comunicación.	129
5.1.5.3.3) Modelos de cálculo.	129
5.2) ESTRUCTURACIÓN Y PRESENTACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO.	130
5.2.1) Estructura.	130
5.2.1.1) Posición.	130
5.2.1.2) Funciones.	130
5.2.1.3) Cualidades Técnicas.	131
5.2.1.3.1) Arquitectura de Sensores para el Monitoreo En Línea.	131
5.2.1.3.2) Arquitectura de Transmisión de Datos.	132
5.2.1.3.3) Arquitectura de Tratamiento de Datos para Diagnóstico.	133
5.2.1.3.4) Características de los Equipos de medición inteligente.	133
5.2.1.3.4.1) Envejecimiento del Aislamiento.	133
5.2.1.3.4.2) Humedad en el aislamiento.	134
5.2.1.3.4.3) Eficiencia del sistema de enfriamiento natural y forzado.	134
5.2.1.3.4.4) Previsión de temperatura futura.	134
5.2.1.3.4.5) Cromatografía.	134
5.2.1.3.4.6) Físico-químico.	135
5.2.1.3.4.7) Simulación de cargabilidad.	135
5.2.1.3.4.8) Despliegues para el Analista.	135
5.2.2) Módulos de monitoreo.	136
5.2.2.1) Termómetro.	137
5.2.2.2) Termómetro y AVR (Relé regulador de voltaje).	137
5.2.2.3) Termómetro y Medidor de Humedad.	138
5.2.2.4) Termómetro, Medidor de Humedad y parámetros del Bushing.	138
5.2.3) Experiencia de diseño e implementación.	139
5.2.3.1) Generalidades.	139
5.2.3.2) Características iniciales del transformador.	139
5.2.3.2.1) Transformador Subestación Vía Quevedo.	140
5.2.3.2.2) Transformador Subestación Cadena.	141
5.2.3.3) Pruebas antes de la implementación.	141
5.2.3.3.1) Resultados de Pruebas S/E Vía a Quevedo.	142
5.2.3.3.2) Resultados de Pruebas S/E Cadena.	143
5.2.3.4) Análisis de resultados de pruebas.	143
5.2.3.4.1) Análisis físico químico.	143
5.2.3.4.2) Cromatografía de Gases.	145
5.2.3.5) Características de equipo de monitoreo.	146
5.2.3.6) Estructura de comunicación.	147
5.2.3.7) Instalación del equipo.	148
5.2.3.8) Integración del equipo a la plataforma de información.	148
5.2.3.9) Resultados.	149
5.2.3.9.1) Datos iniciales de transformadores base.	149
5.2.3.9.2) Análisis de datos iniciales.	150
5.2.3.9.3) Datos de transformadores base con el sistema de monitoreo en operación.	151

5.2.3.9.4) Comparación y análisis de datos iniciales con datos del sistema de monitoreo en operación.	153
5.2.4.) Metodología para tratamiento, y análisis de información del monitoreo.	154
5.2.4.1) Tratamiento de información.	154
5.2.4.1.1) Comunicación.	154
5.2.4.1.2) Registro.	155
5.2.4.2) Presentación de información.	155
5.2.4.2.1) Despliegues del operador.	155
5.2.4.2.2) Reportes de operación.	156
5.2.4.3) Análisis de información.	157
5.2.4.3.1) Supervisión en tiempo real.	157
5.2.4.3.2) Análisis fuera de línea o posterior a la operación.	157
5.2.4.3.3) Manual de operación.	158
5.2.4.3.4) Decisiones.	158
5.2.4.4) Métodos para evitar la falla de equipos de monitoreo.	158
5.3) ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN.	159
5.3.1) Análisis de factibilidad de implementación técnica.	160
5.3.1.1) Análisis de órdenes de trabajo (OT) en los transformadores de CELEC-EP-TRANSELECTRIC, en el año 2010.	160
5.3.1.2) Análisis de costo de mantenimientos programados por tiempo.	162
5.3.1.3) Costo por energía no suministrada.	162
5.3.1.4) Beneficios de implementación.	162
5.3.2) Análisis de factibilidad de implementación económica.	163
5.3.2.1) Cuantificación de beneficios de implementación.	163
5.3.2.1.1) Cuantificación de orden de trabajo para mantenimientos programados a transformadores de potencia.	163
5.3.2.1.2) Cuantificación de análisis de aceite anual.	164
5.3.2.1.3) Cuantificación de aplazamiento de vida útil de transformadores de potencia.	164
5.3.2.2) Tempo de vida útil, costo de operación y mantenimiento del monitoreo.	164
5.3.2.3) Inversión.	164
5.3.2.3.1) Consideraciones de inversión.	165
5.3.2.3.2) Comunicación.	166
5.3.2.3.3) Sistema Informático.	166
5.3.2.4) Factores de evaluación económica.	166
5.3.2.4.1) Valor actual neto (VAN).	166
5.3.2.4.2) Tasa interna de retorno (TIR).	167
5.3.2.4.3) Relación Beneficio-Costo (B/C).	167
5.3.2.4.4) Tiempo de Recuperación.	167
5.3.2.4.5) Metodología.	168
5.3.2.4.5.1) Cálculo del VAN.	168
5.3.2.4.5.2) Cálculo del TIR.	169
5.3.2.4.5.3) Cálculo del Beneficio-Costo.	169
5.3.2.4.5.3) Cálculo del Tiempo de Recuperación.	169
5.3.2.4.6) Análisis de Resultados.	170
CAPÍTULO 6.	171
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	171
6.1) CONCLUSIONES.	171
6.2) RECOMENDACIONES.	174
A.1.- Pruebas de aceptación de Transformador Chino Subestación San Gregorio Portoviejo Manabí.	¡Error! Marcador no definido.
A.2.- Equipo utilizado para el diseño del sistema de monitoreo.	¡Error! Marcador no definido.
A.3.- Memoria técnica experiencia de diseño y aplicación sistema de monitoreo.	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Tanque tipo conservador con diafragma.	7
Figura 2.2. Diagrama Intercambiador de tomas.	8
Figura 2.3. Cambiador de tomas vista interna.	9
Figura 2.4. Vista de bushing de potencia 230/138kV. (porcelana-aceite).	10
Figura 2.5. Estructura de la celulosa.	12
Figura 2.6 a.- Hidrocarburo naftenico Monocíclico, b.- Bicíclico.	14
Figura 2.7. Hidrocarburos aromáticos.	14
Figura 3.1. Componentes de la corriente de aislamiento durante una prueba DC de medida de aislamiento. [38]	26
Figura 3.2. Diagrama fasorial de la prueba de Factor de potencia.	29
Figura 3.3. Comportamiento de $t_g(\delta)$ del aceite para distintos casos de envejecimiento. [31]	30
Figura 3.4. Comportamiento característico de tangente delta en función de la temperatura, para aislamientos en papel impregnado en aceite. [31]	30
Figura 3.5. Análisis de barrido de frecuencia para un transformador con falla eléctrica. [97]	42
Figura 3.6. Curvas de equilibrio en base al contenido de agua en el aceite. [53]	44
Figura 3.7. Límites de acidez en función de los años de servicio. [12]	47
Figura 3.8. Evolución de gases en función de temperatura y energía. [116]	50
Figura 3.9. Método gráfico del Triángulo de Duval. [28]	51
Figura 3.10. Método gráfico de Dornenburg. [28]	52
Figura 3.11. Proporciones relativas de gases para Falla Térmica – Aceite. [117]	55
Figura 3.12. Proporciones relativas de gases para Falla Térmica - Celulosa. [117]	55
Figura 3.13. Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica – Corona. [117]	55
Figura 3.14. Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica – Arqueo. [117]	56
Figura 3.15. Micróhmetro electrónico marca Megabras.	58
Figura 3.16. Medición de la resistencia óhmica conectado en delta y en estrella.	59
Figura 3.17. Medidor de resistencia Megger de 15 kV.	59
Figura 3.18. Medidor de factor de potencia de aislamiento marca DOBLE.	61
Figura 3.19. Equipo para medición de relación de transformación.	64
Figura 3.20. Equipo necesario y circuitos de medida.	66
Figura 4.1. Equipo para detección de temperatura.	77
Figura 4.2. Termografía de efectos térmicos al interior del transformador.	79
Figura 4.3. Obstrucción de circulación en un panel de enfriamiento de aceite.	81
Figura 4.4. Exceso de 7°C en un cambiador de tomas con respecto a al tanque.	81
Figura 4.5. Localización de un punto caliente en el bushing con exceso de temperatura de 60° C.	81
Figura 4.6. Cámara termográfica marca Fluke Ti25 con tecnología IR Fusión.	81
Figura 4.7. Equipo de medida de Humedad con sonda.	83
Figura 4.8. Monitor de humedad en tubería de sistema de enfriamiento de transformadores de potencia. [99]	83
Figura 4.9. Eventos emisiones acústicas localizados dentro del tanque. [25]	87
Figura 4.10. Acústica de un transformador con alto contenido de hidrógeno. [75]	87
Figura 4.11. Sistema de medición de Emisiones Acústicas. [7]	88
Figura 4.12. Emisión de señales Electromagnéticas (EM) de ultra alta frecuencia. [109]	91
Figura 4.13. Diagrama PRDP. [109]	91
Figura 4.14. Receptor de señales RFI (Antena) marca DOBLE. [106]	93
Figura 4.15. Forma constructiva de un bushing capacitivo.	96
Figura 4.16. Circuito equivalente de un bushing capacitivo energizado. [78]	96
Figura 4.17. Corrientes de fuga de tres bushings en un sistema trifásico; (a) Para una dada condición inicial; (b) con alteración en la capacitancia y factor de disipación del bushing de la fase A. [77]	97
Figura 4.18. Comportamiento típico de las mediciones de (a) Capacitancia y (b) Tangente Delta en los bushings de un transformador de 100MVA 230 kV en operación normal. [112]	100

Figura 4.19. Equipo para el monitoreo de capacitancia y tangente delta. [108]	102
Figura 4.20. Estadísticas de averías en transformadores de potencia entre 1998 y 2005 en la red de CFE.....	105
Figura 4.21. Detección de fallo en por tendencia de Capacitancia.....	110
Figura 4.22. Tendencia de señal UHF que presenta descarga parcial.....	111
Figura 4.23. Tendencia de presencia de Hidrógeno generado por falla en un OLTCs. [106].....	112
Figura 4.24. Tendencia de pérdida de vida útil papel a causa de la humedad. [106].....	112
Figura 5.1. Estructura del anillo de comunicación.	118
Figura 5.2. Daño en transformadores y equipo asociado.	122
Figura 5.3. Parámetros monitoreados con Intellix MO 150.....	127
Figura 5.4. Sistema de comunicación del sistema de monitoreo MS 3000 de Areva.....	128
Figura 5.5. Sistema de comunicación del monitoreo Treetech.....	129
Figura 5.6. Arquitectura de Comunicación del Sistema de Monitoreo.....	132
Figura 5.7. Despliegue de un sensor conectado al sistema de monitoreo.	135
Figura 5.8. Despliegue de diagnóstico para el analista.	136
Figura 5.9. Modulo de monitoreo con Termómetro.....	137
Figura 5.10. Modulo con Termómetro y AVR.	137
Figura 5.11. Modulo con Termómetro y Medidor de Humedad.	138
Figura 5.12. Modulo con Termómetro, Medidor de Humedad y Bushings.	138
Figura 5.13. Equipo empelado, Medidor QUALITROL ETM 505 y ION 7650.....	147
Figura 5.14. Estructura de comunicación de equipos para la transmisión de datos.....	147
Figura 5.15. Instalación del equipo en campo.	148
Figura 5.16. Potencias semanal subestación vía a Quevedo.....	149
Figura 5.17. Potencia semanales subestación Cadena.....	150
Figura 5.18. Potencia semanal subestación vía Quevedo.....	151
Figura 5.19. Comparación Corriente y temperatura del transformador subestación vía Quevedo.....	151
Figura 5.20. Potencia semanal subestación Cadena.	152
Figura 5.21. Comparación Corriente y temperatura del transformador subestación Cadena.	152
Figura 5.22 Despliegue del operador sistema de monitoreo de temperatura.....	156
Figura 5.23. Extensión de vida Útil según experiencia de monitoreo. [112].....	160
Figura 5.24. Porcentajes de órdenes de trabajo.....	161

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla II.I. Caracterización de Aislamiento. [96].....	4
Tabla II.II Factores que deterioran el Aislamiento del transformador. [85]	21
Tabla III.I. Valores de factor de potencia. [31]	32
Tabla III.II. Valores de humedad residual aceptable. [15].....	45
Tabla III.III. Condiciones para la saturación de agua en aceite. [53]	45
Tabla III.IV. Valor de acidez permisible según condición del aceite. [57]	47
Tabla III.V. Valores permisibles de Factor de Potencia en aceite en base a su condición. [3].....	48
Tabla III.VI. Concentración de gases disueltos. [28].....	52
Tabla III.VII. Procedimientos recomendados para las diferentes condiciones. [28].....	53
Tabla III.VIII. Resumen de Análisis de Pruebas que podrían supervisarse en línea.	71
Tabla IV.I. Valores de control, alarma y disparo (a) . [99]	76
Tabla IV.II. Valores de control, alarma y disparo (b) . [99]	76
Tabla IV.III. Valores de humedad admisibles para aceites en servicio.....	82
Tabla IV.IV. Valores límites para factor de pérdidas dieléctricas tan delta e incremento de capacitancia para bushings de resina-papel. [108].....	101
Tabla IV.V. Aumento de la capacitancia DC en caso de una falla parcial entre las capas de control o aislamiento un bushing impregnado en aceite. [108].....	101
Tabla IV.VI. Resumen de la protección eléctrica del transformador. [80]	106
Tabla IV.VII. Clasificación de los niveles de gas en relación a una posible situación de fallo. . [41]	107
Tabla IV.VIII. Señales seleccionadas para el monitoreo.	114
Tabla IV.IX. Resumen de parámetros a monitorear en línea.....	115
Tabla V.I. Datos de placa transformador base.	140
Tabla V.II. Condiciones de operación	140
Tabla V.III. Condiciones de operación.	141
Tabla V.IV. Datos de placa transformador base.	141
Tabla V.V. Análisis físico químico del aceite.	142
Tabla V.VI. Cromatografía de gases del aceite.	142
Tabla V.VII. Análisis físico químico del aceite.	143
Tabla V.VIII. Cromatografía de gases del aceite.	143
Tabla V.IX. Resultados de análisis físico químico del aceite en transformadores base.....	144
Tabla V.X. Resultados de análisis cromatográfico de gases disueltos del aceite en transformadores base.	145
Tabla V.XI. Resultados de análisis cromatográfico por comparación de relaciones de gases disueltos del aceite.	146
Tabla V.XII. Mediciones máximas y mínimas de transformadores base.	152
Tabla V.XIII. Identificación y porcentajes de órdenes de trabajo.....	161
Tabla V.XIV. Cuantificación de orden de trabajo promedio.	163
Tabla V.XV. Porcentaje de inversión de implementación de monitoreo.....	165
Tabla V.XVI. Datos para cálculo de indicadores.....	168
Tabla V.XVII. Flujo de caja.....	169
Tabla V.XVIII. Indicadores económicos.	170

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SIN	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
COT	Centro de Operación de Transmisión.
ASTM	Américan Stardads for Testing and Materials.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
ANSI	American National Standard Institute.
DC	Corriente Directa.
DAS	Data Acquisition systems.
AC	Corriente Alterna.
TGC	Totalidad de Gases Combustibles.
DAS	Data Acquisition systems.
RBW	Ancho de Banda de Resolución.
RFI	Interferencia de radio frecuencia.
DP	Descarga parcial.
PRDP	Diagrama de descargas parciales resuelta en fase.
EMI	Interferencia electromagnética.
C6H10O5)n	Celulosa.
$H_3C - (CH_2)_n - CH_3$	Hidrocarburos Parafínicos.
$Al_2O_3 - 2SiO_2 - 2H_2O$	Composición química de tierra de porcelana.
SiO2	Cuarzo u óxido de silicio.
$K_2O - Al_2O_3 - 6SiO_2$	Feldespato potásico.
(CaCo₃)	caliza.
(Na₂CO₃)	sosa caustica.
N₂	nitrógeno.
O₂	oxígeno.
Ar	Argón.
H₂	Hidrógeno.
SF₆	Hexafluoruro de azufre.
CO₂	Dióxido de Carbono.
CO	Monóxido de Carbono.

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó una descripción de los componentes del sistema de aislamiento del transformador de potencia, para dar a conocer su construcción, las características de los dieléctricos que los componen y agentes causantes de su degradación. Con el fin de determinar las necesidades de monitoreo de dichos componentes, se realizó un análisis de los parámetros que podrán mostrar el estado del sistema de aislamiento interno, externo del transformador de potencia y su intercambiador de tomas, mientras éstos están operando, tomando como base las pruebas consideradas de rutina, según estándares internacionales como ANSI/IEEE e IEC, en los que se explica el procedimiento de toma de mediciones, los parámetros medidos y valores característicos que indican el buen estado del sistema de aislamiento.

Se analizaron las características y tendencias presentes en tiempo real de los parámetros seleccionados por el análisis, y las propuestas comerciales existentes en el mercado, para implementar un sistema de monitoreo.

Se estructuró un sistema de monitoreo para el sistema de aislamiento interno y externo de un transformador de potencia y su intercambiador de tomas, en el cual se utilizan los recursos existentes en CELEC EP-TRANSELECTRIC, tomando como base las experiencias de monitoreo expuestas en congresos internacionales de ingeniería y la experiencia de aplicación de un sistema de monitoreo para transformadores de potencia de la “Corporación Nacional de Electricidad” CNEL Regional Santo Domingo.

Finalmente, se realizó un análisis de factibilidad del proyecto, tanto técnica como económica.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto surge a partir de la necesidad de proteger al transformador de potencia, con tecnologías nuevas, debido al desarrollo de nuevos sistemas de protección enmarcados en la gestión de señales utilizadas para mostrar el estado del aislamiento interno, externo de transformadores y cambiadores de tomas, sin necesidad de sacar al equipo de servicio para pruebas.

CAPITULO 1. Presentación del trabajo de investigación en el cual se enmarca una introducción al tema, su objetivo y alcance.

CAPITULO 2. Se realiza una descripción del equipo al cual monitorearemos, con una introducción teórica acerca de su construcción, para luego analizar los materiales aislantes con sus características y agentes que producen su deterioro.

CAPITULO 3. Sustenta el fundamento teórico de las pruebas que se realizan al transformador, antes de su energización y durante salidas programadas para mantenimiento, sujetándose a los estándares ANSI/IEEE e IEC, obteniendo la información necesaria para la comprensión y elección de los variables a monitorear.

CAPITULO 4. Incluye un estudio del monitoreo en línea, al analizar las señales y tendencias de parámetros que podrán dar a conocer el estado del equipo mientras éste está operando.

CAPITULO 5. Presenta un sistema de monitoreo para los transformadores de potencia, mencionando las señales, el medio de comunicación, los recursos existentes, las estructuras de monitoreo presentes en el mercado.

CAPITULO 6. Conclusiones y Recomendaciones

CAPÍTULO 1.

1.1) INTRODUCCIÓN.

En la actualidad el Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (SNT) cuenta con 115 transformadores de potencia distribuidos en todas sus subestaciones situadas a lo largo del país, los cuales 97 son autotransformadores trifásicos y 17 entre transformadores trifásicos y bancos de transformadores monofásicos.

El sistema eléctrico de transmisión se encuentra formado por:

a.- Transformadores de potencia: Llamados así por la gran cantidad de potencia y energía eléctrica que manejan; dan la capacidad al sistema eléctrico de aumentar el voltaje para transmisión y reducirlo para su distribución, razón por la cual son equipo sofisticado de gran costo; operan conjuntamente con equipo de protección y operación como apartarrayos, seccionadores, interruptores, barras etc.

b.- Las líneas de transmisión: conducen la energía de los puntos de generación a los de consumo; y tienen como inicio y final las subestaciones.

Cada uno de estos elementos tiene distintos procedimientos de operación, protección y mantenimiento, los cuales sirven para protegerlos de daños drásticos o afectación de su vida útil de funcionamiento.

Los transformadores de potencia deben ser operados bajo altos niveles de eficiencia, disponibilidad y seguridad, los cuales se logran a través de sistemas de protección y gestión de mantenimiento, capaces de proteger, mantener en operación en caso de contingencia y preservar la vida útil de los equipos del sistema eléctrico de potencia.

Para que estos sistemas de protección y gestión de mantenimiento sean eficientes y eficaces, deben manejarse con información precisa y oportuna, conjuntamente con una permanente asistencia de personal especializado (técnicos y operadores), los mismos que analizan y controlan el sistema en un punto geográfico específico, llamado "Centro de Control"; al cual debe llegar toda la información del sistema, procesándola al instante (en tiempo real). De esta manera se toman las mejores decisiones para el control, análisis, protección, mantenimiento y optimización del sistema basado en información rápida y confiable.^[105]

El presente proyecto se halla centrado en el elemento más importante y costoso de una subestación; pretendiendo la preservación de su vida útil mediante un sistema de monitoreo en tiempo real, para sus partes constitutivas como su aislamiento interno (papel, aceite), externo (bushing) e intercambiadores de tomas.

1.2) OBJETIVOS.

El objetivo principal del presente proyecto, es desarrollar un análisis para implementar el monitoreo en tiempo real del aislamiento interno y externo de: transformadores de potencia e intercambiadores de tomas, en subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano, mediante:

- a.- La determinación de señales y mediciones de parámetros para el monitoreo; las variables a utilizarse para reflejar el estado de las partes constructivas monitoreadas; precautelar la vida útil de éstos y consecuentemente la del transformador de potencia.
- b.- El estudio de sistemas de monitoreo y variables fundamentales a ser implementadas en las subestaciones del SNT ecuatoriano.
- c.-El Análisis de la utilización de los recursos existentes para el monitoreo de la Unidad de negocio CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- d.- La selección de la metodología pertinente para el tratamiento y análisis de la información en los equipos bajo la norma correspondiente.
- c.- La propuesta de un esquema de monitoreo en línea de las variables.
- d.- El análisis de factibilidad de implementación del proyecto de monitoreo.

1.3) ALCANCE.

El presente proyecto se halla orientado al análisis y futura implementación del monitoreo en tiempo real del aislamiento interno y externo de transformadores de potencia e intercambiadores de tomas para las subestaciones del SNT ecuatoriano.

Después, este proyecto se podrá utilizar como base para la implementación del monitoreo de transformadores de potencia, ya que se analizará todos los recursos de CELEC EP-TRANSELECTRIC y variables que reflejarán el estado del transformador de potencia. Presentará un sistema de monitoreo, tal que pueda ayudar a mejorar las condiciones de confiabilidad y gestión de mantenimientos actuales, que se basan en disponibilidad por tiempos, a otro que se base en el análisis de parámetros técnicos en el tiempo, para con ello mejorar y optimizar la operación y el mantenimiento, centrándolo en la vida útil del equipo para poder extenderla lo más posible a través de la detección de fallas en desarrollo antes de que ocurra la falla catastrófica. De esta manera optimizar los recursos tanto técnicos como económicos asociados a estos equipos.

CAPÍTULO 2.

AISLAMIENTO INTERNO Y EXTERNO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores de potencia se emplean en sistemas eléctricos que poseen distintos niveles de voltajes uniendo generadores, líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. Se aplica en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios. Se construyen en potencias normalizadas hasta 1000 MVA y niveles de voltaje de hasta 1000 kV. Son altamente eficientes y confiables, a causa de la magnitud de su costo y dificultad que representarían en el sistema eléctrico si salieran fuera de servicio. Son primordiales para el servicio de sectores estratégicos del país como el económico, productivo, etc.^[88]

El sistema de aislamiento es un conjunto materiales que de acuerdo a sus características constructivas, tiene la habilidad de oponerse a la circulación de corriente a través de sí mismo, resistiendo esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento de sus dieléctricos, a continuación se presenta en la tabla II.I, la caracterización del aislamiento de acuerdo a su posición en el transformador de potencia.^[96]

Aislamiento	Interno			Externo	
	Núcleo	Bobinados	Cambiador de Tomas	Tanque	Bushings
Dieléctrico					
Aceite dieléctrico	x	x	x		x
Papel aislante		x	x		x
Porcelana					x
Aire					x
Barnices	x	x		x	
Polímeros y cauchos		x		x	

Tabla II.I. Caracterización de Aislamiento.^[96]

De acuerdo a esta caracterización se presentará la estructura del aislamiento y la cualidad aislante de los dieléctricos que los componen.

[88] FITZGERALD, A.E., "Electric Machinery", Third Edition, McGraw-Hill, New York, 1971.

[96] VON HIPPEL, ARTHUR R., Dielectric Materials and Applications, Ed. The Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, 1954.

2.1) MATERIALES Y PARTES CONSTRUCTIVAS.

2.1.1) NÚCLEO MAGNÉTICO.

El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito eléctrico a otro; su función principal es la de conducir el flujo magnético.

Está construido por unión de muchas láminas de metal férnico, separadas por un barniz aislante; configuración usada para impedir la creación de las corrientes parásitas. Existen varias disposiciones de láminas, las cuales deben ser cortadas y tratadas de forma exacta, lo que garantiza reducciones importantes en los valores de pérdidas de vacío y son:

a.- Núcleo del tipo columnas o cerrado: Este núcleo está formado por láminas en forma de "U" y láminas en forma de "I" las cuales tienen un espesor calculado de acuerdo a la potencia que van a transmitir. Cuando se hace el armado completo del paquete de láminas, éstas se colocan alternadas y sucesivas, con el fin de evitar las pérdidas por reluctancia. Se utiliza para transformadores monofásicos.

b.- Núcleo de tipo acorazado o blindado. Este núcleo está formado por láminas en forma de "E" y láminas en forma de "I". El ancho de la sección central del núcleo es el doble de las secciones laterales, sobre esta sección se deben colocar los devanados unos sobre otros para formar un solo conjunto. Se utilizan para transformadores trifásicos acorazados.^[1]

El material utilizado en las láminas tiene una gran permeabilidad magnética, lo cual se logra introduciendo de un porcentaje de silicio en el hierro, haciéndolo más fácil de magnetizar, adquiriendo un alto grado de magnetización, bajas pérdidas por histéresis y de alta permeabilidad, este material es conocido como blando, porque su curva de histéresis magnética es muy delgada.^[81]

2.1.2) BOBINADOS PRIMARIO, SECUNDARIO Y TERCIARIO.

La función principal del devanado primario es crear un campo magnético con una pérdida de energía muy pequeña. El bobinado secundario debe aprovechar el flujo magnético para producir una fuerza electromotriz. El terciario se utiliza para alimentación de los equipos de la subestación directamente del sistema eléctrico

[1]. IEC 60076-1 (2000). *Power transformer- Part 1: General*.

[81] MARITZA BACCA. *Tesis "Caracterización de modelado de las pérdidas en núcleos de transformadores"* Universidad Nacional de Colombia, Febrero 2009.

[89] JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON. *"Análisis de sistemas de Potencia"*. McGraw-Hill 1996.

al cual está conectado el transformador y colocar equipo de compensación, a causa de su nivel de voltaje bajo en comparación al primario y secundario.^[88] Los bobinados de un transformador previo a su montaje son sometidos a procesos de secado en hornos y eliminación de la humedad mediante vacío, para luego ser impregnados con aislante líquido. Este tratamiento requiere de ambientes muy especiales, libres de polvo y manejo de todos los elementos con delicadeza. Se fabricarán con conductores de cobre aislados con papel de alta estabilidad térmica y resistencia al envejecimiento; podrá darse a los devanados un baño de barniz con el objeto de aumentar su resistencia mecánica.^[89]

El cobre es después de la plata, el metal que tiene mayor conductividad eléctrica, por tal razón se ocupa en todos los bobinados del transformador; las impurezas incluso en pequeña cantidad reducen notablemente dicha conductividad. Después de la plata el cobre es el metal que mejor conduce el calor. El cobre puro con un grado de pureza del 99.9%, se fábrica generalmente por procedimientos electrolíticos, siendo éste utilizado en las aplicaciones de potencia eléctrica. Su denominación normalizada es KE-CU (Cobre Catódico).^[103]

2.1.3) TANQUE.

Armadura y soporte del núcleo, los bobinados y su aislamiento. Su mayor propósito es generar un ambiente controlado, a fin de proteger la parte activa del transformador y proporcionar aislamiento a través de dieléctricos líquidos, por ejemplo aceites o gases como el SF₆, protegiéndolos de agentes ambientales como la humedad y la contaminación externa. El material utilizado en la fabricación de los tanques es placa de acero estructural código ASTM-A-36 de primera calidad, preparadas en máquinas de corte, troqueladoras, dobladoras y unidas posteriormente en un proceso de soldadura. Recubiertas de anticorrosivos, consistente en varias capas aplicadas por aspersión. Existen varios tipos de configuración de tanques a continuación los más comunes.^[101]

2.1.3.1) Tipo respiración libre.

Diseñado de tal forma, que el colchón de aire que se encuentra en el interior está a la presión atmosférica del sitio y sobre el aceite aislante; esto se logra a través

[101] LUIS TAPIA, "Operación de Subestaciones" Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

[103] PAUL AYORA, "Diseño de Alto Voltaje" Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

de una tubería de respiración diseñada de tal forma que impide el ingreso de humedad, insectos o contaminación ambiental. Posee un extractor de humedad sílicagel en dicha tubería.^[101]

2.1.3.2) Tipo tanque conservador.

Diseñado de tal forma, que el tanque del transformador está completamente lleno de aceite, agregándose un tanque pequeño en la parte superior del transformador, el cual tiene como funciones principales la expansión del aceite (intercambio de calor o refrigeración) y el intercambio de aire con la atmósfera (respiración del transformador), intercambio que se realiza bajo condiciones muy seguras para el transformador, ya que ocurre en el tanque conservador, evitando así una mayor posibilidad de ingreso de humedad. El tener un punto referencial para el movimiento del fluido aislante refrigerante es muy útil para la instalación de protecciones sensibles a estos cambios como el relé Buchholz.^[102]

La mayoría de los transformadores del SNT, llevan instalados en el interior del tanque conservador un “diafragma”. Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador, ya que dicho diafragma aísla el aceite de la atmósfera. A medida que el aceite se expande o contrae debido a los cambios de temperatura, el diafragma “respira” aire hacia adentro y hacia fuera del transformador, esto mantiene al aceite a presión atmosférica.

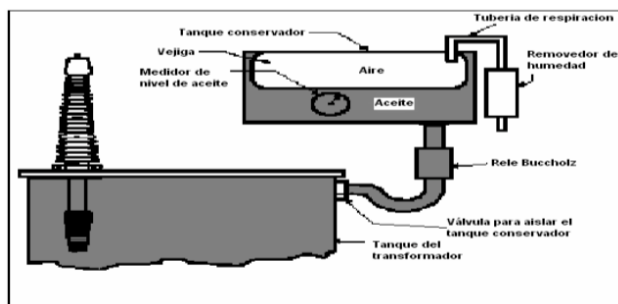


Figura 2.1. Tanque tipo conservador con diafragma.

Existe la posibilidad de formación de un vacío en el transformador, si la tubería que conecta el removedor de humedad con el tanque conservador es muy delgada o se encuentra bloqueada parcialmente. Esta situación puede permitir la formación de burbujas en el aceite, pudiendo activar los detectores de gas como el Relé Buchholz y/o el relé de Falla del Diafragma y generar una alerta en el sistema de monitoreo. Dicho vacío también puede “absorber” aire a través de

empaques defectuosos o que no se encuentran correctamente colocados, lo cual también podría ser una fuente para la formación de burbujas.^[87]

2.1.3.3) Tipo sellado.

Tanque tipo sellado es similar al de respiración libre, con la adición de una válvula de alivio de presión/vacío, la cual está diseñada para mantener una presión interna de +/- 5 psi [60]. Al instalarse el transformador se coloca a presión aire libre de humedad o nitrógeno, de manera que se forma un colchón de aire/gas sobre el aceite. Precaución: El nitrógeno usado en transformadores debe cumplir la norma ASTM D- 1933 tipo III, y como se especifica en IEEE C-57.12.00-1993.

2.1.4) CAMBIADOR DE TOMAS.

Las tomas de un transformador de potencia, son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, lo que permite seleccionar el número de espiras; consiguiendo así un transformador con el número de espiras variable y permitiendo la regulación de voltaje en el devanado contiguo. La selección de la toma se hace por medio de un mecanismo llamado cambiador de tomas.



Figura 2.2. Diagrama Intercambiador de tomas.

Los cambiadores de tomas se usan para:

- Mantener voltaje secundario constantes con voltaje primario variable.
- Controlar el voltaje secundario con un voltaje primario fijo.
- Controlar el flujo de kVAR (voltamperios reactivos) en los sistemas eléctricos de potencia.^[101]

2.1.4.1) Cambiador de tomas bajo carga.

Como la interrupción de suministro es inaceptable, especialmente en sistemas de transmisión y distribución de energía, los transformadores vienen equipados con un mecanismo que permite hacer los cambios cuando el transformador está energizado. Existen dos clasificaciones de éstos: mecánico (utilizados en

[87] SANTIAGO MEDINA, Tesis "Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad", ESPOL Julio 2006.

[102] IVAN CALERO, "Protecciones Eléctricas" Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

transformadores de potencia) o electrónico (baja potencia). Usualmente, las tomas son hechas en el devanado de bajo voltaje del transformador para minimizar los requerimientos de los contactos y aislamiento. Se construyen para pasos de 8, 16 y 32 pasos, regulando de +/- el 10% y otros de +/- 7.5 y 5 % del voltaje nominal.^[58]

La nueva conexión se establece antes de desconectar la antigua. Se evitan altas corrientes conectando una gran impedancia (resistiva o inductiva) en serie con las espiras cortocircuitadas antes de hacer la nueva conexión, esta técnica supera los problemas de circuito abierto o corto circuito en las tomas, el cambio debe ser hecho rápidamente para evitar el sobrecalentamiento del conmutador.

Un motor de baja potencia contrae grandes resortes y luego los libera para efectuar la operación de cambio de toma en forma rápida. Para anular los arcos eléctricos en las tomas, el cambiador es llenado con aceite dieléctrico refrigerante. Para evitar la contaminación del aceite del transformador, la operación normalmente toma lugar en un compartimento diferente al del tanque.



Figura 2.3. Cambiador de tomas vista interna.

2.1.4.2) Cambiador de toma en vacío.

Como cada toma está a un nivel de voltaje diferente, ambos procedimientos (conexión – desconexión) no pueden hacerse simultáneamente, pues se cortocircuitaría un número de espiras del devanado variable, permitiendo corrientes excesivas. Lo anterior demanda que el sistema se desconecte para modificar su configuración. Éste diseño es utilizado en transformadores de potencia, presentándose con mayor frecuencia en instalaciones donde se tolere la interrupción del suministro eléctrico o se pueda regular el voltaje por otro medio, tal es el caso de centrales de generación, en las cuales el voltaje es regulado por el generador eléctrico asociado a este transformador o por equipo compensador como capacitores e inductores.

[58] ANSI / IEEE C57.12.30-1977 Requerimientos para cambiadores de tomas bajo carga para transformadores trifásicos de 230 kV hasta 100MVA.

Su instalación se la realiza en el lado de alto voltaje, ya que al estar desenergizado al momento de su operación, no tiene problemas de altas corrientes ni de arcos eléctricos entre terminales. La mayoría tiene dos tomas de 5% o cuatro de 2.5% del voltaje nominal.^[58]

2.1.5) BOQUILLAS TERMINALES O BUSHINGS.

Aisladores que utilizan el aire y porcelana como dieléctricos, están provistos de “faldas”(ondulaciones de porcelana tipo aislador) con el objeto de aumentar la distancia de fuga (distancia entre el terminal del bushing y su base acoplada al tanque) y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobrevoltajes. Estos cumplen con las siguientes funciones.^[8]

- a.- Llevar los conductores de los devanados a través del tanque.
- b.- Evitar el ingreso de humedad al interior del transformador.
- c.- Soportar los voltajes de operación normal y anormal (perturbaciones).
- d.- Resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores.

Existen distintos tipos de bushing de acuerdo a características eléctricas (nivel de voltaje), mecánicas y estructurales (material), presentándose en varios diseños de acuerdo al nivel de voltaje especialmente al sobrepasar los 35kV, a causa de aparición de zonas de alto stress eléctrico que generan descargas parciales.^[100]



Figura 2.4. Vista de bushing de potencia 230/138kV. (porcelana-aceite).

2.1.5.1) Bushing de papel impregnado en aceite (OIP).

Su núcleo condensador está impregnado en aceite mineral y recubierto por un embase aislante de porcelana. Pueden ser usados sobre el transformador en forma vertical y horizontal o a distintos ángulos, se construyen de acuerdo a normas en este caso la IEC, las cuales designa algunos tipos como: GOB, GOE (K), GOM Y GOH; según la ANSI/IEEE, tipos como AB, O plus, C y T. Su vida útil se ve afectada a causa de la aparición de descargas parciales. Para los

[8]. IEC 60137 (1995). Bushings for alternating voltages above 1000V

transformadores de potencia en el Ecuador, el tipo de bushing que tomaremos como referencia para el análisis, será el tipo OIP por ser el más predominante abarcando un 90% de utilización, por ejemplo en transformadores de subestaciones como Santa Rosa, Vicentina, etc.

2.1.5.2) Bushing de papel impregnado en resina (RIP).

Su núcleo está impregnado con resina y aceite, este tipo de tecnología es usada en combinación con la porcelana y la silicona para aislamiento.

2.2) AISLAMIENTO INTERNO.

El aislamiento interno básicamente está conformado por el aceite, el papel en el bobinado y entre las láminas del núcleo un barniz sintético, que aísla las placas entre sí; a más de ellos existen barnices recubriendo piezas metálicas y algunos polímeros especialmente en recubrimiento de cables y para sujeción de aislantes sólidos especialmente el papel (cintas, en forma de anillos de ángulo y vainas aislantes).^[60]

2.2.1) PAPEL.

Se fabrica con pulpa de madera o fibras vegetales. Mediante la impregnación del papel con barnices, aceites, resinas, se consiguen varios resultados como:

- a.- El papel junto con el aceite aislante refrigerante, crean un aislamiento muy eficiente, ya que los huecos de aire que pudieron quedar en el papel son llenados y se tiende a eliminar la humedad.
- b.- Aumenta la rigidez dieléctrica.
- c.- Aumenta la resistencia al calor.
- d.- Aumenta la conductividad térmica del papel o una mejor eliminación de calor.

Para transformadores de potencia, su vida útil depende de gran manera de la vida útil de su aislamiento interno principalmente el papel. Por lo general el papel kraft impregnado en aceite dieléctrico dura un promedio de 20 a 30 años pero existen casos de transformadores que gracias a un buen mantenimiento y operación están por llegar a los 45 años de operación.^[13]

[13]. ASTM D 3455-95, 2pp "Standard Test Methods for compatibility of construction Material with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin"

[84] FEDERICO AVALOS, Tesis "Diagnostico de estado y control del Mantenimiento de los transformadores de la subestación 19 Cotocollao", Escuela Politécnica nacional, Julio 2008.

2.2.1.1) Función que desempeña.

- a.- Soportar los esfuerzos eléctricos, producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador (resistir las ondas de choque y de servicio sin deformarse).
- b.- Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a eventos eléctricos soportando el peso de los bobinados.
- c.- Prevenir una acumulación excesiva de calor y humedad.

Este aislamiento está configurado de tal manera que las placas de material conductor queden completamente cubiertas, con el fin de evitar caminos de corriente con el núcleo y con elementos conectados a tierra. No se debe cometer errores en el montaje papel con conductor, si existe una mala colocación se reduciría en gran manera la característica aislante del material y se correría riesgo de falla. El papel no debe reaccionar químicamente con ningún otro material que esté a su alrededor (principalmente el aceite), caso contrario se descompondría y crearía compuestos químicos como ácidos, lodos etc., que terminarían con la vida útil del mismo y por tanto del transformador.^[84]

2.2.1.2) Composición química.

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales que están formadas por varias unidades de glucosa. Su fórmula molecular es $(C_6H_{10}O_5)_n$.

El grado de polimerización, es decir el número de unidades repetidas formando las moléculas (indicado por la letra n), varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método utilizado para su formación. Típicamente la celulosa está formada por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.^[54]

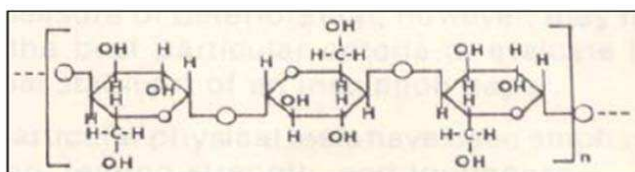


Figura 2.5. Estructura de la celulosa

Uno de los métodos para calcular la vida útil del transformador es el análisis del factor de polimerización, el cual puede ser obtenido mediante el análisis del aceite en tiempo real, entregando el grado de descomposición de la celulosa.

[54]. ASTM D5837-99: Compuestos furánicos

[60] ANSI/IEEE C57.121. Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers.

2.2.2) ACEITES.

2.2.2.1) Función que desempeña.

Hidrocarburos refinados de depósitos de petróleo crudo que se emplean en transformadores, interruptores, bushing, etc.; además son de utilización en fabricación de barnices aislantes. Una de sus principales ventajas es su propiedad de auto regenerarse después de una perforación dieléctrica o una descarga disruptiva, aunque si ésta es muy elevada, puede sobrecalentar al aceite provocando su combustión, ya que entre sus productos de descomposición se encuentra hidrógeno, que reacciona violentamente en presencia de oxígeno, produciendo incendio y explosión. En transformadores, el aceite debe aislar los devanados entre sí y con su tanque para evitar cualquier posibilidad de arco eléctrico y al mismo tiempo actuar como agente refrigerante, evacuando las pérdidas caloríficas producidas en el devanado por efecto Joule, corrientes parásitas, etc. Su resistencia dieléctrica varía considerablemente con su estado de pureza.^[60]

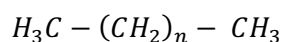
2.2.2.2) Composición química.

Formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos. De acuerdo a su estructura química y su comportamiento ante los agentes que los descomponen, se pueden prever generación de compuestos que degraden al sistema de aislamiento.^[30]

2.2.2.2.1) Hidrocarburos.

Por definición, los hidrocarburos son compuestos químicos que contienen solo hidrógeno y carbono. Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

a.- Parafinicos. Son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos.



b.- Nafténicos. Son clasificados como compuestos de enlaces en forma de anillo; como puede verse en la figura siguiente los Nafténicos pueden ser monocíclicos, bicíclicos, etc.

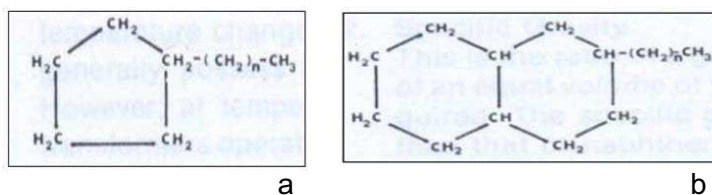


Figura 2.6 a.- Hidrocarburo naftenico Monocíclico, b.- Bicíclico.

c.- Compuestos aromáticos. Poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos acíclicos.

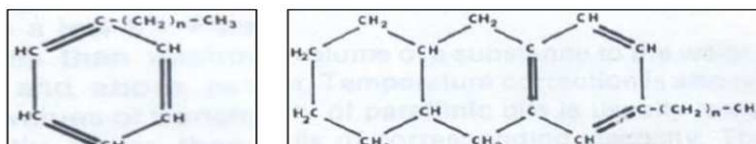


Figura 2.7. Hidrocarburos aromáticos.

2.2.2.2.2) No Hidrocarburos.

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante, con la diferencia que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno.^[30] Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos Nafténicos, ésteres, alcoholes, entre otros. Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites, dentro de los cuales podemos anotar: la acidez, la formación de gases bajo arco y su contenido de agua, la presencia de estos factores químicos tienen como resultado: el aumento de la conducción eléctrica (reduce la rigidez dieléctrica), la corrosión de los metales y el deterioro de la vida útil del sistema de aislamiento.^[31]

2.2.3) BARNICES.

Son elementos derivados del petróleo como los polímeros e hidrocarburos, por lo cual ofrecen las mismas características de aislamiento eléctrico. Son muy utilizados por su fácil aplicación, aplicado solo no da una gran característica aislante. Este tipo de aislamiento es muy importante y está relacionado directamente con pérdidas de potencia en el núcleo. Al secarse se endurecen y ofrecen todas las características aislantes y mecánicas que poseen.^[86]

[30]. C57.12.00 (2000). ANSI/IEEE Standard General Requirements for liquid-immersed distributions, Power, and regulations transformers.

[31]. C57.12.90 (1999). ANSI/IEEE Standard Test Code for liquid-immersed distribution, Power, and regulating transformers.

2.3) AISLAMIENTO EXTERNO.

El aislamiento externo está conformado principalmente por el aire que proporciona aislamiento de acuerdo a distancias; funcionan conjuntamente con equipos aisladores como los bushings, que utilizan material aislante como porcelanas y siliconas para proveer aislamiento a los cables que ingresan al transformador.^[103]

2.3.1) SILICONAS.

Son utilizadas en varias aplicaciones especialmente reemplazando a la porcelana, por causa de su bajo costo de fabricación, poco peso y flexibilidad. Dada a su composición química de Silicio-Oxígeno, la silicona es flexible y suave al tacto, no mancha ni se desgasta, no exuda, evitando deterioro, contaminación y/o corrosión sobre los materiales que estén en contacto con ésta, entre sus ventajas tenemos.^[86]

- a.- Gran estabilidad térmica. Al resistir a temperaturas extremas (-60° a 250°C).
 - b.- Excelentes propiedades dieléctricas como aislador.
 - c.- Resistencia al oxígeno, al ozono, al efecto corona, radiación solar y agentes químicos agresivos, incluyendo algunos ácidos, oxidantes químicos y amoníaco.
 - d.- Ausencia de envejecimiento ante agentes climatológicos y excelente resistencia a sobrecargas eléctricas.
 - e.- Resistencia a la tracción de 70 kg/cm² con una elongación promedio de 400%.
- A diferencia de otros materiales, mantiene estos valores aún después de largas exposiciones a temperaturas extremas.

2.3.2) PORCELANA.

Se utiliza en infinidad de elementos aislantes, por sus excelentes propiedades eléctricas, mecánicas, poco envejecimiento debido a la acción de radiaciones solares, humedad, lluvia, suciedad, etc., es el elemento de uso más generalizado como aislador para las redes eléctricas de potencia, así como en los dispositivos de bajo, mediano y alto voltaje, como transformadores, interruptores, seccionadores, etc. Se obtiene mediante la mezcla de:

- a.- El caolín o tierra de porcelana, que es un silicato de aluminio hidratado, cuya composición corresponde aproximadamente a la fórmula $Al_2O_3 - 2SiO_2 -$

[86] JUAN NUÑEZ, Tesis "Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia", Escuela superior Politécnica del Litoral, Guayaquil 2004.

[103] PAUL AYORA, "Diseño de Alto Voltaje" Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

$2\text{H}_2\text{O}$.

b.- El cuarzo u óxido de silicio de fórmula SiO_2

c.- El feldespato, nombre genérico de un grupo de minerales petrogenéticos o formadores de rocas. Los feldespatos son silicatos anhídridos de aluminio, con potasio, sodio y calcio. El feldespato potásico es el más empleado en la fabricación de la porcelana y su fórmula química aproximada es $\text{K}_2\text{O} - \text{Al}_2\text{O}_3 - 6\text{SiO}_2$.

Las proporciones de estas sustancias en la mezcla determinan las propiedades eléctricas, mecánicas y térmicas de los productos obtenidos después de la cocción. Un aumento en el contenido de caolín implica mejores propiedades térmicas, el aumento del cuarzo implica mejoras en las propiedades mecánicas, mientras que el aumento del feldespato mejora las propiedades eléctricas. Entre las propiedades más importantes tenemos.^[8]

a.- Excelentes características dieléctricas.

b.- Gran resistencia mecánica a la compresión y a la flexión, buena resistencia a la tracción y a la torsión.

c.- Impermeable al agua y a los gases.

d.- Soporta ataques de ácidos concentrados excepto el ácido fluorhídrico.

e.- Soporta perfectamente grandes cambios de temperatura.

2.3.3) VIDRIO.

Cuenta con las mismas propiedades eléctricas que la porcelana, pero reducidas en cuanto a las mecánicas. Como materias primas para la fabricación de aisladores eléctricos se utilizan la arena de cuarzo (SiO_2), polvo de piedra caliza (CaCO_3) y sosa (Na_2CO_3), con ello se obtienen vidrios altamente resistentes. El vidrio es transparente, e incoloro y frágil. Pierde sus propiedades aislantes para temperaturas superiores a $300\text{ }^\circ\text{C}$.^[86]

2.3.4) MICAS.

Se utiliza como aislamiento de máquinas de alto voltaje y gran potencia, como turbogeneradores, transformadores y algunos tipos de condensadores, debido a que mantiene sus propiedades eléctricas cuando se calienta hasta varios centenares de grados centígrados, se le considera un material de la clase térmica

[8]. IEC 60137 (1995). Bushings for alternating voltages above 1000V

alta. Las particulares características de elasticidad, flexibilidad y resistencia al calor y al agua, hacen que constituyan un material muy útil para la industria debido a sus propiedades como aislantes eléctricos y térmicos.^[86]

2.3.5) AIRE.

Su comportamiento dieléctrico depende de las condiciones ambientales como presión atmosférica, humedad, temperatura, por ello es muy importante corregir su valor dieléctrico de acuerdo con dichos parámetro especialmente el de la altura sobre el nivel del mar o presión atmosférica. Es una mezcla de diferentes gases: principalmente nitrógeno (N₂), 21% de oxígeno (O₂), casi 1% de Argón (Ar), el resto está formado por dióxido de carbono. Al ser utilizado como aislante eléctrico se deben considerar las distancias a las cuales ofrecen un grado de aislamiento, característica por la cual se ha dejado de usar en muchas instalaciones para reducir su tamaño, ya que los elementos aislados en aire requieren de mucho espacio a mayor nivel de voltaje.^[86]

2.3.6) HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Gas de elevada constante dieléctrica, se usa habitualmente como aislante en los sistemas eléctricos, especialmente en altos voltajes. A elevadas temperaturas (más de 204°C) se descompone en sustancias tóxicas como ácido fluorhídrico, dióxido de azufre y distintos sulfatos. Este gas pasó a reemplazar al aire en muchas instalaciones y equipos eléctricos, ya que con él se pueden construir equipos e instalaciones más compactas como las subestaciones blindadas.^[61]

El hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula SF₆. En condiciones normales de presión y temperatura es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, con la peculiaridad de ser cinco veces más pesado que el aire, presentando una densidad de 6,13 g/L a una atmósfera de presión. El SF₆ posee geometría de octaedro, consistente en seis átomos de flúor enlazados a un átomo central de azufre. Es una molécula hipervalente que se encuentra en gases no polares.^[29]

[86] JUAN NUÑEZ, "Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia", Escuela superior Politécnica del Litoral, Guayaquil 2004.

[61] ANSI/IEEE Std 1125-1993. *Guide for Moisture Measurement and Control in SF₆ Gas-Insulated Equipment*.

[29]. IEC 60052 (2002). *Voltage Measurement by means of standard air gaps*.

2.4) FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DETERIORO DEL AISLAMIENTO.

El sistema de aislamiento posee cuatro enemigos identificados y son: la humedad, el calor, elementos químicos formados por la descomposición del aislamiento y la contaminación externa, éstos cuatro agentes deben ser periódicamente revisados e incluidos en el sistema de monitoreo para evitar su presencia excesiva, con el fin de precautelar la vida útil del equipo.^[86]

2.4.1) HUMEDAD.

La humedad en especial con la presencia de oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento sólido (papel) y líquido (aceite), debido que acelera su proceso de degradación. Puede ingresar a los bobinados del transformador en su construcción, por avería en el sistema de enfriamiento, por envejecimiento de empaques en el tanque y por inspecciones en las cuales se abra el tanque.

La degradación del aislamiento interno del transformador también es fuente de generación de humedad, es por ello que en fábrica se procede a secarlo, mediante procesos de vacío e incremento de temperatura y en el campo antes de su energización se lo llena con nitrógeno para sacar la humedad y se lo pone a presión para verificar si algún aislamiento, caucho o empaque esta defectuoso, lo cual implicaría que en el futuro sea fuente de ingreso de humedad al tanque.^[59]

2.4.1.1) Presencia de humedad en el aceite.

El agua puede estar presente en el aceite en forma disuelta, de emulsión agua/aceite y en estado libre en el fondo del tanque.

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Por lo general estas características se encuentran en el asiento inferior de los devanados. El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que ésta exista, una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite; en cambio hasta cierto punto el agua disuelta en aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica.^[62]

[59] ASTM E104-51 (R1971), *Standard Recommended Practice for Maintaining Constant Relative Humidity by Means of Aqueous Solutions.*

[62] IEC 60060-1 *Level of rain and humidity*

2.4.1.2) Presencia de humedad en los devanados.

El aislamiento sólido tiene más afinidad con el agua, la celulosa es más hidrofóbica que el aceite. La humedad se concentrará en mayor grado en el papel aislante entre los devanados. Esto hace que el proceso de descomposición del papel se acelere drásticamente, sumado esto a la presencia de oxígeno y la descomposición del aceite por excesivo calor, dan como resultado la formación de ácidos, lodos y mucha más humedad.^[62]

2.4.2) CALOR O ALTA TEMPERATURA.

Más de la mitad del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo de duración de la alta temperatura y del grado de humedad del aislamiento. Las elevadas temperaturas causan una acelerada pérdida de características aislantes, mecánicas por la destrucción del papel, genera agua, materiales ácidos, gases como el dióxido y monóxido de carbono. Un aumento de temperatura excesivo en un transformador de potencia en comparación a su nominal puede generar burbujas en el aceite, lo que reduce seriamente la rigidez dieléctrica del mismo. Se puede afirmar que el aumento de temperatura en un porcentaje anormal reduciría la vida útil del transformador en ese mismo porcentaje.^[63]

Con el propósito de mantener en forma confiable y satisfactoria la operación del transformador de potencia, el calentamiento de cada una de sus partes, se debe controlar dentro de ciertos límites previamente definidos.

Las pérdidas en una máquina eléctrica son importantes, no porque constituyan una fuente de ineficiencia, sino porque pueden representar una fuente importante de elevación de temperatura para los devanados, o bien en los aislamientos entre devanados y el núcleo, por esta razón, es importante que todos los aislamientos se mantengan dentro de los límites de temperatura que garanticen su correcta operación, sin perder su efectividad. El transformador tiene estrechamente ligado su voltaje, potencia y materiales aislantes (clase), a los límites impuestos por los aislamientos usados y en menor grado por las pérdidas por efecto Joule.^[67]

[67] ANSI/IEEE C57.12.56-1986 *Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Ventilated Power Transformers.*

[63] ANSI/IEEE Std 1-1999, *General Principles for Temperature Limits in the Rating of Electric Equipment.*

2.4.3) ELEMENTOS QUÍMICOS FORMADOS POR LA DESCOMPOSICIÓN DEL AISLAMIENTO

El Oxígeno es el más dañino para el aislamiento del transformador, ya que éste reacciona con el aceite y la celulosa para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. Este proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de su descomposición. De acuerdo a la "American Society for Testing and Materials" la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite, bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador.

Dentro de los catalizadores tenemos a la humedad y al cobre; dentro de los aceleradores tenemos al calor, la vibración, los sobre voltajes y a los elevados esfuerzos eléctricos debido a fallas eléctricas. Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en él, más no a la oxidación de los hidrocarburos puros.

La etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador, es decir la presencia de lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo existiendo. El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura, etc., del transformador y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones. El lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación, etc. Depósitos de 1/8" a 1/4" en el núcleo y devanados pueden incrementar la temperatura de operación de 10 a 15°C.^[67]

La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, el resultado de este cambio químico es la formación de contaminantes polares y agua. La oxidación le resta al papel rigidez mecánica, dureza, capacidad de dilatarse, capacidad de resistir variaciones excesivas de carga y por último, como resultado de la oxidación se generan productos volátiles que se evaporan y decrecen el espesor o volumen del papel. Se resume entonces en la tabla II.I siguiente, el papel que desempeñan los tres factores ya analizados en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador en aceite.^[85]

[85] MILENA MAYORGA, Tesis "Sistema experto para el Diagnóstico preventivo de transformadores de potencia basado en el análisis fisicoquímico de aceites dieléctricos y cromatografía de gases", Universidad la Salle Bogotá 2006.

Aislamiento	Enemigos	Acelerador
Aceite	Oxidación y humedad	Calor
Celulosa	calor y humedad	Oxidación

Tabla II.II Factores que deterioran el Aislamiento del transformador.^[85]

2.4.4) CONTAMINACIÓN EXTERNA.

Para el aislamiento externo, los bushings del transformador, pueden impregnarse de polvo, smog, ceniza volcánica, líquidos y polvos conductivos en las paredes de la porcelana o silicona. Este fenómeno es muy dañino para este equipo, debido a que estos contaminantes son cargados por efecto del rozamiento del viento y pueden generar descargas parciales, que destruyen la superficie del aislamiento reduciendo su vida útil, poniendo en riesgo la vida útil del transformador. Es por ello que la superficie de porcelana o siliconas debe estar siempre limpia. Esta es una consideración de mantenimiento preventivo, caso contrario este fenómeno afectaría mucho los parámetros medidos para el monitoreo, lo cual daría como resultado señales erróneas.^[66]

[66] IEC 60815 "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions", Pollution level.

CAPÍTULO 3.

PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Son de vital importancia para la preservación de su vida útil, analizan sus partes de manera especializada, logrando con ello obtener información que refleja su estado, lo que sin duda nos ayudará a tomar decisiones correctas, como realizar correctivos antes de que ocurran serios daños al transformador.

En este capítulo se analizarán las pruebas que se realizan al transformador, especialmente las fuera de servicio o fuera de línea, con el fin de conocer todos los parámetros medidos. Con esta información y el análisis correspondiente se podrán definir las variables que servirán para el monitoreo del aislamiento interno, externo y de los cambiadores de tomas en línea. Para la descripción de las pruebas realizadas al transformador, se consideran los estándares IEC e ANSI/IEEE.^[93]

3.1) TIPOS DE PRUEBAS.^[32]

Existen los siguientes tipos de pruebas que se realizan sobre los transformadores de potencia.

3.1.1) PRUEBAS DE RUTINA.

Estas pruebas se realizan periódicamente con el fin de constatar el buen funcionamiento del transformador, en caso de encontrar anomalías en el desempeño del mismo y corregirlas mediante mantenimientos preventivos, como por ejemplo:

- a.- Medida de la resistencia de los bobinados.
- b.- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión.
- c.- Medida del voltaje e impedancia de corto circuito.
- d.- Medida de las pérdidas y corriente en vacío.

3.1.2) PRUEBAS EN FÁBRICA O DISEÑO.

Son realizadas a unos pocos especímenes de un conjunto de transformadores, con el fin de demostrar que todos cumplen con las especificaciones de

[93] ABB DATA BOOKS, "Testing of Power Transformers", Routine Tests, Type tests and Special tests 1996.

[32]. C57.12.00 (2000). Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55° C or 65° C average winding rise (ANSI).

construcción y requerimientos del usuario. Existen 2 tipos muy bien definidos y son las pruebas destructivas, por ejemplo la prueba de impulso; y las no destructivas en las que el equipo después de las pruebas se suma al conjunto para su entrega, éstas definen las características de los equipos. Este tipo de pruebas no están cubiertas por las pruebas de rutina. Como por ejemplo.^[37]

- a.- Ensayo de calentamiento.
- b.- Impulso tipo rayo.

3.1.3) PRUEBAS ESPECIALES.

Se las realiza a los transformadores cuando el fabricante y el comprador se ponen de acuerdo para realizarlas, tal es el caso de las pruebas siguientes:

- a.- Prueba descargas parciales.
- b.- Prueba de onda truncada.
- c.- Medida de la impedancia de secuencia cero.
- d.- Prueba de corto circuito.
- e.- Nivel de ruido.
- f.- Medición de armónicos en corriente en vacío.
- g.- Prueba de conmutación en carga.

3.1.4) PRUEBAS EN LÍNEA.

El servicio eléctrico no puede ser suspendido, se han desarrollado pruebas que se realizan cuando el equipo está energizado, con el fin de obtener información muy importante de su desempeño, logrando así índices elevados de calidad y continuidad de servicio, como por ejemplo.^[34]

- a.- Termografía.
- b.- Nivel de ruido.
- c.- Análisis de gases disueltos.
- d- Análisis de señales de alta frecuencia.

[34]. C57.12.80 (1978). IEEE Standard Terminology for Power and Distributions Transformers.

[37]. C57.123 (2002). ANSI/IEEE Guide for Transformer lost measurement.

3.2) PARAMETROS, DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS.

3.2.1) PRUEBAS AL AISLAMIENTO SÓLIDO.

3.2.2.1) Medida de resistencia del bobinado.

3.2.2.1.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 60076-1 (2000).^[1]

Cláusula 10.2: Medida de resistencia de aislamiento.

b.- ANSI/IEEE estándar C57.12.90-1999.^[31]

Cláusula 5: Medidas de resistencias.

3.2.2.1.2) Propósito de la Prueba.

a.- Proveer el valor de resistencia en ohmios.

b.- Proveer una base para un método indirecto para establecer la temperatura del bobinado y el aumento de temperatura en el mismo.

c.- Verificar que la continuidad eléctrica del bobinado esté dentro de los límites normalizados.

3.2.2.1.3) Fundamento teórico.

Esta prueba define la resistencia de un bobinado y su resultado se expresa en ohmios. La resistencia óhmica de un devanado se determina mediante el uso de dos principios básicos, que utilizan una fuente de corriente continua.

a.- Puente de Kelvin Thomson: El Principio del puente está basado en la comparación de la resistencia a ser medida con resistencias determinadas (patrones). Esta medida está basada en la comparación de dos caídas de voltaje.

b.- Método de Voltímetro – Amperímetro. Es una aplicación directa de la Ley de Ohm, medida que es llevada a cabo por el uso de corriente continua. Se obtienen simultáneamente la lectura del valor de voltaje y corriente y la resistencia es calculada con estos valores de acuerdo a la ley de Ohm. Esta medida puede realizarse usando equipo de medida análogo o digitales, sin embargo, actualmente existe equipo de medición electrónico, que entregan el valor de la resistencia directamente.^[33]

[33]. Std 4 (1995). ANSI/IEEE Standard Techniques for high voltage testing.

3.2.2.1.4) Problemas detectados.

- a.- Conexiones flojas.
- b.- Caminos conductores abiertos.
- c.- Alta resistencia de contactos en los cambiadores de tomas.

3.2.2.1.5) Análisis de resultados.

En devanados trifásicos debe existir equilibrio en los valores de resistencia óhmica por fase, así como una proporcionalidad en los valores entre derivaciones que indicará la no existencia de influencia de resistencias adicionales. Además, se puede hacer una comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de aceptación en fábrica o en mantenimientos anteriores con los obtenidos en las pruebas de campo, debiendo tomarse en cuenta condiciones climáticas semejantes.

Si no existiere falla en el bobinado, la resistencia cumple con las siguientes relaciones, para el caso de transformadores trifásicos.

- a.- Conexión estrella (Y).- La resistencia fase a fase es igual a dos veces la resistencia en una fase.
- b.- Conexión delta (Δ).- La resistencia fase a fase es igual a $2/3$ de la resistencia en una fase.
- c.- Para un bobinado trifásico conectado en delta abierto, uno de los valores obtenidos será aproximadamente igual al doble de cada uno de los otros valores.
- d.- Para bobinado trifásico en delta o estrella con cortocircuito entre espiras de un devanado, se apreciará una notable disminución de su valor óhmico. Una lectura menor que las otras dos iguales puede ser indicación de cortocircuito.
- e.- Para devanados monofásicos, el criterio para el análisis es similar, sin embargo es necesario tener resultados de pruebas anteriores o pruebas en unidades semejantes, para que se puedan hacer las comparaciones debidas.

3.2.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.

3.2.2.2.1) Estándares de referencia.

- a.- IEC 60076-1 (2000).^[1]

Cláusula 10.1.3: Transformadores de potencia Parte 1 General

- b.- ANSI/IEEE estándar 57.12.90-1999.^[31]

Cláusula 10.11: Medidas de resistencia de aislamiento.

3.2.2.2.2) Propósito de la Prueba.

- a.- Proveer el valor de la resistencia individual del aislamiento de los bobinados a tierra y entre bobinados.
- b.- Proveer índices de exactitud de medición del aislamiento.

3.2.2.2.3) Fundamento teórico.

Medida en mega ohmios (MΩ). Es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento. Las variaciones de resistencia pueden ser causadas por numerosos factores, incluidos: diseño, temperatura, sequedad y limpieza en las partes involucradas, especialmente los bushings. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de valores especificados, a menudo pueden ser devueltos al valor requerido mediante mantenimiento. Varía con el voltaje aplicado, cualquier comparación de medición siempre debe llevarse a cabo en el mismo voltaje.^[35]

El estándar ANSI/IEEE C57.12.00, menciona que la resistencia de aislamiento entre el núcleo y tierra, se medirá después del montaje completo del transformador a un nivel de por lo menos 0.5 kV, por una duración de un minuto.

3.2.2.2.3.1) Corrientes presentes en la prueba.

Un alto voltaje continuo produce una pequeña corriente llamada corriente de aislamiento, la cual consta de dos componentes principales:

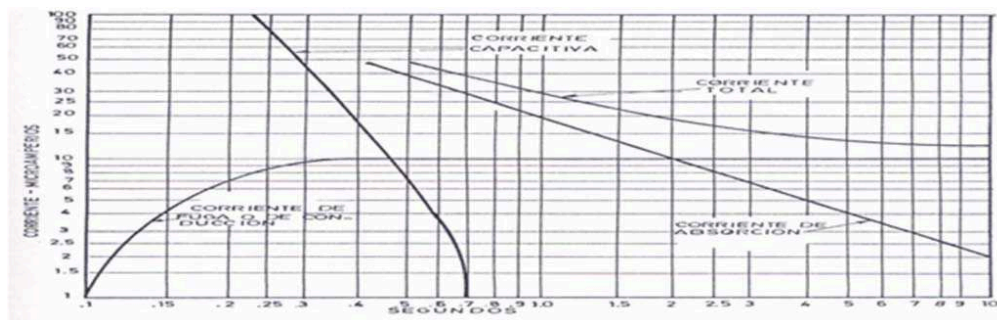


Figura 3.1. Componentes de la corriente de aislamiento durante una prueba DC de medida de aislamiento.^[38]

- a.- Corriente de carga capacitiva o de adsorción: Fluye a través del aislamiento, posee una elevada magnitud y es de corta duración (normalmente desaparece en los primeros segundos de aplicación del voltaje). Esta corriente no afecta a los valores de la medición y decae a una tasa decreciente desde un valor

[35]. C57.98 (1993). ANSI/IEEE Guide for Transformer impulse test.

comparativamente alto, hasta cercanamente cero.

b.- Corriente de fuga: Fluye sobre el aislamiento, es la más importante a la hora de evaluar la condición del aislamiento. Teóricamente, esta corriente debe permanecer constante en el tiempo para cualquier valor de voltaje aplicado al aislamiento. Un valor constante de esta corriente en el tiempo es sinónimo de que el aislamiento bajo prueba está en buenas condiciones y libre de contaminantes.

3.2.2.2.3.2) *Índices de exactitud.*

a.- Índice de Polarización. Con la finalidad de incrementar la exactitud de la prueba, se realiza su cálculo. La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto.

b.- Índice de Absorción. La relación de índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 1 minuto y 30 segundos.

Los valores de la prueba conjuntamente con los valores de los índices anteriores, dan una clara referencia del estado del aislamiento.^[38]

3.2.2.2.4) *Problemas detectados.*

a.- Deterioro en el sistema de aislamiento.

b.- Sequedad en el aislamiento del núcleo y de los devanados.

c.- Núcleo conectado a tierra.

3.2.2.2.5) *Análisis de resultados.*

Los valores que resulten de la prueba, deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares, tomando en consideración que diferencias entre estos valores muy excesivas, resaltan un deterioro o contaminación del aislamiento. Para los índices de polarización y de absorción, se consideran valores normales aquellos:

a.- Índice de polarización ≥ 2

b.- Índice de absorción ≥ 1.25 . Valores que son adoptados para equipos nuevos.

c.- Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

d.- Valores entre los considerados normales y 1 pueden ser cuestionables.

e.- La absorción de humedad por parte del aislamiento tendrá un gran efecto de reducción en la resistencia del aislamiento.

f.- La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura, es por

[38]. C57.98 (1993). ANSI/IEEE, *Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*, C57.106.1991.

esto que existen factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.

g.- Si la resistencia de aislamiento decrece significativamente con un incremento del potencial aplicado, puede ser indicativo de la existencia de imperfecciones o fracturas en el aislamiento, agravadas por la presencia de contaminantes o humedad.^[31]

3.2.2.3) Factor de potencia, factor de disipación tan (δ) y capacitancia del transformador.

3.2.2.3.1) Estándares de referencia.

a.- ANSI/IEEE estándar C 57.12.90-1999.^[31]

Cláusula 10.10: Prueba de factor de potencia del aislamiento.

b.- IEC 60076-1(2000).^[1]

Cláusula 10.1.3: Transformadores de potencia parte 1. Medición de factor de disipación tan (δ) de la resistencia capacitiva del aislamiento.

3.2.2.3.2) Propósito de la Prueba.

a.- Proveer el valor de capacitancia del aislamiento en pico faradios.

b.- Proveer el valor del factor de disipación o tangente delta.

c.- Proveer el valor de potencia de pérdidas dieléctricas.

3.2.2.3.3) Fundamento teórico.

IEC 60076-1(2000), define al factor de potencia como la relación entre la potencia activa absorbida por el valor absoluto de la potencia reactiva.

ANSI/IEEE 57.12.90-1999. Por otra parte define al factor de potencia del aislamiento como la relación de la potencia disipada en vatios, con el producto del voltaje y corriente eficaces en voltamperios, cuando la prueba usa un voltaje sinusoidal. El factor de potencia es usualmente una cantidad adimensional expresada en porcentaje. Es una característica propia del aislamiento al ser sometido al campo eléctrico. Es representado por la relación entre la potencia Activa (W) y reactiva (VA).

$$Fp = \frac{W}{EI} = \frac{EI \cos(\theta)}{EI} \quad .^{[93]} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Se muestra en la ecuación:

[93] ABB DATA BOOKS, "Testing of Power Transformers", Routine Tests, Type tests and Special tests 1996.

$E = \text{voltaje de fase}$ $W = \text{vatios}$

$I = \text{corriente total de fase}$

$\theta = \text{angulo de fase entre } E \text{ y } I$

Debido a que no existen aislantes perfectos, a más de la corriente de carga puramente capacitiva (I_C), existirá una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_R) y que atraviesa al dieléctrico, a esta se la conoce como corriente de pérdidas dieléctricas o de fuga, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el diagrama vectorial de la figura 3.2.

El transformador al ser energizado con el lado secundario abierto, la corriente resistiva es muy pequeña. En estas condiciones el factor de potencia es muy bajo y la corriente total está compuesta casi solo por el componente capacitivo. Por consiguiente se puede representar el factor de potencia como la relación entre la corriente capacitiva (muy parecida a la total). Por lo que la ecuación pasaría a ser.

$$Fp = \frac{I_R}{I} = \frac{I_R}{I_C} \quad \text{Donde } I \approx I_C \quad .^{[93]} \quad (\text{Ec.3.2})$$

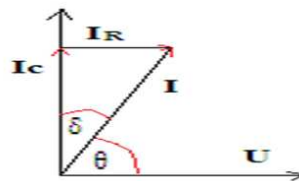


Figura 3.2. Diagrama fasorial de la prueba de Factor de potencia.

Un buen ángulo de factor de potencia (θ) es grande, aproximadamente 90° , debido a que, un aislamiento en buena condición, el componente resistivo debe ser muy pequeño. El ángulo delta (δ) es complementario de (θ) por consiguiente es muy pequeño (cercano a cero), como se muestra en la gráfica anterior, por lo que su valor $tg(\delta)$ es muy similar a si mismo. De allí que $tg(\delta)$ se convierte en un criterio importante para la prueba, el cual se incrementa con el voltaje si existiere algún defecto, este parámetro representan las pérdidas dieléctricas en el aislamiento.

Dentro de sus límites de funcionamiento normal, el valor de $tg(\delta)$ no está ligado a la frecuencia ni al campo eléctrico, por otro lado la temperatura es el parámetro más influyente, debido a lo anterior existen factores de corrección por temperatura, de manera que se pueda llevar los valores de factor de potencia obtenidos en la prueba a una base de temperatura común (20°C). Para una mejor ilustración del fenómeno " $tg(\delta)$ ", la figura 3.3 muestra el comportamiento típico

de la misma en función de la temperatura del aceite mineral para diferentes condiciones de envejecimiento.

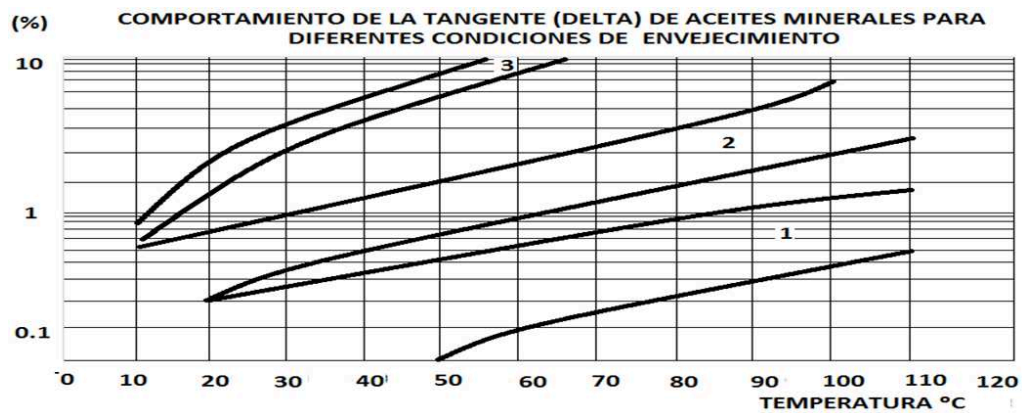


Figura 3.3. Comportamiento de $tg(\delta)$ del aceite para distintos casos de envejecimiento.^[31]

Para la figura anterior se indican 3 zonas: Aceite nuevo (1), aceite envejecido en ausencia de deterioro del aislamiento (2), aceite envejecido en presencia de deterioro del aislamiento (3).

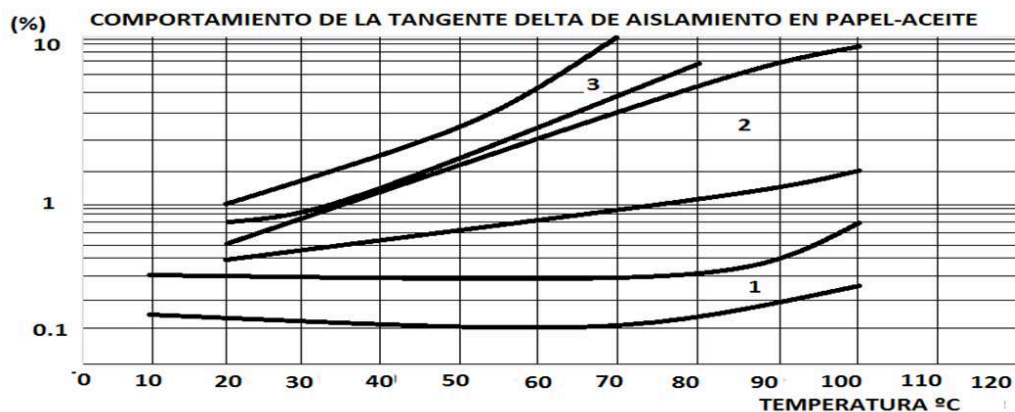


Figura 3.4. Comportamiento característico de tangente delta en función de la temperatura, para aislamientos en papel impregnado en aceite.^[31]

- a.- Aislamiento en buenas condiciones (1)
- b.- Aislamiento contaminado (2)
- c.- Aislamiento con presencia de humedad residual (2,5% en peso) (3)

Otra lectura que entrega la prueba del factor de potencia, son las capacitancias de devanados, que son una medida de cómo se encuentran el aislamiento.

El aislamiento sólido forma una red capacitiva, en cada capacitancia existen

[31]. C57.12.90 (1999). ANSI/IEEE Standard Test Code for liquid-immersed distribution, Power, and regulating transformers.

pérdidas dieléctricas, las cuales están representadas por los resistores en serie con cada capacitancia. La capacitancia de aislamiento seco no es afectada apreciablemente por la temperatura, sin embargo en los casos de aislamientos húmedos o contaminados ésta tiende a incrementarse con la temperatura.

3.2.2.3.4) Problemas detectados.

- a.- Presencia de contaminación, como humedad, suciedad y agentes destructivos
- b.- Deterioro o envejecimiento del aislamiento.
- c.- Deformaciones mecánicas como cambios físicos en el aislamiento o en su posición inicial.
- d.- La medición de $tg(\delta)$ permite la evaluación del resultado de pruebas dieléctricas, poniendo en evidencia alteraciones de naturaleza físico-químico.

3.2.2.3.5) Análisis de resultados.

El incremento de la $tg(\delta)$ con el voltaje, es función del contenido global de huecos de la estructura aislante o grado de compactación del aislamiento. Los cambios en el incremento de $tg(\delta)$ pueden ser resultado de distintos procesos de deterioro, en este sentido los valores de tangente de delta y de sus incrementos no son indicadores absolutos del estado del aislamiento, por lo que deben ser evaluados junto con los resultados de otros métodos de diagnóstico.

Como norma general el incremento de $tg(\delta)$ en un aislamiento de mica debe estar por debajo del 1 %. El incremento para un devanado de mica compactado con poliéster, asfalto o barniz puede presentar incrementos mucho más altos y no ocasionar problemas; en cualquier caso, incrementos constantes de los valores entre ensayo y ensayo pueden ser un signo de deterioro. El valor de tangente delta a voltajes reducidos puede ser representativo del grado de polimerización de papel, pérdidas intrínsecas del material o presencia de humedad y contaminación. Modernos transformadores sumergidos en aceite tienen factores de potencia de menos del 0.5%, corregidos a 20°C (68° F), un factor de potencia del sistema de aislamiento que no exceda el 0.5% a 20°C, a excepción de unidades nuevas en donde el factor de potencia del aislamiento debe estar por debajo del 0.05% a 20°C, estos valores se especifican en la tabla III.I.^[31]

Prueba	% Factor de Potencia		
	Normal	Límite	Corregir
Devanado alto voltaje	≤ 0.5	0.5 a 1.0	≥ 1
Devanado bajo voltaje	≤ 0.5	0.5 a 1.0	≥ 1
Entre devanados	≤ 0.5	0.5 a 1.0	≥ 1
Busings en aceite	≤ 1.0	-	-
Tanque de aceite, cambiador de tomas	≤ 0.5	≥ 0.5	Reemplazar si supera 2

Tabla III.I. Valores de factor de potencia.^[31]

Los ensayos de $tg(\delta)$ llevan asociada la determinación de otras magnitudes como son la capacitancia del dieléctrico, la corriente de pérdidas y potencia de pérdidas. Las anteriores magnitudes son muy importantes para poder realizar una interpretación adecuada de los resultados del ensayo, en ocasiones pueden encontrarse valores satisfactorios de tangente delta. Sin embargo aparecen aumentos o disminuciones de dichas magnitudes que pueden indicar la presencia de algún problema no ligado directamente al estado del aislamiento.

La medida de capacitancia y sus incrementos, habitualmente experimentan variaciones similares a la $tg(\delta)$, lo que puede en ocasiones dar lugar a resultados complementarios. El hecho de que la capacidad involucre las propias características geométricas del equipo o máquina, puede permitir la detección en algunos casos de cambios producidos en esas características. Esta prueba nos permite elaborar conclusiones que nos muestran parámetros acerca de la condición del aislamiento del transformador. Una sola medida sobre un devanado completo tiene un uso limitado, sin embargo las medidas sobre bobinas o grupos de bobinas a lo largo de años pueden proporcionar información útil sobre la tendencia del estado del aislamiento.

3.2.2.4) Factor de potencia y capacitancia del Bushing.

3.2.2.4.1) Propósito de la Prueba.

- a.- Verificar las buenas condiciones del aislamiento de los bushings, contaminación, deterioro y malformación (porcelana, aceite y papel).
- b.- Proveer el valor de su capacitancia en faradios

[31]. C57.12.90 (1999). ANSI/IEEE Standard Test Code for liquid-immersed distribution, Power, and regulating transformers.

c.- Proveer el valor de tangente delta o factor de disipación.

e.- Proveer el valor de potencia de pérdidas dieléctricas.

3.2.2.4.2) Fundamentación Teórica.

El bushing es un elemento activo del transformador, éste proporciona aislamiento a través del aire, entre el conductor central y el conector de soporte a tierra, comportándose como un gran capacitor, que varía su capacitancia de acuerdo a la distancia de este con la tierra física, es esencialmente una serie de capacitores concéntricos. C_1 =Capacitancia del aislamiento principal (núcleo)

C_2 =Capacitancia del aislamiento de la toma o tap, en otras palabras, aislamiento entre el núcleo y manga de tierra del bushing. Mediante la medición de sus capacitancias C_1 y C_2 se puede evaluar el aislamiento del bushing.^[21]

3.2.2.4.3) Problemas detectados.

a.- Anomalías en el aislamiento de la toma a causa de rayaduras o contaminación impregnada.

b.- Puesta a tierra defectuosa de la base.

c.- Aceite contaminado en la cámara del bushing.

d.- Lamentablemente esta prueba es aplicable sólo a aquellos bushings que poseen toma capacitiva. Como medida de seguridad para la medición deben encontrarse desenergizados, y en su posición sin necesidad de desmontarlos.

3.2.2.4.4) Análisis de resultado.

Esta prueba debe ser corregida, principalmente a causa de la temperatura y otros factores ambientales. Es importante mencionar que los factores de potencia de placa dependen del número total de capas condensadoras.

a.- Un incremento en la capacitancia nos indica la posibilidad de un corto circuito en las capas condensadoras.

b.- Un incremento en el valor del factor de potencia, indica contaminación o deterioro del aislamiento del bushing, mucho más si el transformador se acerca o sobrepasa su tiempo de operación normal (vida útil).

c.- Un decremento en la capacitancia, indica la posibilidad de que el mango de conexión a tierra este flojo, con conexión defectuosa del tap de prueba o abierta.

d.- Factores de potencia negativos acompañados de una ligera reducción de

[21]. IEC 60071-2 (1976). Insulations coordination Part 2: Application guide.

capacitancia, son comportamientos poco comunes y pueden darse a causa de condiciones muy ocasionales, como inusuales condiciones de fugas internas y externas, resultantes de caminos de carbón, etc.

3.2.2.5) Medida de la Relación de Transformación e identificación del grupo de conexión.

3.2.2.5.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 6000761-1 (2000).^[1]

Cláusula 6: Desplazamiento de voltaje y conexiones para transformadores trifásicos.

Cláusula 10.3: Medida de relación de transformación y verificación del grupo vectorial.

b.- ANSI/IEEE estándar C57.12.90.1999.^[31]

Cláusula 6: Prueba de polaridad entre fases y desplazamiento

Cláusula 7: Prueba de relación de transformación.

3.2.2.5.2) Propósito de la Prueba.

a.- Verificar la relación del número de vueltas entre los devanados del transformador: primario, secundario y terciario, comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores.

b.- Verificar la polaridad

3.2.2.5.3) Fundamento teórico.

3.2.2.5.3.1) Grupo vectorial y desplazamiento de fase.

El devanado individual de un transformador trifásico puede estar conectado en estrella, delta o zig-zag dependiendo de la aplicación. El desplazamiento de fases entre éstos está desde los 0 a 360°. La relación de transformación y el grupo vectorial en vacío debe ser el mismo para que no exista circulación de corrientes en transformadores en paralelo.^[17]

a.- El grupo vectorial está acorde a la norma IEC 60076-1, y sus características están definidos por las tres fases del transformador. El diagrama de vectores del bobinado de alto y bajo voltaje es la explicación del método del reloj que se explica en esta norma conjuntamente con su cuadro de conexiones.

[17]. IEC 60060-1 (1989). *High-voltage test techniques Part 1: General definitions and test requirements*

b.- Correspondiente a los grupos vectoriales, la ANSI/IEEE estándar C57.12.90 figuras 7 y 8 son esencialmente igual a la IEC mencionada anteriormente.

3.2.2.5.3.2) Relación de transformación.

Sus valores varían por factores como: daños físicos producidos por fallos, aislamiento deteriorado, averías durante el transporte, etc.

Es la relación entre el número de espiras del devanado primario con el número de espiras del devanado del secundario.

$$\frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1} = \frac{N1}{N2} \quad [93] \quad (\text{Ec.3.3})$$

Para los transformadores que poseen cambiador de tomas, la prueba de relación de transformación se basa en la comparación, entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo, con el voltaje especificado por el fabricante en esa posición de la toma. La relación de transformación de éstos se deberá determinar para todas las tomas y para todos los devanados. Esta prueba es de gran importancia en la determinación de defectos existentes entre espiras y también durante operaciones o mantenimiento en conmutadores, pues entrega la indicación del cierre de los contactos y su correspondiente relación de voltajes.

3.2.2.5.4) Problemas detectados.

- a.- Cortocircuitos o circuitos abiertos en los devanados.
- b.- Problemas con las conexiones del cambiador de tomas.
- c.- Confirma la relación de transformación del equipo anotados en la placa.
- d.- Verificar las conexiones del bobinado del transformador.
- e.- Verifica los valores de ángulos de desfase entre primario y secundario.

3.2.2.5.5) Análisis de resultados.

Una vez registrados todos los valores de las relaciones de transformación reales obtenidos y las de placa, se calcula el porcentaje de error entre éstos. Los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación, para considerarse satisfactorios, deben estar dentro del 0.6% de error con respecto a los valores de placa. Es muy importante saber que para autotransformadores o transformadores nuevos, el porcentaje de error no debe ser mayor al 0.5%; mientras que para autotransformadores en uso durante un período de 5 a 10 años, el porcentaje de error puede llegar hasta el 1.0%. Valores superiores a éste, pueden llevar a la

determinación de algún deterioro de las características magnéticas del núcleo del transformador e incluso un deterioro de las bobinas del equipo.^[19]

3.2.2.6) Medición de reactancia de dispersión.

3.2.2.6.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 60076-1.^[1]

Cláusula 10.1: Requerimientos generales para pruebas de rutina, tipo y especiales.

Cláusula 10.4: Medida de impedancia de corto circuito y pérdida de carga.

b.- IEC 60076-8 (1997).^[6]

Cláusula 10: Guía para la medida de pérdidas de potencia en transformadores.

c.- ANSI/IEEE std C57.12.90-1999.^[31]

Cláusula 9: Pérdidas de potencia e impedancia.

3.2.2.6.2) Propósito de la Prueba.

a.- Proveer el valor de la reactancia de dispersión

b.- Proveer la impedancia de corto circuito.

c.- Proveer las pérdidas de corto circuito.

3.2.2.6.3) Fundamento teórico.

Un parámetro importante que permite detectar el deterioro de un transformador, es la medición de su impedancia; el propio envejecimiento de los aislamientos y cortocircuitos entre espiras provoca que ésta se vea alterada. Se la realiza durante la prueba de corto circuito aplicándose un voltaje inferior al nominal, tal que haga circular por el devanado en cortocircuito la corriente nominal del devanado conectado a la fuente de alimentación. El voltaje que se aplica al devanado correspondiente en el lado de bajo voltaje es del orden del 2 al 15 % del voltaje nominal del transformador, según IEC 60076-1, dicho voltaje recibe el nombre de voltaje de cortocircuito, siendo un valor característico del transformador proporcionado por el fabricante y que se expresa en porcentaje respecto al voltaje nominal.

En esta prueba, la potencia consumida corresponde a las pérdidas en el cobre de los bobinados, suele ser pequeña comparada con la nominal. La corriente de la rama de magnetización, el flujo en el núcleo y las consecuentes pérdidas se

[19]. IEC 60060-3 (w.i.p). High-voltage test techniques Part 3: Definitions and requirements for on site test.

pueden despreciar. En tales condiciones, se determina la resistencia equivalente del transformador.

3.2.2.6.5) Problemas detectados.

a.- Determina los movimientos o defectos en los arrollamientos del transformador, ya sea por fallas o movimientos en el transporte.

b.- Determina las pérdidas de potencia, operación segura y la preservación de la vida útil del transformador.

3.2.2.6.6) Análisis de resultados.

Esta prueba permite medir la impedancia del transformador y al compararla con la de placa, si se encuentra un valor con una variación por encima del 5% del valor de placa, será necesario probar cada fase en forma independiente para detectar cuál de los devanados es el que está defectuoso o tiene el mayor deterioro de los tres.

Los cambios que exceden el $\pm 3\%$ del valor medido deben ser investigados. Los resultados de la prueba del equivalente trifásico deben ser comparados con los valores de datos de placa o con las pruebas anteriores. Los resultados de la prueba por fase deben ser comparados entre las fases y con las pruebas anteriores.

El análisis debe ser realizado considerando la reactancia de dispersión y los resultados de otras pruebas, especialmente las de capacitancia. Si más de una característica proporciona evidencia de cambios, se debe investigar la fuente que provoca el cambio; la combinación de un cambio del 2% en la reactancia de dispersión más un cambio del 10% en la capacitancia, por ejemplo, puede dar causa a una investigación para establecer la razón de estos dos cambios simultáneos.^[19]

Un cambio en la impedancia de cortocircuito, del transformador indica un posible movimiento de los devanados, cambios del $\pm 2\%$ de impedancia de cortocircuito son usualmente considerados cambios no significativos. Cambios de más del $\pm 3\%$ de impedancia de cortocircuito deben tomarse muy en cuenta. Para transformadores con derivaciones en los devanados, el voltaje de cortocircuito es medido en las dos posiciones más extremas en comparación a la posición nominal de la toma.^[9]

3.2.2.7) Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.

3.2.2.7.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 60076-1(2000).^[1]

Cláusula 10.1: Requerimientos generales para pruebas de rutina, tipo y especiales.

Cláusula 10.5: Medida de corriente y pérdidas en vacío

b.- IEC 60076-8 (1997).^[6]

Cláusula 10: Guía para la medida de pérdidas de potencia en transformadores.

c.- ANSI/IEEE std C57.12.90-1999.^[31]

Cláusula 8: Pérdidas de potencia en vacío y corriente de excitación.

3.2.2.7.2) Propósito de la Prueba.

a.- Determinar la corriente en vacío (I_0) y la potencia en vacío (P_0), que representa las pérdidas en vacío del transformador.

b.- Proveer las pérdidas en vacío que se desarrollan por la corriente de excitación del transformador, que representan una cantidad considerable de energía durante todo el tiempo de vida del transformador.

3.2.2.7.3) Fundamento teórico.

Esta prueba se puede efectuar alimentando de forma indistinta el devanado primario o secundario del transformador, manteniendo el devanado no utilizado abierto. Tal elección está en función del voltaje de alimentación disponible. En la prueba en circuito abierto el devanado del transformador, generalmente, el del lado de mayor voltaje se deja en circuito abierto y en el otro devanado se aplica el voltaje nominal.

La corriente que circula por el primario será del orden del 1 al 10% de la corriente nominal, la cual recibe el nombre de corriente de excitación, y es un valor característico del transformador proporcionado por el fabricante expresado en porcentaje respecto a la corriente nominal. La corriente de excitación, es generalmente muy pequeña, en comparación con la nominal, ya que la caída de voltaje en los devanados es muy pequeña frente a las pérdidas en el hierro (núcleo), por lo que, la potencia medida en la prueba corresponde a las pérdidas en vacío y son aproximadamente iguales a las pérdidas en el hierro.

[9]. IEC 60214 (1989). On load tap changers.

La magnitud de la corriente de excitación depende del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador de potencia. Una corriente de excitación excesiva, puede deberse a un corto circuito entre una o varias espiras del devanado, cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación; también el exceso de corriente puede deberse a defectos del circuito magnético, como por ejemplo: a fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o al aislamiento entre laminación. Las características de magnetización del núcleo de hierro se muestran en el lazo de histéresis magnética.

3.2.2.7.3.1) Pérdidas en vacío.

a.- Pérdidas en el hierro. En las cuales se encuentran las pérdidas por histéresis magnética, propias del material y por corrientes parasitas de Eddy y Foucault propias al diseño del núcleo.

b.- Las pérdidas dieléctricas sobre los materiales aislantes.

c.- Las pérdidas en los bobinados o en el cobre.

d.- La práctica de medición normal asume que las pérdidas por histéresis magnética son función del valor medio del voltaje aplicado.

e.- Fundamentalmente las pérdidas en vacío dependen de la temperatura.

Según IEC 60076-1, el transformador debe ser probado a temperatura ambiente en la prueba de laboratorio. Ninguna referencia o fórmula de corrección son específicas.

En la ANSI/IEEE std. C57.12.00. La referencia de temperatura para la prueba de carga en vacío es de 20°C. Ver más en ANSI/IEEE std. C57.12.00 cláusula 5.9.

3.2.2.7.3.2) Corriente de vacío.

Para transformadores de baja potencia, la corriente de vacío es de alrededor del 1 al 5% de la corriente nominal y los de gran potencia es del 0.1 al 0.3%. Se expresa en porcentaje de la corriente nominal de los bobinados. Para transformadores trifásicos el valor es el promedio de las tres fases. La corriente suministrada en el transformador es la suma de la corriente necesaria para la magnetización del núcleo y una corriente capacitiva que reflejan la capacitancia de las bobinas. Para una baja magnetización la corriente capacitiva puede ser dominante, especialmente en transformadores de alto voltaje. Como

consecuencia, la corriente de vacío puede reducirse a un valor mínimo cuando aumenta el voltaje.^[31]

3.2.2.7.4) Problemas detectados.

- a.- Cortocircuito devanado-tierra.
- b.- Devanados abiertos
- c.- Resistencias altas en las conexiones del conductor.
- d.- Camino conductor entre fases o espiras cortocircuitadas.
- e.- Aislamiento deteriorado entre láminas.
- f.- Problemas con cambiadores de tomas.

3.2.2.7.5) Análisis de resultados.

La corriente de excitación, está relacionada al voltaje de excitación aplicado y a las características propias de cada transformador en análisis, razón por la cual no existen valores definidos.

El análisis depende de la presencia de cambiadores de tomas bajo carga y si la prueba es inicial o subsiguiente (debido a la corriente remanente). Cuando existe la presencia de cambiadores de tomas bajo carga, son evaluados los valores absolutos de la lectura. El núcleo del transformador puede tener magnetismo residual presente como resultado de estar desconectado, o como resultado de mediciones de resistencia del devanado. El magnetismo residual da como resultado una medida más alta de una corriente normal de excitación. No hay método completamente aceptado para distinguir entre el efecto del magnetismo residual y el efecto de un problema presente en el transformador; sin embargo la experiencia demuestra que aunque un cierto magnetismo residual está casi siempre presente, en la mayoría de los casos no tiene ningún efecto significativo en resultados de la prueba.

Si un cambio significativo en los resultados de la prueba se observa, el único método de confianza conocido para excluir el efecto del magnetismo residual es desmagnetizar el núcleo del transformador. Los resultados de la prueba deben ser comparados con los históricos del transformador, es decir con pruebas similares realizadas anteriormente, de no existir dicho registro, se debe comparar con pruebas en transformadores de características iguales al transformador bajo prueba.^[31]

3.2.2.8) Análisis de barrido de frecuencia.

3.2.2.8.1) Estándares de referencia.

a.- ANSI/IEEE Latin American Transactions Vol 5, N°5, Septiembre 2007.^[72]

Revisión del análisis de respuesta en frecuencia para evaluación de desplazamientos y deformaciones de devanados en transformadores de potencia

b.- "DL/T 911-2004. Análisis de respuesta de frecuencia sobre la deformación de bobinados de transformadores de potencia, diciembre 2000.^[97]

The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China.

3.2.2.8.2) Propósito de la Prueba.

a.- Detectar desplazamientos luego de sobre corrientes causadas por fallas, sincronizaciones fallidas, etc.

b.- Verificar la condición mecánica luego del transporte y la detección de cualquier problema que produzca cambios en la distribución de inductancia o capacitancia en transformadores (fallas en el núcleo, problemas en la puesta a tierra del núcleo o pantallas, etc.).

c.- Proporcionar la huella digital del transformador y desde ella se compara con otras que se realicen después para analizar dichos daños.

3.2.2.8.3) Fundamento teórico.

El método de barrido de frecuencia SFRA, es una técnica de diagnóstico para detectar deformaciones y desplazamientos de devanados de transformadores. Integra las mediciones fuera de línea y la interpretación de los registros para dar una valoración adecuada de la condición de los devanados.

El Método de barrido de frecuencia, es la respuesta en frecuencia medida directamente debida a la inyección de una señal de frecuencia variable en uno de los terminales y con la medición de la respuesta en el otro.

La Amplitud del barrido de frecuencia, es la magnitud de la respuesta relativa a la señal inyectada, se expresa usualmente en decibeles.

Este método básicamente hace uso del equivalente eléctrico R, L y C de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes ante la inyección de ondas a diferentes frecuencias. Este método mantiene el mismo nivel de energía por cada frecuencia inyectada, suministrando resultados que son consistentes y precisos. El alto cociente de señal de ruido en todo el rango de frecuencias (10 Hz a 10 MHz) asegura la validez de la medición de los resultados.

Cabe destacar que el SFRA puede complementarse con los resultados de las mediciones que relacionan a la geometría física de los transformadores como: reactancia de dispersión, corriente de excitación y medición de la capacitancia

3.2.2.8.4) Problemas detectados.

- a.- Deformación del bobinado y del núcleo.
- b.- Espiras en cortocircuito o bobinados abiertos.
- c.- Fallas a tierra del núcleo.
- d.- Desplazamiento, colapso parcial de los bobinados.
- e.- Estructuras de sujeción rotas.

3.2.2.8.5) Análisis de resultados.

Fallas eléctricas: La figura 3.5, muestra una variación significativa entre el resultado del análisis de frecuencia con y sin corto circuito alrededor de los 100 Hz y los 20 kHz. La frecuencia resonante se desplazó y se nota una gran reducción en el módulo de las impedancias.

Fallas mecánicas: La detección de daños mecánicos en los devanados de los transformadores es una de las bondades más representativas del SFRA. La falla debe ser grande para que exista un desplazamiento considerable en el resultado del barrido de frecuencias.

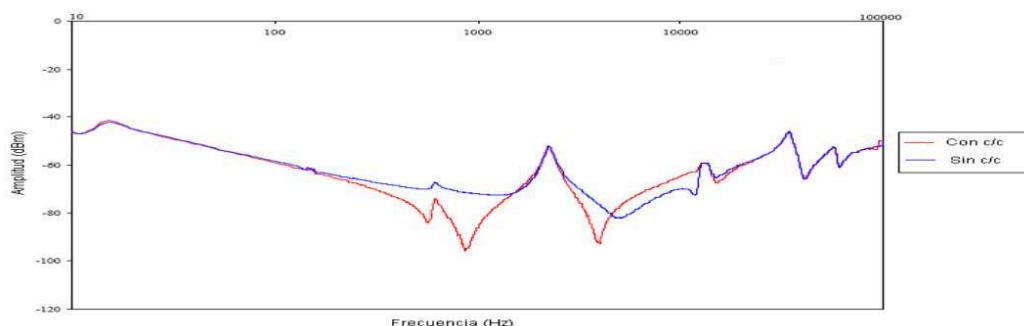


Figura 3.5. Análisis de barrido de frecuencia para un transformador con falla eléctrica.^[97]

En general, las curvas cambiarán de forma y se verán distorsionadas en el rango de las bajas frecuencias (debajo de los 5 kHz) si hay algún problema con el núcleo; y en las altas frecuencias (por encima de los 10 kHz) si hay problemas en el bobinado, cambios menores de 3 dB comparados con la línea de base se pueden considerar normales y dentro de la tolerancia.

- a.- De 5 Hz a 2 kHz cambios de +/- 3 dB (o más) pueden indicar un bobinado

[97] "DL/T 911-2004. Análisis de respuesta de frecuencia sobre la deformación de bobinados de transformadores de potencia, diciembre 2000.

abierto o cortocircuitado, magnetismo residual o movimientos del núcleo.

b.- De 50 Hz a 20 kHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar movimiento masivos de un bobinado respecto al otro.

c.- De 500 Hz a 2 MHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar deformaciones dentro de un bobinado.

d.- De 25 Hz a 10 MHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar problemas con las conexiones de los bobinados y/o del conexionado del cableado de ensayo.

Esta prueba toma gran importancia tanto en la fase de fallos iniciales y en la fase de desgaste; en la primera, se puede detectar movimientos del núcleo producidos por movimientos bruscos en el transporte o en el montaje del transformador. En la segunda, se prioriza la detección de fallas en los bobinados debido al esfuerzo eléctrico.^[72]

3.2.3) PRUEBAS DEL AISLAMIENTO LÍQUIDO (ACEITE DIELECTRICO) DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los aceites aislantes son producto de la destilación del petróleo crudo, obtenidos de tal manera que cumplen características físicas especiales como: viscosidad, punto de inflamación, peso específico, etc.; idóneas para su utilización en los equipos de potencia como: transformadores, interruptores, seccionadores, bushings, etc.^[14]

3.2.3.1) Prueba de humedad residual

3.2.3.1.1) Estándares de referencia.

a.- ANSI/IEEE estándar 62-1995 Prueba de humedad residual del aceite.^[15]

b.- ASTM D-877. Aceites minerales.^[47]

c.- ASTM D-1533: Prueba de humedad residual, Contenido de humedad..^[53]

3.2.3.1.2) Propósito de la Prueba.

a.- Determinar el estado del aislamiento sólido del transformador, en el aspecto de acumulación de humedad.

b.- Conocer el nivel de humedad relativa del aceite.

3.2.3.1.3) Fundamento teórico.

La humedad del aceite debe mantenerse en niveles bajos de concentración, de lo contrario promoverá los siguientes problemas en el aislamiento líquido:

[14] ANSI/IEEE C57.106-1991 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil.

- a.- Descargas parciales.
- b.- Generación de burbujas
- c.- Disminución considerablemente la rigidez dieléctrica
- d.- Envejecimiento prematuro del aislamiento sólido.

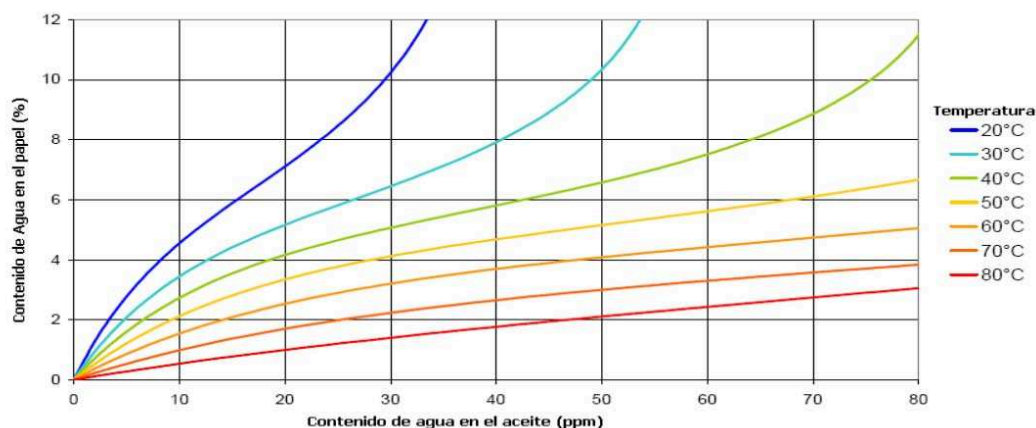


Figura 3.6. Curvas de equilibrio en base al contenido de agua en el aceite.^[53]

La humedad residual es la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos que permanece en ellos al final de un proceso de secado.

La figura 3.6, muestra curvas de equilibrio que relacionan el contenido absoluto de humedad del aceite con el contenido de agua en el papel. La utilización de estas curvas implica que el transformador se encuentra en equilibrio térmico.

3.2.3.1.4) Problemas detectados.

- a.- Aislamiento húmedo y pérdida de resistencia tanto eléctrica como mecánica del aislamiento sólido.
- b.- Posible falla del sistema de secado o extracción de humedad.
- c.- Posible existencia de fallas de los aislamientos del tanque, como cauchos y empaques por los cuales ingresa humedad.

3.2.3.1.5) Análisis de resultados.

Con la presencia de humedad la capacidad dieléctrica del aceite disminuye. Es un gran indicador de la degradación de las propiedades mecánicas de la celulosa. La experiencia de grandes fabricantes de transformadores de potencia, recomienda la necesidad de que el secado de este equipo sea menor de 0.5% de humedad residual. El contenido de humedad de 0.2 a 0.3% es un buen valor de trabajo.

Humedad residual debajo de 0.1%, además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por los efectos en el papel y la posible pérdida de vida del aislamiento. La prueba de contenido de humedad es exclusivamente realizada en laboratorios químicos e indica la cantidad de agua en partes por millón (p.p.m), que está presente en el aceite. El método más común para determinar el contenido de humedad en un aceite dieléctrico es el de Karl Fisher - ASTM D-1533. Puede verse en las normas ASTM el desarrollo de este método.

Clase	Humedad residual	
	MINIMO	MAXIMO
69kV	0.4	0.5
115kV	0.3	0.4
230kV	0.2	0.3

Tabla III.II. Valores de humedad residual aceptable.^[15]

En la tabla anterior, se muestra valores aceptables de porcentaje de humedad residual en transformadores, según ANSI/IEEE C57.12.00.

3.2.3.1.6) Porcentaje de saturación de agua en el aceite.

La solubilidad del agua en el aceite aislante es dependiente de la temperatura, el cálculo del porcentaje de saturación de agua tiene gran significado como indicador de la formación libre de agua en el aceite. Este valor es dependiente de la temperatura, debido a que con variaciones de ésta, el agua que está dividida entre el aceite y el papel puede moverse entre éstos dos. El incremento de agua en el aceite, incrementa el porcentaje de saturación.

% Saturación de agua en aceite	Condición Aislamiento
0 a 5	Seco
6 a 20	Moderadamente Húmedo o con indicios de humedad
21 a 30	Mojado
≥30	Extremadamente Mojado

Tabla III.III. Condiciones para la saturación de agua en aceite.^[53]

3.2.3.2) Prueba de acidez del aceite.

3.2.3.2.1) Estándares de referencia.

- a.- ANSI/IEEE estándar C62-1995. Prueba de acidez del aceite.^[57]
- b.- ASTM D664-01: Número de neutralización.^[51]
- c.- ASTM D974-02: Acidez de un aceite dieléctrico.^[12]

3.2.3.2.2) Propósito de la Prueba.

Conocer la acidez o número de neutralización del aceite, que es el nivel de deterioro por la oxidación del aceite, debido a la formación de ácidos orgánicos como: alcoholes, acetonas, peróxidos, aldehídos, jabones y fundamentalmente ácidos.

3.2.3.2.3) Fundamento teórico.

Los compuestos químicos antes mencionados, son directamente responsables de la formación de lodos, proceso que se acelera con la presencia de voltajes eléctricos altos. Estos ácidos también reaccionan con los metales del transformador y forman otro tipo de compuestos. Ataca la celulosa y acelera la degradación del aislamiento. El número de neutralización, es la cantidad de Hidróxido de Potasio (KOH) que se requiere para neutralizar el contenido de ácido en 1 gramo (gr.) de aceite del transformador. En transformadores nuevos el contenido de ácido es prácticamente nulo. Mientras más alto es el número de neutralización, más ácido es el aceite.

La prueba consiste en titular con hidróxido de potasio una muestra de aceite, usando como indicador fenolftaleína y un solvente adecuado (alcohol desnaturalizado).

3.2.3.2.4) Problemas detectados.

- a.- La pérdida de la capacidad de disipar el calor, debido a la obstrucción de los radiadores por acumulación de lodos, y la pérdida de resistencia mecánica del sistema de aislamiento sólido.
- b.- Indica que la acidez es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el líquido, por lo tanto diferentes transformadores pueden tomar diferentes períodos de tiempo antes de que el lodo empiece a aparecer.
- c.- En general la prueba de acidez es un indicador de la cantidad de sedimentación lodosa que se encuentra en el aceite aislante. Por ende es un buen indicio de presencia de oxidación.

3.2.3.2.5) Análisis de resultados.

Un valor aceptable de acidez de aceite nuevo, oscila entre 0.03 mg. KOH/gr de aislante y 0.07 mg. KOH/gr de aislante, la aparición de sedimentación lodosa en el transformador o el límite de acidez para un servicio normal se dan al alcanzar un valor de 0.4. Por lo tanto, es obvio que se debe realizar una regeneración del

aceite antes de llegar a este punto, generalmente cuando se ha alcanzado un valor de 0.2 mgr KOH/gr. aceite, según ANSI/IEEE std 62-1995.

Como en las otras pruebas de aceite la decisión no debe ser basada solamente en los resultados obtenidos en una prueba, pero se debe tomar en cuenta el incremento de acidez en el aceite cada año. La siguiente curva muestra una comparación entre el valor de acidez y los años en servicio del transformador



Figura 3.7. Límites de acidez en función de los años de servicio.^[12]

Tipo Aceite	Voltaje kV	Acidez (mg KOH/g,max)
Nuevo		0.03
Con tiempo de servicio		
Con condiciones para continuar en uso	≤ 69	0.2
	69-288	0.2
	≥ 345	0.1
Requiere reacondicionamiento para futuro servicio		0.2
En mal estado		0.5

Tabla III.IV. Valor de acidez permisible según condición del aceite.^[57]

3.2.3.3) Prueba de factor de potencia en aceites.

3.2.3.3.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 60076-3 (2000) Part 3 Insulation levels, dielectric test.^[3]

b.- ASTM D924-99c1. Factor de pérdidas, tg (δ) del aceite dieléctrico.^[48]

3.2.3.3.2) Propósito de la Prueba.

Comprobar los valores de rigidez dieléctrica del aceite.

3.2.3.3.3) *Fundamento teórico.*

El factor de potencia de líquido aislante, es el coseno del ángulo de fase entre el voltaje sinusoidal aplicado y la corriente resultante. El factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas en el líquido y por consiguiente su calentamiento.

3.2.3.3.4) *Problemas detectados.*

- a.- Baja rigidez dieléctrica.
- b.- Contaminación del aceite aislante.
- c.- Necesidad de regeneración o cambio del aceite.

3.2.3.3.5) *Análisis de resultados.*

Normalmente, un aceite nuevo, seco y desgasificado; alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a 20°C. Un alto valor de factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón o materiales conductores, barniz, jabón sódico y compuestos asfálticos o deterioro de productos aislantes.

Aceite	Voltaje kV	% Factor de potencia a 20 °C
Nuevo		0.05
Nuevo recibido en equipo nuevo		0.15
Nuevo antes de la energización	≤69	0.1
	69 - 230	0.1
Con tiempo de servicio con condiciones para continuar en uso	≤69	0.5
	69 - 288	0.5
	≥345	0.5
Con tiempo de servicio que requiere reacondicionamiento para uso	≤69	0.5
	69 - 288	0.5
	≥345	0.3
Con tiempo de servicio en mal estado	≤69	1
	69 - 288	0.7
	≥345	0.3

Tabla III.V. Valores permisibles de Factor de Potencia en aceite en base a su condición.^[3]

La presencia de carbón en el aceite no necesariamente es causa de un incremento de factor de potencia a menos que también haya presencia de humedad. Un aceite con un valor de factor de potencia de 0.05% a 20 °C, es usualmente considerado satisfactorio para operación. Un aceite con valor de

factor de potencia de 0.5% a 2% a 20 °C, debe ser considerado como riesgoso y ser investigado y en todo caso regenerarlo o reemplazarlo.^[48]

3.2.3.4) Análisis de Gases Disueltos (AGD).

3.2.3.4.1) Estándares de referencia.

a.- IEC 61181 (1993). Impregnated insulations materials- Application of dissolved gas analysis DGA.^[28]

b.- ANSI/IEEE Standard C57.12.00-2000.^[30]

Requerimientos generales para transformadores tipo inversos en aceite.

c.-ANSI/IEEE Standard C57.104-1991. Guía para la interpretación de Gases generados en transformadores sumergidos en aceite.^[116]

d.- Códigos de interpretación de falla incipiente en Transformadores, utilizando el análisis de gases en el aceite, por RR CEGB Rogers, División de Transmisión, Guilford, Inglaterra. Circa 1995.^[117]

3.2.3.4.2) Propósito de la Prueba.

a.- Diagnosticar fallas a partir de los gases en el aceite aislante, basado en la medida de gases que se generan cuando el transformador se somete a esfuerzos eléctricos y térmicos anormales.

b.- Encontrar la concentración de gases, los cuales dan claras muestras del estado del aislamiento, ya que el envejecimiento normal emite pequeñas cantidades de éstos, pero condiciones incipientes o fallas, generan grandes cantidades. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias y por lo tanto pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos.

3.2.3.4.3) Fundamento teórico.

La falla más común son las descargas de baja energía y puntos calientes. Cada uno de éstos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases. En un transformador estos gases se encuentran disueltos en el aceite. La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

En la figura 3.8, se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

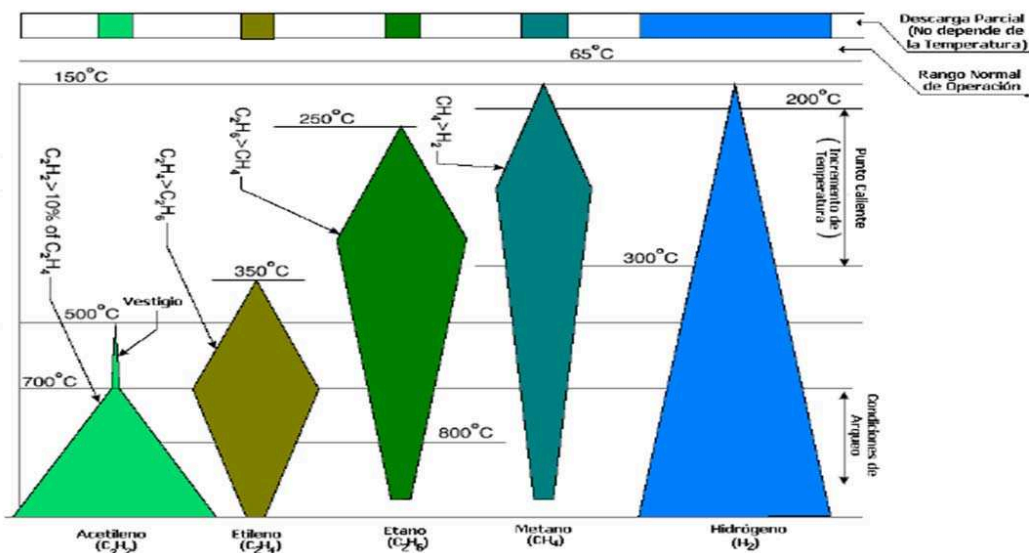


Figura 3.8. Evolución de gases en función de temperatura y energía.^[116]

Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia son:

- a.- Hidrógeno (H_2): Se genera en cualquier falla incipiente a partir de los 100°C, tanto con descargas de baja o alta energía. En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.
- b.- Metano (CH_4): Se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, en base a datos históricos es importante determinar el grado de producción. Generalmente, su aparición se empieza a darse desde los 150°C.
- c.- Etano (C_2H_6): Normalmente se genera por descomposición térmica del aceite. Aparece a partir de los 250°C y tiene una amplia concentración a partir de los 280°C.
- d.- Etileno (C_2H_4): Es generado por temperaturas desde los 350°C. Este gas normalmente aparece por descomposición térmica del aceite o el aislamiento sólido.
- e.- Acetileno (C_2H_2): Es generado por temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta alta en un período corto de tiempo.

f.- Monóxido de carbono (CO): Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas del aislamiento sólido.

g.- Dióxido de carbono (CO₂): Se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO₂ a CO es grande, algún sobrecalentamiento está afectando el aislamiento sólido.

h.- En el análisis se registran también propileno (C₃H₆), propano (C₃H₈), y butano (C₄H₁₀), que en menor escala se utilizan en procesos de diagnóstico.

i.- Totalidad de gases combustibles: Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo, por tanto las tendencias son importantes y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras. Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable.

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, por ejemplo la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, patrones de diagnóstico a través de análisis individuales y concentración total de gases disueltos (AGD).

Las primeras dos están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica.

3.2.3.4.3.1) Método de Duval.

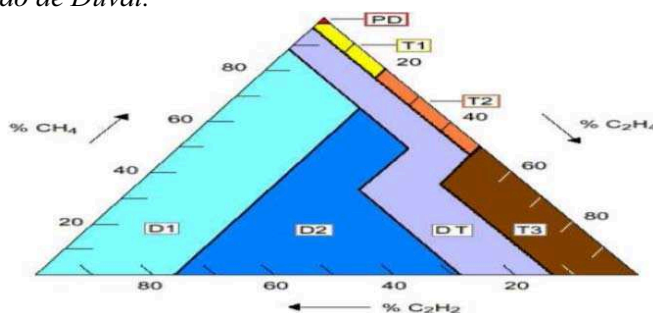


Figura 3.9. Método gráfico del Triángulo de Duval.^[28]

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla Térmica bajo los 300°C

T2 = Falla Térmica entre 300°C y 700°C

T3 = Falla Térmica a mas de 700°C

D1 = Descarga de baja energía (Chispa)

D2 = Descarga de Alta energía (Arco)

DT = Falla Eléctrica y Térmica en conjunto.

3.2.3.7.3.2) Método de Dörnenburg

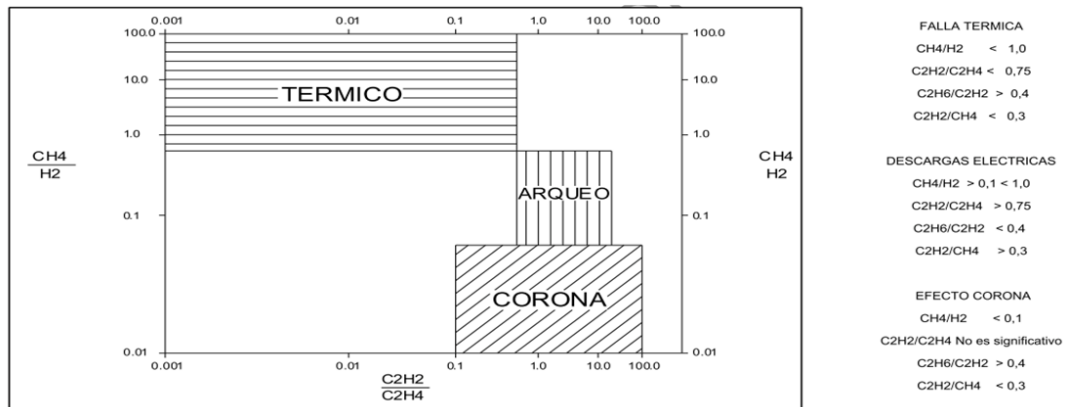


Figura 3.10. Método gráfico de Dornenburg.^[28]

3.2.3.4.3.2) Método de diagnóstico de Análisis individual y total de gases disueltos (AGD).

Los tipos y cantidad de gases son determinantes cuando una falla ocurre en un transformador de acuerdo a su severidad y energía. Se han adoptado cuatro criterios para clasificar los riesgos de un transformador, cuando no se dispone de una historia previa para funcionamiento continuo con distintos niveles de gases combustibles.

El criterio que se utiliza consiste en evaluar la concentración individual y total de todos los gases combustibles como se indica en la Tabla III.VI, concentración de gases combustibles en forma individual y total de acuerdo con cuatro condiciones.

Rango	Limite de concentración de gases disueltos (ppm)							
Condición	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGC
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101 a 700	121 a 400	36 a 50	51 a 100	66 a 100	351 a 570	2550 a 4000	721 a 1920
3	701 -1800	401 a 1000	51 a 80	101 a 200	101 a 150	571 a 1400	4001 a 10000	1921 a 4630
4	mayor 1800	mayor 1000	mayor 80	mayor a 200	mayor 150	mayor 1400	mayor 10000	mayor 4630

Tabla III.VI. Concentración de gases disueltos.^[28]

Dónde:

TGC: totalidad de gases disueltos

Condición 1: Total de gas disuelto combustibles (TGC) por debajo de este nivel indica el transformador está funcionando satisfactoriamente.

Condición 2: TGC, indica un nivel mayor al normal de gas combustible. Se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: TGC, indica un alto nivel de descomposición del aislamiento de celulosa o aceite. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: TGC, indica la descomposición excesiva de aislamiento de celulosa o aceite. La operación continua puede causar daños del transformador.

Para toda condición, cualquier gas individual combustible superior a los niveles especificados en la tabla III.VI, debe pasar por una investigación adicional, porque un fallo puede estar presente.

La tabla siguiente indica los intervalos y procedimientos de operación recomendados para distintos porcentajes de niveles de gases combustibles.

Condición	TDG	Relación TGC	Muestras	Procedimientos de operación
	Nivel %	%/día	Intervalo	
4	≥ 5	≥ 0.03	diario	Sacar de servicio avisar al fabricante
		0.03 a 1	diario	
		≤ 0.01	semanal	Utilizar con extremo cuidado Analizar Gases individuales
3	≤ 5 ≥ 2	≥ 0.03	semanal	Utilizar con cuidado Analizar Gases individuales
		0.03 a 1	semanal	
		≤ 0.01	mensual	
2	≤ 2 ≥ 5	≥ 0.03	mensual	Utilizar con cuidado Analizar Gases individuales
		0.03 a 1	mensual	
		≤ 0.03	cuatrimestral	
1	≤ 0.5	≥ 0.03	mensual	Analizar Gases individuales
		0.03 a 1	cuatrimestral	
		≤ 0.03	anual	Operación normal

Tabla III.VII. Procedimientos recomendados para las diferentes condiciones.^[28]

Todo esto es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.^[38]

[38]. C57.98 (1993). ANSI/IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991.

3.2.3.4.4) Problemas detectados.

- a.- Deterioro de la celulosa.
- b.- Aparición de descargas parciales en el aislamiento interno.
- c.- Descomposición del aceite aislante a causa del calor o falla interna.
- d.- Mala operación del transformador, a causa de sobrecarga.

3.2.3.4.5) Análisis de resultados.

a.- La descomposición del aceite mineral entre 150 y 500 °C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno, metano, y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno y etano. En la parte superior del rango de temperatura de falla, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen: monóxido de carbono, dióxido de carbono, vapor de agua, y crecen exponencialmente con la temperatura.^[116]

b.- Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento. La relación de CO₂/CO, en algunas veces se utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa, esta relación resulta normalmente mayor de 7. Para la relación CO₂/CO, los respectivos valores de CO₂ y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm. Cuando la magnitud de CO se incrementa, la relación disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en el deterioro del aislamiento de papel.

c.- Descargas parciales de baja energía, producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas.

d.- Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas desde 700 °C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes.

Las proporciones de gases significativos anteriormente descritos, en general definen 4 tipos de falla que serán descritos a continuación según ANSI/IEEE Standard C57.104-1991. Guía para la interpretación de Gases generados en transformadores sumergidos en aceite.

3.2.3.4.5.1) Falla Térmica – Aceite.

Descomposición de productos como el etileno y el metano, conjuntamente con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano. Puede encontrarse vestigios de acetileno, si la falla es severa o incluye contactos eléctricos.

El principal gas formado en esta falla es el Etileno.

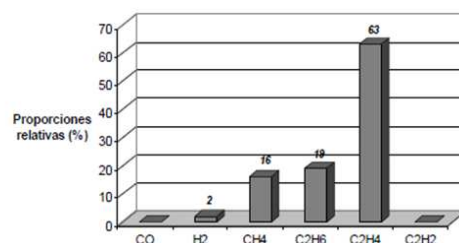


Figura 3.11. Proporciones relativas de gases para Falla Térmica – Aceite.^[117]

3.2.3.4.5.2) Falla Térmica – Celulosa.-

Grandes cantidades de monóxido (principal gas formado) y dióxido de carbono son producidos por el sobrecalentamiento de la celulosa. Gases hidrocarbonatos como el etileno y el metano, suelen encontrarse si la falla incluye una estructura impregnada en aceite.

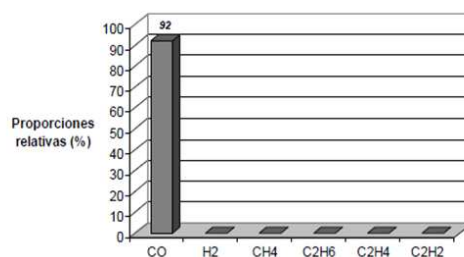


Figura 3.12. Proporciones relativas de gases para Falla Térmica - Celulosa.^[117]

3.2.3.4.5.3) Falla Eléctrica – Descargas parciales.

Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno (principal gas formado) y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades representativas de dióxido y monóxido de carbono suelen resultar de descargas en la celulosa.

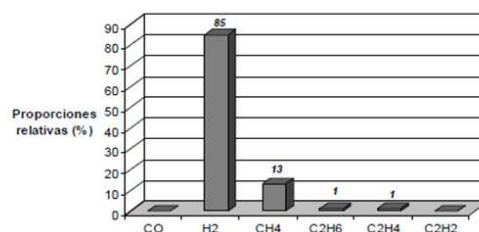


Figura 3.13. Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica – Corona.^[117]

3.2.3.4.5.4) Falla Eléctrica – Arqueo.-

Produce grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. Si la falla involucra a la celulosa, se forma dióxido y monóxido de carbono. Aquí, el aceite puede estar carbonizado.

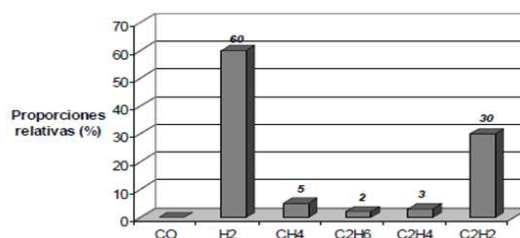


Figura 3.14. Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica – Arqueo.^[117]

3.3) DESCRIPCIÓN DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS.

Actualmente, muchos de los métodos de medición han pasado de ser grandes circuitos que debían armarse en el sitio, a instrumentos de medida programables, más bien conocidos como DAS (Data Acquisition systems), los cuales son muy amigables en el sentido de transporte, uso de información (almacenamiento de información en memorias electrónicas para ser procesadas con software especializado), eficientes, y económicos por la cantidad de tiempo y recursos que se ahorra al no armar los circuitos de prueba.^[83]

3.3.1) CONDICIONES GENERALES.

3.3.1.1) Parámetros ambientales.

Para realizar las pruebas eléctricas debe considerarse los parámetros ambientales del sitio; los cuales no deben exceder valores predeterminados como:

- a.- Temperatura ambiente: 20°C hasta los 35°C.
- b.- Humedad relativa: menor al 70%.
- c.- Preferentemente entre 09h00 y 17h00.

Si no se tienen las condiciones anteriores, la medida tendrá un grado de error muy alto, lo cual dejaría a la prueba sin validez, especialmente para pruebas eléctricas de elementos que se encuentran fuera del tanque como los bushings, ya que en condiciones de lluvia o alta temperatura sus valores son muy distintos como por ejemplo, la capacitancia; a más de ello, si no se tiene condiciones

[83] MONICA LARA, Tesis "Procedimiento de Puesta en servicio de una subestación de interconexión nacional a 230 kV", Escuela Politécnica Nacional, Diciembre 2006.

adecuadas se debe ajustarlos a parámetros normalizados mediante factores de conversión.

Es indispensable llevar un registro de humedad y temperatura relativa tanto de los devanados como del aceite, antes y después de realizar cada prueba. Esta práctica es muy útil, sirviendo como referencia para pruebas similares.^[87]

3.3.1.2) Medidas de seguridad.

El responsable de la subestación y del mantenimiento en el campo deberá especificar las medidas de seguridad de acuerdo a normas como ANSI/IEEE C57.94-1982, para las actividades que se realicen como mediciones, mantenimiento, operación etc. Las más comunes para las pruebas de rutina son:

- a.- Verificar que los disyuntores de entrada y salida del transformador de potencia estén abiertos.
- b.- Verificar que los seccionamientos estén abiertos y bloqueados.
- c.- Demarcar la zona de trabajo y peligro con señalización adecuada.
- d.- Aterrizar cualquier equipo en el cual se va a realizar cualquier actividad, a través de tierras locales y equipos de seguridad adecuados.
- e.- Verificar que la protección asociada al equipo este bloqueada, por ejemplo: alarmas, equipos de protección.
- f.- Estudiar todos los peligros existentes para el personal.
- g.- El personal que participe de las pruebas debe llevar ropa de seguridad y accesorios, según sea la necesidad de protección de cada actividad.^[83]

3.3.1.3) Estudio de información disponible.

Para la realización de pruebas a más de la experiencia, es muy necesario conocer acerca de los equipos de medición (catálogos y manuales), valores de pruebas anteriores (folleto de pruebas anteriores y de aceptación en fábrica) y otra información como el manual del equipo al que se está realizando las pruebas, en este caso el transformador, condiciones ambientales en otras pruebas, normas, etc. Con esto se logra tener una base de conocimiento muy necesaria para poseer un criterio correcto y aprobar o desaprobar los valores que arrojan las pruebas.

[87] SANTIAGO MEDINA, Tesis "Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad", ESPOL Julio 2006.

3.3.2) PRUEBAS AL AISLAMIENTO SOLIDO.

3.3.2.1) Medida de resistencia del bobinado o devanado.

3.3.2.1.1) Método de Medición.

La Ley de Ohm, debe notar que la resistencia de un material conductor en un bobinado, es fuertemente dependiente de la temperatura. Cualquier valor de resistencia dado sin la referencia de temperatura correspondiente no tiene sentido o valor correcto. Para temperaturas dentro del rango normal para medición en un transformador se sigue la siguiente relación entre resistencia y temperatura.

$$R_2 = R_1 * \frac{C+T_1}{C+T_2} \text{ .}^{[93]} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

R1= Resistencia a T1 [ohmios]

R2= Resistencia aT2

T1= Temperatura de referencia [°C]

T2= Temperatura actual (a la que se realiza las mediciones)

C= Constante en función del tipo de material (aluminio C=225, cobre C=235 según IEC; C=234,5 según IEEE)

3.3.2.1.2) Equipo.

En estos días se utiliza un equipo conocido como micróhmetro que es un DAS. En la figura siguiente puede verse un micróhmetro electrónico marca Megabras.



Figura 3.15. Micróhmetro electrónico marca Megabras.

3.3.2.1.3) Datos ingresados y obtenidos.

El equipo coloca un voltaje DC en los terminales de prueba e induce una corriente continua en el bobinado, los dos datos sirven para calcular la resistencia mediante la ley de Ohm, El DAS entrega directamente la resistencia por su programación.

3.3.2.1.4) Procedimiento de medición.

- a.- Consulte el instructivo de manejo del micróhmetro.
- b.- Identifique los terminales de alto y bajo voltaje del transformador.

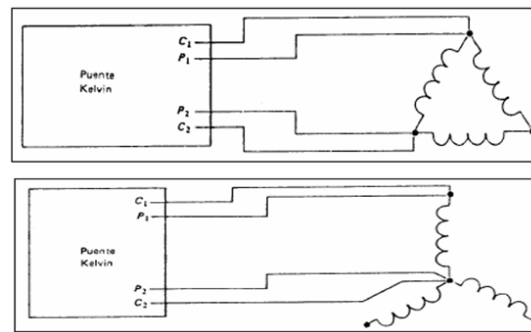


Figura 3.16. Medición de la resistencia óhmica conectado en delta y en estrella.
e.- Tome la lectura y repita la medición para los demás pares de terminales.

3.3.2.1.5) Observaciones y Recomendaciones.

a.- Para proteger los equipos de medición de daños debido a exceso de valor de medidas con respecto a la escala, debe estar desconectado antes de conectar o desconectar la alimentación.

b.- Después de conectar el interruptor de la fuente de voltaje DC, al leer la medida el valor no debe tomarse hasta que la corriente no haya alcanzado su estado estable.^[93]

3.3.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.

3.3.2.2.1) Método de Medición.

Se utilizará el método Tiempo-resistencia también llamado Absorción dieléctrica, el cual consiste en aplicar un voltaje de prueba durante un periodo de 10 minutos, registrando las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos juntos con las lecturas de 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, y 10 minutos.

3.3.2.2.2) Equipo.

Medidor de resistencia de aislamiento, llamado comúnmente Megger, con un voltaje de prueba de por lo menos 1 kV.



Figura 3.17. Medidor de resistencia Megger de 15 kV.

[4]. IEC 60076-4 (draft). Guide to lightning impulse testing of power transformers.

3.3.2.2.3) Datos ingresados y obtenidos.

El equipo coloca un voltaje DC en los terminales de prueba e induce una pequeña corriente en el aislamiento, los dos datos sirven para calcular la resistencia mediante la ley de Ohm.

3.3.2.2.4) Procedimiento de medición.

a.- Conectar el Megger al transformador de acuerdo a la medida que se requiera, por ejemplo en un transformador trifásico la prueba se realiza entre: bobinados, bobinados a tierra, tierra a neutro, etc. Es recomendable que con la finalidad de reducir el gradiente de temperatura, se realicen las mediciones por lo menos una hora después de haber quedado desenergizado el transformador.

b.- Se usará el máximo voltaje de prueba del Megger, tomando en cuenta el voltaje nominal del devanado bajo prueba.

c.- Los resultados de la prueba, es decir las lecturas de los 10 minutos deberán ser corregidas a la temperatura base (20°C), por medio de los factores de corrección de temperatura.^[18]

3.3.2.2.5) Observaciones y Recomendaciones.

a.- No se realizará la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores que estén abiertos, que no estén sellados o que tengan un conducto abierto hacia el ambiente con humedad elevada.

b.- No deberá ser realizada cuando el transformador se encuentre bajo vacío, ya que se reduce la resistencia de aislamiento del aire.

c.- Cuando el aceite ha sido drenado del tanque del transformador no se deberá realizar la prueba.

d.- En caso de que el neutro de un devanado este sólidamente aterrizado y que no se pueda sacar su conexión de tierra, la resistencia de aislamiento no podrá ser medida.

e.- Se deberá verificar que el transformador está completamente desenergizado.

f.- Se desconectará todas las conexiones al transformador, retirar los conductores de los terminales de los bushings, tanto del lado de alto, medio y bajo voltaje.

g.- Se deberá aterrizarse los terminales de los bushings del transformador con la

[18]. IEC 60060-2 (1994). High-voltage test techniques Part 2: Measuring systems.

finalidad de eliminar las cargas residuales.^[18]

h.- Se deberá retirar la tierra del neutro de cada devanado y asegurarse de que el tanque quede aterrizado y cortocircuitar cada devanado del transformador, en los terminales de los bushings con su terminal de neutro correspondiente, si no tuviere.

j.- Antes de comenzar las mediciones se deberá limpiar la porcelana de los bushings, quitando polvo, suciedad, humedad, etc.

3.3.2.3) Factor de potencia, pérdidas y capacitancia del aislamiento interno.

3.3.2.3.1) Método de Medición.

Los datos arrojados de la lectura de la prueba de factor de potencia pueden ser afectados drásticamente por condiciones ambientales externas, como la temperatura y humedad relativa del ambiente. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares o de pruebas anteriores.

a.- Método del puente: El factor de disipación del aislamiento de un transformador $tg(\delta)$ se obtiene por lectura directa, a través de un puente capacitivo (puente de Schering), por su parte el factor de potencia se calcula a partir de los valores de factor de disipación obtenidos. Este método está basado en la comparación de capacitancias. ^[18]

b.- Método de prueba doble.- Este método está basado en la medición de corriente AC inyectada en mili o micro amperios. El porcentaje del factor de potencia es calculado mediante el aumento de corriente y por las pérdidas registradas en vatios.^[18]

3.3.2.3.2) Equipo.

Equipo muy versátil capaz de tomar varios valores y a varios equipos similares en estructura, algunas de las compañías que los fabrican son: Doble Engineering Copr, Avo – Biddle, Megabras, Nansen, entre otras.



Figura 3.18. Medidor de factor de potencia de aislamiento marca DOBLE.

3.3.2.3.3) Datos ingresados y obtenidos.

El equipo coloca un voltaje alterno de 10kV, comúnmente, para transformadores de potencia e induce una pequeña corriente en el aislamiento que se está probando, toma las corrientes y calcula la tangente delta.

3.3.2.3.4) Procedimiento de medición.

a.- Los valores de medida de la prueba de factor de potencia en fábrica, son útiles para la comparación del factor de potencia medido en el campo y con ello poder evaluar la probable condición del aislamiento.

b.- Se deberá realizar las conexiones del equipo a los devanados a probarse, de acuerdo a la necesidad de medición de aislamiento, según sea un transformador de dos o tres devanados.

c.- Los valores obtenidos de acuerdo a las conexiones indicadas deberán ser corregidos, si fuese necesario, a la temperatura de 20°C.

Es importante mencionar, que para realizar la corrección del factor de potencia por temperatura, se debe dividir el valor obtenido en la prueba para el factor de corrección, de acuerdo a la temperatura a la que fue realizada la prueba.

3.3.2.3.5) Observaciones y Recomendaciones.

a.- Se deberá verificar que el transformador está totalmente aislado del sistema.

b.- En lo posible se dejará que el transformador se enfríe hasta alcanzar una temperatura cercana a la del ambiente, de manera que los valores obtenidos sean más confiables.

c.- Se deberá desconectar todas las conexiones del transformador, es decir, retirar de los terminales de los bushings todos los conductores o barras, tanto del lado de la fuente de potencia como del lado de la carga.

d.- Se pondrá a tierra momentáneamente los terminales del transformador para eliminar las cargas residuales.

e.- Se desconectará la tierra del neutro de cada devanado

f.- Se deberá cortocircuitar los terminales de cada devanado y se dejará aterrizado el tanque del transformador.^[23]

[23]. IEC 61083-1 (2001). Instruments and software used for measurements in high voltage test.

3.3.2.4) Factor de potencia para aislamiento externo bushings

3.3.2.4.1) Método de Medición.

Se utilizará los siguientes métodos recomendados por la Compañía Doble Engineering:

a.- Método UST (Ungrounded Specimen Test; Prueba de muestra no puesta a tierra). En este método se aísla el bushing con respecto a tierra, eliminando el aislamiento de los devanados y los efectos de las capacitancias parásitas entre el conductor del bushing y tierra. Es eliminada también la superficie de fuga de la porcelana. Con este método solamente se mide el factor de potencia del bushing, es decir el aislamiento entre el conductor del bushing y el tap de prueba; en caso contrario se medirá el aislamiento entre el conductor del bushing y tierra. Concretamente se mide la condición del aislamiento principal del bushing.

El conductor del bushing es energizado por el terminal HV y el terminal LV que está con el selector (se conecta al tap de prueba). En caso de que el bushing no posea tap de prueba, el terminal LV se conectará a la base inferior del bushing, el mismo que deberá estar aislando de la cubierta.

b.- Método GST (Grounded Specimen Test; Prueba de muestra a tierra). En este método el conductor del bushing es energizado por el terminal HV y el terminal LV, que está con el selector (se conecta al tap de prueba). En caso de que el bushing no posea tap de prueba, el terminal LV se aterrizará.

c.- Método del collar caliente. Este método consiste en aplicar uno o más collares (bandas metálicas o de hule semiconductor) alrededor del bushing por debajo de las faldas del mismo, aterrizando el conductor central del bushing y aplicando el voltaje de prueba entre el collar o collares y tierra. Este método es empleado cuando se obtengan resultados dudosos con los dos métodos anteriores. ^[24]

3.3.2.4.2) Equipo.

A causa del avance del equipo de medición, éste realiza varias pruebas como: al aislamiento interno (papel y aceite) y aislamiento externo de distintos elementos de subestaciones como los pararrayos, interruptores, aisladores, etc.

3.3.2.4.3) Datos ingresados y obtenidos.

Se coloca voltaje alterno y se induce corriente en el aislamiento (porcelana). Los

[24]. IEC 61083-2 (1996). Instruments and software used for measurements in high voltage test. Part 2: Determination parameters.

valores obtenidos de mVA y mW y posteriormente corregidos de acuerdo con el tipo de conexión que se esté utilizando.

3.3.2.4.4) Procedimiento de medición.

En caso de bushings que posean un tap específico para pruebas, se debe verificar cual es el voltaje permitido para la ejecución de la prueba, ya que éste no es un medio para desarrollar elevados voltajes como es el caso del tap capacitivo o de potencial.

3.3.2.4.5) Observaciones y Recomendaciones.

- a.- El bushing debe estar completamente aislado.
- b.- Se deberá limpiar minuciosamente la porcelana del bushing con un solvente para el efecto, con la finalidad de retirar de la superficie de la porcelana cualquier contaminante residual posible. Luego de la limpieza con el solvente se deberá secar el bushing con un paño limpio y seco que no deje pelusas.
- c.- El voltaje de prueba en la toma está condicionada si la toma es exclusiva para medición de factor de potencia o toma capacitiva, por lo que hay que verificar cual es el voltaje permitido para la ejecución de la prueba.^[24]

3.3.2.5) Medida de la Relación de Transformación y control del grupo de conexión.

3.3.2.5.1) Método de Medición.

En transformadores utilizaremos el método de comparación de voltajes y corrientes.

Al medir la relación de transformación, también se obtiene la polaridad de los bobinados y su respectivo grupo vectorial.

3.3.2.5.2) Equipo.

Se empleará para la ejecución de esta prueba el Medidor de Relación de Transformación o T.T.R, de Megger Instruments.



Figura 3.19. Equipo para medición de relación de transformación.

3.3.2.5.3) Datos ingresados y obtenidos.

El equipo coloca un voltaje y revisa la relación de transformación al comparar los voltajes inducidos. Para los transformadores de corriente el equipo hace lo mismo pero con corriente.

3.3.2.5.4) Procedimiento de medición.

- a.- Identificar los datos de placa y diagrama de conexiones.
- b.- De acuerdo al diagrama, escriba los pares de terminales que corresponden a una misma fase.
- c.- Conectar los cables del T.T.R según sean alto y bajo voltaje a los terminales que corresponden a la primera fase y obtener la relación de transformación.
- d.- Repetir la prueba para la segunda y tercera fase sucesivamente y obtenga las respectivas relaciones de transformación.

3.3.2.5.5) Observaciones y Recomendaciones.

- a.- Se deberá asegurar de que el transformador a probarse esté desenergizado y aislado del sistema.
- b.- Si existiere equipos y/o líneas de alto voltaje energizados en la proximidad del transformador a probarse, ponga a tierra un terminal de cada uno de los devanados, así como también el T.T.R utilizando su propio terminal de puesta a tierra.^[23]

3.3.2.6) Análisis de barrido de frecuencia.

3.3.2.6.1) Método de Medición.

Conexión directa y comparación de señales a distinta frecuencia.

3.3.2.6.2) Equipo.

Esta prueba se ejecuta mediante un DAS. El cual genera las señales de voltaje a distintos rangos de frecuencias, las compara y las presenta en forma de curvas mediante un software especializado. El DAS ofrece una interfaz gráfica muy amigable por el medio del cual, se puede realizar el análisis, esta interfaz puede venir incorporada en el equipo o se usa mediante una computadora portátil.

[23]. IEC 61083-1 (2001). Instruments and software used for measurements in high voltage test.

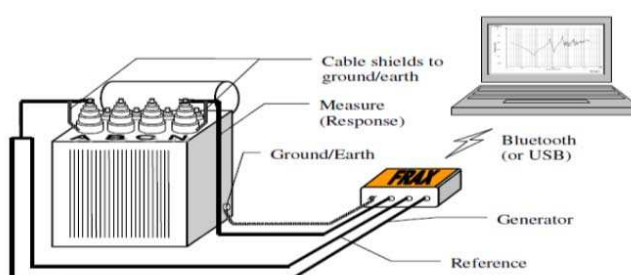


Figura 3.20. Equipo necesario y circuitos de medida.

3.3.2.6.3) *Datos ingresados y obtenidos.*

Para realizar la medición de FRA, un voltaje (con barrido en frecuencia o con señal de impulso) se inyecta a un terminal del transformador con referencia al tanque. El voltaje medido en el terminal de entrada se usa como referencia para el cálculo de FRA. Un segundo parámetro (señal de respuesta) es usualmente del voltaje tomado en la impedancia medida a través de un segundo terminal del transformador con referencia al tanque. La respuesta en amplitud como una función de la frecuencia generalmente es presentada en dB.

3.3.2.6.4) *Procedimiento de medición.*

- a.- Los cables deben ser conectados de forma que no tengan curvaturas o estén enredados entre sí, caso contrario la medida no tendrá valores reales.
- b.- Se procede al arranque de la secuencia de medición por comandos del DAS y se espera la generación de la curva.
- c.- Esta medida debe ser comparada con la medida realizada en fábrica previamente ingresada al equipo.

3.3.2.6.5) *Observaciones y Recomendaciones.*

- a.- El cable coaxial de la inyección de la señal y el de medición de referencia están conectados juntos cerca del punto alto del bushing. Una extensión de cable de puesta a tierra, corre a lo largo del cuerpo del bushing hacia abajo, hasta la base para conectar el cable de blindaje al tanque.
- b.- El mismo principio se aplica al cable de respuesta.
- c.- Los transformadores pequeños tienen una mayor atenuación a la primera resonancia.
- d.- El ruido asociado al instrumento es a menudo la fuente de limitación principal, no necesariamente la estática de la subestación.

El ruido ingresado por conexiones flojas y equivocadas puede ingresar un error muy grande a tal punto que se diferencie mucho la curva de la prueba. Varios equipos SFRA. Son capaces de distinguir estas perturbaciones a través de división de frecuencia y así saber que la medida está tomada correctamente o no.

3.4) ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS Y VARIABLES QUE PODRÍAN SUPERVISARSE EN TIEMPO REAL.

El siguiente análisis se hizo conforme a los estándares que rigen cada una de las pruebas revisadas anteriormente.

3.4.1) CARACTERÍSTICAS DE PRUEBAS “EN LÍNEA” Y “FUERA DE LÍNEA”

3.4.1.1) Pruebas “en línea”.

Se realizan con el transformador en servicio y permiten monitorear en tiempo real el comportamiento de determinadas magnitudes físicas, que pueden conducir a un diagnóstico “instantáneo” del estado de aislamiento del transformador, teniendo las siguientes ventajas:

- a.- Proporcionan información en tiempo real de la condición operativa de los transformadores, pudiéndose confeccionar un historial de datos.
- b.- Bajo determinadas condiciones se podría ajustar el estado de carga a condiciones extremas controladas, sin reducir la vida útil de los transformadores.
- c.- Permiten optimizar los períodos de los mantenimientos programados. En este sentido y con las consideraciones apropiadas, se podrá predecir el estado de otros transformadores no monitoreados de similares características.
- d.- Brindan un apoyo en la toma de decisiones reduciendo el riesgo de fallas incipientes y los costos asociados que éstas conllevarían.

3.4.1.2) Pruebas “fuera de línea”.

Son aquellos que se realizan con el transformador fuera de servicio, ya sea por una parada programada o bien ante alguna eventualidad. Esta clase de ensayos han sido históricamente los más habituales. En grandes rasgos, presentan las siguientes ventajas frente a las pruebas en línea:

- a.- Permiten el análisis de determinadas magnitudes tomando como referencia, por ejemplo las mediciones realizadas en fábrica.
- b.- Es posible realizar ensayos y controles no destructivos.

c.- Posibilitan medir magnitudes que no siempre son posible medir en las pruebas en línea, con gran precisión.^[71]

3.4.2) ANÁLISIS DE PRUEBAS QUE PODRÍAN SUPERVISARSE EN TIEMPO REAL O EN LÍNEA.

En la actualidad, las pruebas o controles en línea ofrecen grandes posibilidades, acorde al incesante avance de los sistemas de adquisición de datos, no obstante, para algunos parámetros característicos de los transformadores, aún se encuentran en proceso de implementación y para otros los costos asociado son elevados; por ello, las pruebas fuera de línea de ninguna manera deben dejar de realizarse.^[77]

3.4.2.1) Medida de resistencia del bobinado.

La resistencia del bobinado es un valor producto de la toma de medidas de voltaje y corriente continuo (a causa de niveles de voltaje y precisión), y el transformador opera a voltaje alterno lo que significaría que la prueba como está concebida no funcionaría en línea por los siguientes aspectos:

- a.- El voltaje de generado por el equipo de medición para obtener mediciones, ingresaría una distorsión en el de funcionamiento y como el voltaje de medición es alto se superpondría con la de operación y lo deformaría o peor aún, sobrepasaría su voltaje nominal generando descargas o fallas.
- b.- Los parámetros de corriente en el bobinado no son los mismos en el tiempo y van cambiando de acuerdo a su operación, lo cual dificulta una medida confiable.
- c.- El equipo deberá estar conectado en los bushings tanto de alta (mayor aislamiento del equipo lo que equivale a costos), como en el de baja lo cual interviene y es considerado invasiva.

Después de analizar lo anterior vemos que esta prueba no puede ser tomada para medir dicho parámetro en línea.

En el mercado existe un método de medida en línea, pero requiere de estudios antes de implementarlo a causa de la operación del transformador y es costoso, lo que no convendría porque la resistencia del bobinado se podrá medir cada mantenimiento programado mediante una prueba fuera de línea.

^[77] TREEEACH Sistemas Digitais Brasil. ended Practice for Monitoring Electric Power Quality

3.4.2.2) Medida de resistencia del aislamiento.

Esta prueba no puede ser considerada para medida en línea por las siguientes razones:

- a.- Para esta prueba se hace circular una corriente por el aislamiento (interno) que se está probando lo que sin duda es no permitido para un transformador de gran potencia en funcionamiento.
- b.- Para que circule corriente por el aislamiento el bobinado debe estar cortocircuitado y el otro puesto a tierra, lo cual es imposible en operación.

3.4.2.3) Factor de potencia, factor de disipación $\tan(\delta)$ y capacitancia del aislamiento interno del transformador.

De la forma eléctrica es una prueba invasiva ya que:

- a.- Esta prueba hace circular una pequeña corriente por el aislamiento interno, lo cual es inaceptable para el funcionamiento y seguridad del sistema de aislamiento del transformador de potencia.
- b.- Esta prueba de medida funciona con corriente alterna a un voltaje determinado, lo cual nos da una opción de medida, al utilizar el voltaje de operación, pero el transformador bajo carga se comporta variablemente o en una franja de operación, lo cual no proporcionaría medidas confiables.
- c.- Para medir el aislamiento es necesario conectarse directamente a él y la única forma de hacerlo para el aislamiento interno es a través de los bushings de alto y bajo voltaje y a más de ello, deben estar cortocircuitados para hacer circular la corriente por el aislamiento, lo cual niega esta opción.^[77]

Después de considerar los puntos anteriores, la prueba mencionada no puede ser realizada en tiempo real por lo que se deben buscar otros métodos que por lo general sean no invasivos, como el análisis de gases disueltos, el ultrasonido, etc.

3.4.2.4) Factor de potencia y capacitancia del Bushing (en línea).

Al contrario del aislamiento interno, el bushing se encuentra en el exterior del tanque, y sus terminales son de fácil acceso a más de ello, se genera una pequeña señal de corriente entre sus capas aislantes, a causa de su voltaje de operación y no por una fuente interna de medida para compararlas entre ellas. Esto da una oportunidad de obtención de datos para el monitoreo en línea. Por lo que esta opción se puede analizar para monitoreo en tiempo real.

3.4.2.5) Medida de la Relación de Transformación y control del grupo de conexión

a.- Debe tener un voltaje específico para comparar la relación de transformación y en operación, esto es imposible por las variaciones del voltaje de operación.

b.- La comprobación de las relaciones de transformación también se las hace en todas las posiciones de los cambiadores de tomas, y eso implicaría su accionamiento en operación, lo cual no es conveniente para los parámetros del sistema al que está conectado.

c.- Se podría comparar los voltajes de operación en las barras asociadas al transformador y así calcular su relación de transformación, pero ello implicaría la introducción de error de los TCs y TPs, a más de ello, de las pérdidas en conductores, barras y otros parámetros especialmente ambientales.

3.4.2.6) Medida del voltaje e impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga.

Como su nombre lo indica es en corto circuito y eso es imposible cuando el transformador está operando. Por lo que, no se puede realizar en línea.

3.4.2.7) Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.

Para lograr obtener valores de esta corriente y pérdidas el transformador no debe poseer ninguna carga, por lo que no se puede realizar en línea.

3.4.2.8) Análisis de barrido de frecuencia.

Esta prueba básicamente hace uso del equivalente eléctrico R, L y C de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes, ante la inyección de ondas de voltaje a diferentes frecuencias en un rango muy alto, en comparación a la frecuencia de operación del sistema eléctrico, por ello sólo se lo puede realizar cuando el transformador está desconectado totalmente del sistema. Por lo que, no se puede realizar en línea.^[77]

3.4.2.9) Medida de Descargas parciales (en línea).

En la actualidad las descargas parciales en transformadores pueden medirse por métodos invasivos y los no invasivos como: acústicos, térmicos y químicos.

a.- En los métodos invasivos: Para los bushings se miden las descargas en cada fase por vez, usando su tap de voltaje o collares. Las mediciones en campo, por lo general tienen menor sensibilidad que las realizadas en fábrica, no obstante con las nuevas técnicas en el procesamiento de señales, el empleo de modernos sensores de campo, y con precauciones adecuadas, es posible realizar

mediciones en línea muy precisas, lastimosamente su implementación es muy costosas.

b.- Los métodos acústicos: Detectan la actividad de descargas parciales por medio de sensores que se instalan en el tanque del transformador. Estos métodos además de medir la magnitud de las descargas pueden entregar la ubicación física de las fuentes de descargas parciales, esta prueba es perfectamente realizable en línea.

c.- Los métodos químicos: Han sido tradicionalmente empleados para comprobar indirectamente la existencia de descargas parciales en el aislamiento, utilizando la información entregada por los gases que aparecen en el aceite.

3.4.2.10) Pruebas del aislamiento líquido (aceite dieléctrico) de transformadores de potencia (en línea).

Esta es muy característica y da a conocer parámetros muy importantes y específicos de cómo se encuentra el sistema de aislamiento en el interior del equipo (Transformador, cambiador de tomas, bushings) La ventaja es que se puede obtener una muestra y analizarla o colocar el analizador en las tuberías de conducción del flujo del aceite y de esta manera tener datos en tiempo real tanto de las características físicas, químicas y eléctricas del aislamiento interno.

3.4.3) RESUMEN DE ANÁLISIS DE PRUEBAS QUE PODRÍAN SUPERVISARSE EN TIEMPO REAL O EN LÍNEA.

Basado en la experiencia de monitoreo Treotech.^[77] Los criterios para no aplicar las pruebas mencionadas para el monitoreo, se describen en 3.4.2).

Prueba	Cumple condición en línea	Se aplicará	Observación
Medida de resistencia del bobinado.	no	no	Está en desarrollo, no aplica
Medida de resistencia del aislamiento	no	no	No aplica
Factor de potencia, factor de disipación $\tan(\delta)$ y capacitancia del aislamiento interno del transformador.	no	no	No aplica
Factor de potencia y capacitancia del Bushing	si	si	Ya existe experiencias de monitoreo
Medida de la Relación de Transformación y control del grupo de conexión	si	no	Está en desarrollo
Medida del voltaje e impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga.	no	no	Está en desarrollo, no aplica
Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío o de excitación.	no	no	No aplica
Análisis de barrido de frecuencia.	no	no	No aplica
Medida de Descargas parciales	si	no	No aplica
Pruebas del aislamiento líquido (aceite dieléctrico) de transformadores de potencia	si	si	Se las realiza periódicamente, ya existe experiencias de monitoreo

Tabla III.VIII. Resumen de Análisis de Pruebas que podrían supervisarse en línea.

Existen dos pruebas que se podrán utilizar para el monitoreo principalmente para:

a.- Aislamiento externo. Existe la posibilidad de medir diferencias de corrientes entre sus capas aislantes y de esa manera poder calcular su tangente delta y capacitancia, las cuales servirán para mostrar el estado del sistema del aislamiento del bushing en tiempo real.^[98]

b.- La estructura del transformador impide el libre ingreso hacia el sistema de aislamiento interno para su evaluación, se puede obtener toda la información de éste a través de una muestra de aceite, que puede ser analizada en tiempo real; debido a que éste está en contacto con todas las partes internas y como está en movimiento por la convección térmica, puede recoger elementos químicos que demuestren un deterioro del papel, formación de lodos, generación de gases por fallas, etc.^[116]

c.- Todos los datos de las pruebas de rutina sirven como referencia inicial, para la implementación del monitoreo, según experiencia monitoreo CIGRE MEXICO.

^{116]} ANSI/IEEE Standard C57.104-1991. Guía para la interpretación de Gases generados en transformadores sumergidos en aceite.

^[98] Equipo de Mediciones. Doble, General Electric, Areva, etc.

CAPÍTULO 4

SUPERVISIÓN EN LÍNEA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las nuevas tecnologías en el sector eléctrico apuntan a la eficiencia del mismo, mediante la reducción de costos y tiempos por salidas de equipos para pruebas, mantenimientos y fallas. Estos métodos buscan la disponibilidad del equipo sin necesidad de sacarlo de servicio para detección de posibles indicios de futuras fallas o degradación de su sistema de aislamiento (interno y externo). A continuación se analizará que parámetro y cuál es su comportamiento adecuado en el tiempo para tener un criterio correcto del estado del aislamiento interno, externo y cambiadores de tomas.

4.1) DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES QUE SE SUPERVISARAN EN TIEMPO REAL.

Para evitar fallas en los equipos, las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución, etc., utilizan tradicionalmente programas de mantenimiento preventivo basados en el tiempo, retirando el equipamiento de servicio periódicamente para mediciones fuera de línea. Tomándose como ejemplo la norma ANSI/IEEE C57.19.100-1995, en la cual se indican que los intervalos típicos para efectuarse esas mediciones en equipo de subestaciones de energía, son de 4 a 8 años. Sin embargo esta filosofía de mantenimiento presenta las siguientes desventajas:

- a.- La posibilidad de que se desenvuelvan defectos en el período de tiempo entre dos mediciones, culminando en fallas graves.
- b.- La necesidad de desconexión del equipamiento para realizarse las mediciones, acarreando costos por indisponibilidad y reduciendo la confiabilidad general del sistema eléctrico.
- c.- La utilización de los equipos de ingeniería y de mantenimiento, generalmente con número reducido de personal, para la realización de las pruebas.

En el caso de CELEC EP-TRANSELECTRIC, el intervalo normal previsto en el plan de mantenimiento de la empresa, es de seis años para transformadores trifásicos y dos años por cada unidad de un banco de transformadores monofásicos. Pero pueden existir sospechas en relación a un determinado

equipo, que provocarían la necesidad de reducción del intervalo entre las mediciones fuera de línea, elevando mucho los costos de mantenimiento y de indisponibilidad del sistema. La alternativa para superar estas desventajas del mantenimiento basado en el tiempo, es el monitoreo en línea que permite que esas mediciones sean hechas de forma continua y durante la operación normal del equipamiento.

4.1.1) AISLAMIENTO INTERNO.

4.1.1.1) Temperatura del aceite y bobinados.

4.1.1.1.1) Descripción.

La mejor manera de tener datos que puedan reflejar la vida útil del sistema de aislamiento interno es la temperatura, éste es un parámetro que indica algún daño directo o anomalía presente, a más de ello nos indica como el transformador está siendo operado principalmente si éste es sobrecargado.^[2]

Por ello se deben evitar las causas del aumento de la temperatura del transformador, las cuales pueden ser:

- a.- Sobrecarga prolongada del equipo.
- b.- La falla del sistema de enfriamiento o su mala calibración.
- c.- Fallas eléctricas tanto internas como externas al equipo.

Actualmente existen sistemas muy sofisticados de medida que se están colocando en todos los transformadores recientemente fabricados, los cuales pueden procesar información mediante software especialista en su interior sin necesidad de equipo informático adicional, transmitir información directamente por medios de comunicación de gran velocidad y realizar el control de sistemas como el de enfriamiento.^[87] En el SNT ecuatoriano estos sistemas están siendo aplicados recientemente, por lo que se analizará el sistema que está en operación actualmente y como éste toma las mediciones de variables.

4.1.1.1.2) Forma de toma de valores.

Las medidas de temperatura del transformador se muestran directamente en sus medidores analógicos conjuntamente con señales de control, accionadas a causa de la dilatación del metal de medida. Inclusive la medida de la temperatura

[2]. IEC 60076-2 (1993). *Power transformer- Part 2: Temperature rise.*

[87] SANTIAGO MEDINA, Tesis "Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad", ESPOL Julio 2006.

ambiente se la realiza por un termómetro ambiental de mercurio instalado sobre el tanque. En subestaciones modernas se emplean las sondas PT-100, las cuales a través de transductores emiten señales de impedancia [ohmios] y corriente [mili amperios], las cuales pueden ser llevadas por medio físico o cable a la sala del operador, para mostrar la temperatura del equipo, activar alarmas y equipo de protección.^[99]

4.1.1.1.3) Seguridad del sistema de medida.

Este sistema de medición no sólo mide las temperaturas en un solo sitio, sino más bien en varios sectores estratégicos como:

a.- Para los devanados se mide en el devanado de alto, bajo y medio voltaje la corriente que circula por ellos en operación, a través de transformadores de corriente internos que están conectados a una resistencia, la misma que al calentarse calienta una cámara llena de aceite, la que finalmente simula la temperatura de los bobinados (relé de imagen térmica) o es traducida por una tabla corriente-temperatura en el interior del equipo, sea este sistema mecánico o programación y así se obtiene mediciones.

b.- Para el aceite se mide comúnmente en dos sitios muy apartados entre ellos, se los coloca en el extremo izquierdo superior y en extremo superior derecho del tanque, así se tiene dos medidas similares con dos equipos de medición.

4.1.1.1.4) Resultado obtenido y Análisis.

Los valores a los cuales se coloca el set point (nivel de accionamiento) del sistema de enfriamiento son recomendados por estándares como la ANSI/IEEE C57.12.56-1986, y estudios del sistema eléctrico previos a la instalación del equipo, los cuales toman en cuenta:

a.- Características propias del transformador como su clase de aislamiento.

b.- La altura y las condiciones ambientales del sitio de instalación del transformador.

c.- Parámetros del sistema como el ciclo de trabajo que éstos van a cumplir y las horas posibles de sobrecarga y operación normal.^[10]

De igual manera se obtienen los valores de alarma y disparo. A continuación unos ejemplos de valores de accionamiento de alarmas y sistema de enfriamiento para

[99] Transformadores y equipo relacionado Subestación San Gregorio y Santa Rosa.

[10]. IEC 60345 (1991). Loading guide for oil immersed power transformers.

transformadores en zonas naturales muy diferente como sierra y costa.

Autotransformador trifásico ATT 230/138/13.8kv. Marca CHINT ELECTRIC de número de serie 1ZDB300000P-14. Subestación San Gregorio. Manabí-Portoviejo 100 msnm

TERMOMETRO	set point aplicado	Observación
ACEITE	°C	
	85	Alarma
	95	Disparo
DEVANADO	65	Etapa 1 enfriamiento
	75	Etapa 2 enfriamiento
	90	Alarma
	105	Disparo

Tabla IV.I. Valores de control, alarma y disparo (a).^[99]

Autotransformador trifásico ATU 138/46/13.8kv. Marca SIEMENS de número de serie 185329. Subestación Santa Rosa. Pichincha- Quito 3100 msnm.

TERMOMETRO	set point aplicado	Observación
ACEITE	°C	
	85	Alarma
	95	Disparo
DEVANADO	50	Etapa 1 enfriamiento
	63	Etapa 2 enfriamiento
	98	Alarma
	108	Disparo

Tabla IV.II. Valores de control, alarma y disparo (b).^[99]

4.1.1.1.5) Equipo.

La medida de temperatura para transformadores que se encuentran en subestaciones antiguas, se realiza directamente en el transformador, donde se encuentran todo el sistema de medición y control de temperatura el cual consta:

a.- Termocupla: Este es un sensor de dilatación mecánico de metal altamente sensible al calor. Su función es la de detectar la temperatura del medio con el que está en contacto como el aceite. La termocupla y el medidor analógico se encuentran conectados por un cable conductor de calor del mismo material que la termocupla, el cual está aislado térmicamente.

b.- Medidor Analógico. Estos medidores fueron los más utilizados en los últimos años y se encuentran montados sobre el tanque del transformador y son similares a un reloj de manecillas, se coloca el set point mediante micro contactos que se accionan por un disco que se mueve de acuerdo a la dilatación del metal de medición. De igual forma comandan el sistema de enfriamiento del transformador. Si bien esta tecnología fue aceptable en sus inicios, presentó varios inconvenientes como la baja sensibilidad de medida, la imposibilidad de transmitir sus datos, daños mecánicos en éstos pueden causar que el sistema de enfriamiento no funcione, etc.

El operador tiene que acercarse al transformador para obtener las mediciones. El colocar los valores tanto de accionamiento del sistema de enfriamiento en sus distintas fases, alarmas y disparo requieren de pruebas adicionales. En otros casos se instalan sondas especiales con transductores para transmitir señales a la sala de control de la subestación, estas sondas ocupan energía continua y representan un aumento de inversión de recursos como cableado [99].

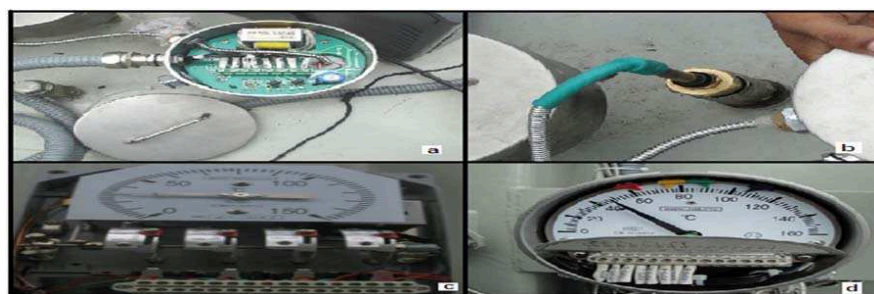


Figura 4.1. Equipo para detección de temperatura.

En la figura 4.1, se puede apreciar los instrumentos empleados para la toma de medición de temperaturas en transformadores de potencia.

a.- Sonda PT-100.

b.- Termocupla y cable aislado

c.- Termómetro analógico de aceite, en el cual se muestra el disco de accionamiento de micro contactores, su transductor incorporado y las agujas del set point.

d.- Termómetro analógico de devanados, se muestra las agujas del set point.

4.1.1.2) Señales calóricas u ondas ultravioletas.

4.1.1.2.1) Descripción.

La aplicación de la termografía permite visualizar los patrones de temperatura de los sistemas e instalaciones eléctricas. Una de las causas más comunes de falla

en los sistemas eléctricos es un exceso de temperatura provocado por diferentes motivos:

a.- Incremento de resistencia en puntos de conexión: Un incremento de la resistencia de contacto da lugar a un incremento de la potencia disipada, lo que se traduce en condiciones normales en un incremento de su temperatura, dando lugar a un “punto caliente”. Este incremento de la resistencia puede deberse a un fenómeno de oxidación o corrosión, tornillos flojos o una presión insuficiente en los contactos móviles, principalmente en cambiadores de tomas.^[68]

b.- Fallos en los sistemas de refrigeración: El calor que se genera en los transformadores de potencia, debe ser evacuado al exterior a través de los sistemas de enfriamiento en los intercambiadores de calor. Si esta extracción de calor se reduce o falla debido a una obstrucción en los tubos del intercambiador o un fallo en los ventiladores, el transformador aumentará su temperatura en exceso, lo cual puede dar lugar al deterioro de su vida útil y en última instancia su disparo o fallo.^[67]

c.- Corrientes de fuga en sistemas aisladores: La reducción de la resistencia de aislamiento debido a suciedad o contaminantes puede dar lugar a la aparición de corrientes de fuga y arcos que dan lugar al calentamiento de los equipos, principalmente en los bushings.

Con su equipo termográfico, el técnico de mantenimiento o analista, va a poder examinar cada uno de los elementos que componen el sistema eléctrico en busca de patrones de calentamiento, lo que le permite detectar y resolver un posible problema antes de la ocurrencia de una falla o interrupción inesperada del servicio. Los elementos a inspeccionar son los puntos de unión de la instalación, por ejemplo: los contactos de los bushing, seccionadores, fusibles limitadores e interruptores. Igualmente se deberán revisar las conexiones del transformador y el tanque en donde se encuentra el cambiador de tomas. Adicionalmente a los puntos de unión, es recomendable inspeccionar el cuerpo de los transformadores para detectar cualquier anomalía interna. Evidentemente el equipo termográfico no puede ver el interior del transformador, pero se puede ver el efecto del calentamiento interno en la superficie del mismo, pudiendo detectar asimetrías en

[67] ANSI/IEEE C57.12.56-1986 *Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Ventilated Power Transformers.*

[68] ANSI/IEEE Std 1283™-2004, *Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories.*

los patrones de calor que revelen un problema interno.^[67]

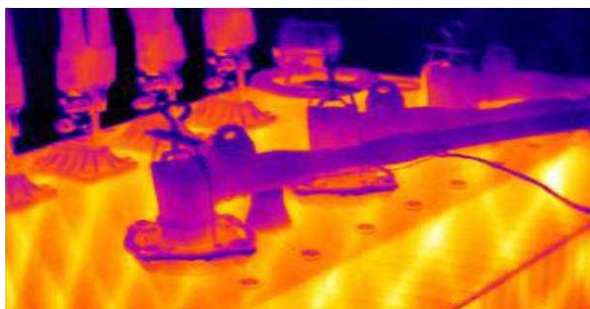


Figura 4.2. Termografía de efectos térmicos al interior del transformador.

4.1.1.2.2) Forma de toma de valores.

La inspección termográfica se realiza de dos formas: la Inspección cualitativa, la cual es realizada tan sólo para la observación de una falla es decir, que no se profundiza en valores, sino más bien se ve la existencia de una anomalía mediante la comparación de las temperaturas entre las fases del sistema trifásico.

La inspección cuantitativa: Se la realiza una vez detectada una diferencia apreciable de temperatura en un elemento, midiendo de forma precisa la temperatura de los elementos. Esta prueba se la realiza en línea pero sus valores no se los transmite por canales de comunicación, sino por informes al Centro de Gestión de Mantenimiento.

4.1.1.2.3) Seguridad del sistema de medida.

Para tener una medida confiable y segura se debe tomar en cuenta varios aspectos.

a.- Emisividad de la superficie bajo estudio: Los equipos termográficos miden a través de su sensor la radiación infrarroja emitida por los cuerpos, mostrando en la pantalla del equipo una imagen de las temperaturas superficiales.

A nivel práctico, este parámetro suele presentar, para la mayoría de los cuerpos, valores altos, próximos a 0,95.

b.- Velocidad del viento: Es un factor que incrementa la transferencia de calor por convección entre los elementos calientes y el medio, lo cual puede dar lugar a una reducción de la temperatura de los puntos críticos, ocultando problemas que pueden ser graves, recomendándose evitar la realización de inspecciones para velocidades del viento superiores a los 16 km/hora.

c.- Temperatura de fondo. Los equipos termográficos miden la radiación procedente de un objeto para calcular su temperatura, sin embargo, es la

radiación emitida por la superficie del objeto y no la reflejada por el mismo procedente del entorno la que determina su temperatura. Por ello, el equipo a través del ajuste del parámetro denominado “temperatura de fondo o del entorno” compensa el efecto de la radiación emitida por el entorno y reflejada en la superficie del objeto.

4.1.1.2.4) Resultado obtenido y Análisis.

Los procedimientos de operación deberán tener en cuenta la diferencia de temperatura, entre el punto caliente detectado y la temperatura de elementos equivalentes, o bien con la temperatura ambiente para determinar el nivel de actuación basado en una clasificación que determine la importancia o urgencia del problema detectado; teniendo en cuenta aspectos tales como el nivel de carga, condiciones ambientales, etc. De esta forma diferencias de temperatura entre elementos similares en las mismas condiciones de trabajo superiores a 15 °C podrían implicar la toma de acciones inmediatas para la reparación de dicho equipo. Se recomienda el mismo tipo de acción cuando a diferencia de temperatura entre el elemento bajo estudio y la temperatura ambiente sea superior a los 40°C.^[64] Las temperaturas se detectan por colores dependiendo de la graduación que posea el equipo (aplicación de escalas de acuerdo a la necesidad del usuario) y de sus características pero todos siguen un patrón de color donde el amarillo representa altas temperaturas, negro la temperatura más baja y entre ellos de acuerdo a su intensidad aparecen colores como el azul, verde, lila, rojo, tomate, etc.

Para el transformador se dividen en dos los sitios que se analizán:

a.- Parte externa: Donde se someterá a prueba a los bushings, sus contactos y conexiones y equipo asociado al transformador como seccionadores, disyuntores, descargadores, sistema de enfriamiento, etc.

b.- La parte interna del transformador especialmente el calor emitido desde el núcleo, bobinados y conducido por el aceite dieléctrico hasta la superficie del tanque. A continuación se muestra termografías de distintos puntos del transformador en donde se detectan anomalías.

[64] ANSI/IEEE Std 101-1972, *Guide for the Statistical Analysis of Thermal Life Test Data.*

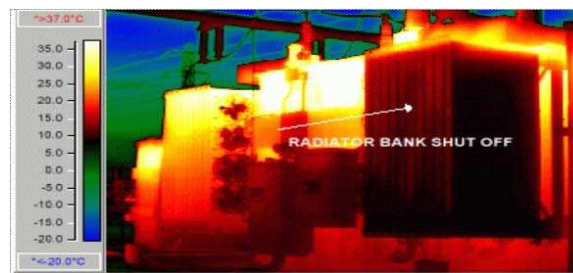


Figura 4.3. Obstrucción de circulación en un panel de enfriamiento de aceite.

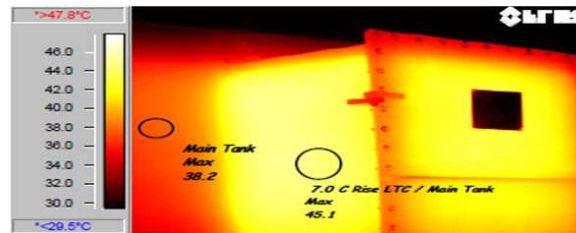


Figura 4.4. Exceso de 7°C en un cambiador de tomas con respecto a al tanque.

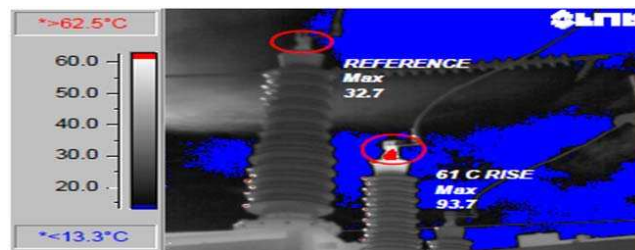


Figura 4.5. Localización de un punto caliente en el bushing con exceso de temperatura de 60° C.

4.1.1.2.5) Equipo.

En el mercado existen varias opciones en este tipo de equipo, son fáciles de adquirir, transportar y operar, a causa de su programación amigable y su tamaño.



Figura 4.6. Cámara termográfica marca Fluke Ti25 con tecnología IR Fusión.

4.1.1.3) Humedad.

4.1.1.3.1) Descripción.

La humedad conjuntamente con la temperatura, afectan drásticamente al aislamiento interno del transformador. La única forma de medir la humedad del

interior del transformador es mediante su aceite dieléctrico, en el cual se analizan las cantidades de partículas de agua existentes. Este proceso de medición se lleva a cabo a través de una reacción química con el óxido de aluminio, la cual da la capacidad a los sensores de medir los cambios de presión parcial del vapor del agua, este parámetro está directamente relacionado con la concentración en partes por millón. Esta es una medida directa de la cantidad de agua disuelta en el aceite en miligramos de agua por kilogramo de aceite (ppm partes por millón).

4.1.1.3.2) Forma de toma de valores.

Se la realiza a través del contacto directo de una sonda con el aceite dieléctrico en el interior del transformador, o extrayendo una muestra de aceite para analizarlo.

4.1.1.3.3) Seguridad del sistema de medida.

Es importante mencionar que la toma de mediciones de humedad debe estar definida de tal manera que no ingrese humedad en el transformador.

4.1.1.3.4) Resultado obtenido y Análisis.

Se efectúa según norma ASTM D1553-00.^[53] Contenido de humedad, por el método de la reacción de Karl Fisher. Los siguientes valores son considerados aceptables para aceites en servicio.

Nivel voltaje	Humedad
kV	ppm
≤ 72.5	40
72.6 a 242	35
≥ 242	25

Tabla IV.III. Valores de humedad admisibles para aceites en servicio.^[53]

Contenidos de humedad mayores a 50 ppm indican la necesidad de realizar un tratamiento del aceite para remover inmediatamente la humedad y disminuir la impregnación de la parte activa, pues cuando el aceite se encuentra a un determinado valor de humedad la celulosa de la parte activa tiene un porcentaje mayor de humedad que el aceite pues ésta es altamente hidrocópica.

[77] TRETECH Sistemas Digitais Brasil.

[53] ASTM D1553-00. Contenido de humedad

4.1.1.3.5) Equipo.

Las medidas de humedad se pueden tomar por varios equipos tanto en línea como fuera de línea, pero nuestro interés está en características en línea, es por ello que se presentan dos sistemas de modo de toma de medidas de humedad.^[77]



Figura 4.7. Equipo de medida de Humedad con sonda.

a.- A través de una sonda montada en el tanque del transformador de formas similar a las termocuplas, para la medición de temperatura, la cual se conecta a un medidor digital capaz de procesamiento y transmisión de información.

b.- Con un equipo conectado a una de las tuberías del sistema de recirculación de aceite, el cual se mueve por convección natural tomando las medidas en ese flujo y almacenando y enviando la información, no sólo de la humedad sino que integra parámetros del transformador como la temperatura y la presencia de gases.^[74]



Figura 4.8. Monitor de humedad en tubería de sistema de enfriamiento de transformadores de potencia.^[99]

4.1.1.4) Emisiones Acústicas.

4.1.1.4.1) Descripción.

En el transformador sin carga los sonidos son causados directamente por magnetostricción (las variaciones de longitud elástica de las piezas de núcleo de hierro), generalmente durante el proceso de magnetización. La oscilación es transferida por el aceite y los soportes mecánicos como vibración mecánica hacia las paredes del tanque y a los paneles de enfriamiento o radiadores. La amplitud de la vibración depende de la densidad de flujo en el núcleo y las propiedades

[74] *Transmission and Distribution World (Revista Técnica)*

[99] *Transformadores y equipo relacionado Subestación San Gregorio y Santa Rosa.*

magnéticas del acero básico.^[82]

Debido a fuerzas magnéticas causadas por corrientes mientras el transformador esta en operación, se genera vibraciones en el bobinado y paredes del tanque. El sonido generado bajo carga es más fuerte dependiendo de la corriente de carga y la aparición de daños en el núcleo o bobinados y descargas parciales.

La Emisión acústica se basa en la detección de ondas elásticas transitorias, generadas por la liberación rápida de energía de fuentes localizadas dentro del material según ASTM E610-82, cuando se habla de transformadores de potencia estas ondas transitorias son producidas por fallas. La frecuencia y espectro del sonido audible se compone principalmente de dos parámetros que son: la frecuencia nominal y sus múltiplos, para sistemas eléctricos de potencia de 50 y 60 Hz, los sonidos audibles consisten en armónicos de 100, 200, 300, 400 Hz, etc. Dependiendo del tipo de enfriamiento, son añadidos ruido de bombas y ventiladores.^[40]

La medición de ondas acústica es un método que ha resultado muy útil para inspección de equipos en operación, dentro de las aplicaciones más generales se tiene: localización de fisuras, fracturas, defectos, daños por impactos, corrosión, descargas parciales, etc. Permiten definir exactamente las coordenadas tridimensionales de la ubicación de fallas internas en transformadores.

Las ventajas de las emisiones acústicas como herramienta clave para monitorear un transformador y localizar zonas de alta actividad de energía asociadas a fallas son:

- a.- Detectar fallas que sólo se manifiestan con el equipo energizado y en situaciones de alta o baja carga.
- b.- Se puede filtrar ruidos ambientales y normales de operación.
- e.- Detectar no sólo fallas asociadas a descargas parciales o a arcos internos sino también a puntos calientes internos.
- e.- Se puede correlacionar y confirmar diagnósticos por Cromatografía de Gases.
- f.- Se pueden analizar unidades críticas que requieran un monitoreo continuo.
- g.- Orienta la inspección interna a áreas específicas en el transformador.
- h.- Mantiene un registro permanente de la prueba para actividades de un monitoreo global.^[40]

[82] RICARDO LOPEZ, "Desarrollo de Modelos de Transformadores monofásicos y trifásicos con saturación, para el análisis de armónicos de potencia", Universidad Politécnica de Cataluña.

4.1.1.4.2) Forma de toma de valores.

Todos los equipos eléctricos en funcionamiento producen una amplia gama de sonidos. La alta frecuencia de los componentes ultrasónicos de estos sonidos, son de onda muy corta y las señales de onda corta tienden a ser bastante direccionales. Por lo tanto, es relativamente fácil aislar estas señales de los ruidos de fondo y detectar su ubicación exacta. Al producirse ligeros cambios en los equipos eléctricos, los ultrasonidos permiten descubrir señales de peligro potencial, antes de que tenga lugar la muy probable avería.

La razón por la que los usuarios pueden determinar con exactitud la ubicación de una señal ultrasónica en una máquina, se debe a su alta frecuencia y longitud de onda corta. La mayoría de los sonidos captados por los seres humanos oscilan entre 20 Hz y 20 kHz (20 ciclos por segundo a 20.000 ciclos por segundo). Los sonidos de baja frecuencia en el rango audible miden aproximadamente 1,9 cm. a 17 metros de longitud, mientras que los ultrasonidos percibidos por los traductores miden sólo entre 0,3 - 1,6 cm de largo. Dado que las longitudes de onda de los ultrasonidos son de menor magnitud, el rango ultrasónico es el ambiente más propicio para localizar y aislar fuentes de problemas en entornos cerrados

Las pruebas de ultrasonidos se usan a menudo para la evaluación de voltajes superiores a 1000 V, en lugares cerrados (tanque del transformador o envase cerámico del bushing), la frecuencia de rastreo es muy superior a la frecuencia de los errores graves, que pueden ser identificados utilizando técnicas como la termografía.

Cuando la electricidad se fuga en las líneas de transmisión o cuando salta a través de una brecha en una conexión eléctrica, perturba las moléculas de aire a su alrededor y genera ultrasonidos.^[94] Lo mismo ocurre en el interior del transformador, cambiándose el medio de conducción del aire al aceite. Las aplicaciones en alto voltaje incluyen: aisladores, bushing, cables, interruptores, barras, relés, contactores, y cambiadores de tomas bajo carga.

Determinar si existe un problema o no es relativamente simple al comparar la calidad del sonido y los sus niveles entre equipos similares. Alternativamente tendencias a amplitudes de señal durante un período prolongado de tiempo

[94] IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, " Partial Discharge Theory and Technologies Related to Medium – Voltage Electrical

Equipment", Vol. 37 No 1 Jan./February 2001.

pueden ser indicador de defectos. Estas señales son detectadas por sensores colocados estratégicamente en las paredes del tanque de la unidad bajo prueba y los datos son capturados y procesados por instrumentación de alta velocidad. Existen diferentes tipos de configuraciones e instrumentos disponibles comercialmente para la realización de esta prueba, tal es el caso en el número de sensores que oscilan entre los 24, 16 y 8 sensores, cada uno en un canal de adquisición real que extraen múltiples características de las formas de onda detectadas, por cada sensor tal como amplitud (decibeles), duración (microsegundos), tiempo de subida, energía, etc. Se debe tener especial atención en la parte inferior de las boquillas, conexión a tierra del núcleo, cambiadores de tomas bajo carga y sin carga, etc. Para evitar perturbaciones se coloca los sensores lejos de áreas cercanas a la salida de las bombas, partes flojas o vibrando, etc.

4.1.1.4.3) Seguridad del sistema de medida.

El éxito en la toma de señales acústicas es el de poder filtrar los ruidos del medio ambiente y de los equipos contiguos al transformador, como los ruidos generados por el efecto corona de los cables que conectan al transformador al sistema, de las líneas de transmisión cercanas y de los equipos electrónicos asociados.

Un buen sistema de emisión acústica se caracteriza por poder interpretar señales que provengan del evento que necesitamos analizar y no de otros, caso contrario estas mediciones no tendrán ningún valor.^[27]

4.1.1.4.4) Resultado obtenido y Análisis.

Los ultrasonidos se transportan en forma de una onda en el aceite, lo cual puede degenerar un poco sus características por el amortiguamiento del medio, pero eso es solucionable mediante la aplicación de un método estadístico.

Los tiempos en que se demora la señal en llegar de la fuente hacia los sensores, hacen posible la detección del sitio de la falla por la comparación de tiempos de detección en un sistema tridimensional. En esta prueba se usa los decibeles para medir la intensidad del sonido, pero en si no importa mucho su valor absoluto sino mas bien su ocurrencia, su tendencia y su localización.^[25]

[27]. IEC 61083-1 (2001). *Digital recorders for measurements in high voltage impulse*

[25]. IEC 60076-10-1 (2001). *Determinations of transformer and reactor sound level- User guide.*

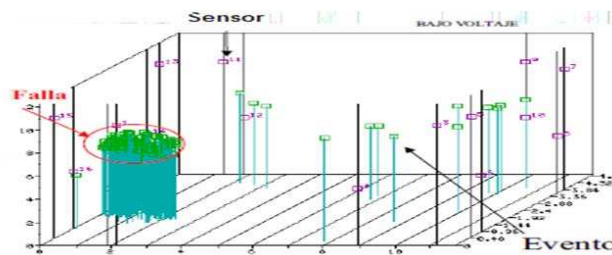


Figura 4.9. Eventos emisiones acústicas localizados dentro del tanque.^[25]

Cada señal es analizada y se puede discernir entre señales de ultrasonido generadas por descargas parciales en el aislamiento sólido y líquido (cavidades e imperfecciones en el papel y burbujas en el aceite), descarga eléctrica en los elementos conductores más bien conocidos como puntos caliente, un cortocircuito entre conductores (bobinado), daños mecánicos como la presencia de vibración a causa de elementos flojos o sueltos o fallas eléctricas y aflojamiento a causa del deterioro del aislamiento tanto de bobinados como del núcleo. Cada uno de ellos tiene una frecuencia y características de onda diferente que el equipo analiza.

Cada señal es analizada de acuerdo a su frecuencia en Hz y nivel de decibeles, dependiendo del equipo y de los estudios para su instalación estos varían pero en general se puede decir que para ultrasonidos el rango de medición será entre los 20 dB a frecuencias de hasta los 200kHz. Para el análisis cuantitativo se coloca los decibeles en función del tiempo y frecuencia logrando con ello diferenciar la ocurrencia en el tiempo de estos fenómenos y de esta manera poder dar un diagnóstico certero, que para mayor seguridad es corroborado por el análisis de gases disueltos.^[26]

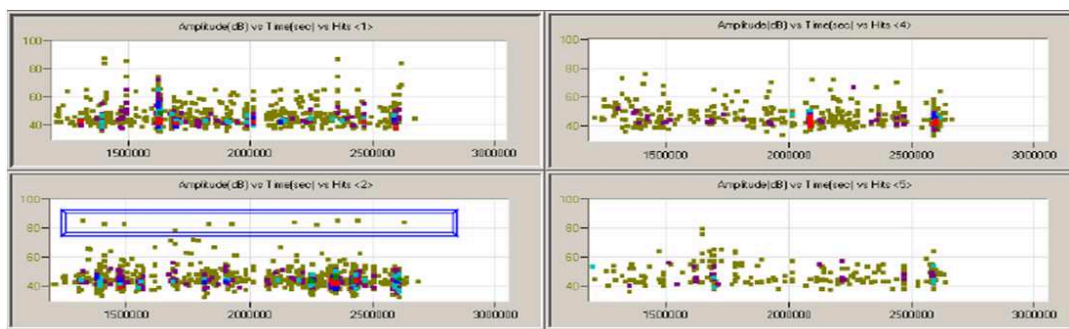


Figura 4.10. Acústica de un transformador con alto contenido de hidrógeno.^[75]

[26]. IEC 60651 (2001). Sound level meters.

[75] Artec Ingeniería Mercosur.

[7]. IEC 60076-10 (2000). Power transformer- Part 10: Determination of sound levels.

En la figura 4.10, los puntos de colores claros revelan alta concentración de eventos y los enmarcados son puntos con alto valor de decibeles cabe mencionar que cada cuadro representa medidas tomadas a distintos tiempo al mismo equipo.

4.1.1.4.5) Equipo.

Los instrumentos de ultrasonidos, a menudo denominados "traductores ultrasónicos", proporcionarán información de dos maneras: Cualitativamente, debido a la capacidad de "escuchar" ultrasonidos a través del aislamiento del ruido, y Cuantitativamente, a través de lecturas incrementales de la medida. Esto se logra en la mayoría de traductores ultrasónicos gracias a un proceso electrónico llamado "*heterodyning*", que convierte con exactitud los ultrasonidos captados por el instrumento a sonidos de rango audible o señales electrónicas, que los usuarios pueden reconocer a través interfaces hombre máquina.^[7]

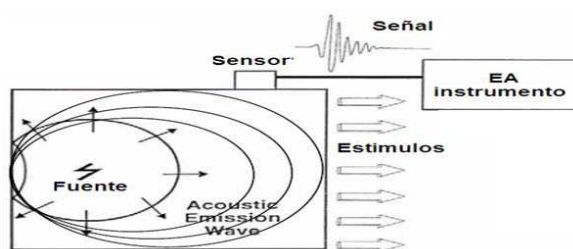


Figura 4.11. Sistema de medición de Emisiones Acústicas.^[7]

4.1.1.5) Perturbaciones electromagnéticas de ultra alta frecuencia (UHF).

4.1.1.5.1) Descripción.

El fenómeno de degradación por la acción de descargas parciales, se reconoce como uno de los principales factores en la falla prematura de equipos de potencia. Para reducir su impacto, los nuevos equipos se evalúan antes de salir de fábrica, sin embargo, al trasladarlos a su lugar de instalación, los transformadores viajan sin aceite, por lo que al ponerse en servicio se ven expuestos a factores de riesgo como humedad, contaminación, aflojamiento de devanados. Todos estos factores pueden alterar el diseño original y propiciar un punto donde se presenten descargas parciales que evolucionen en una falla prematura del transformador.

La descarga parcial puede ser definida como un movimiento de una pequeña cantidad de carga (pC), en un tiempo (ns), viajando como un pulso de corriente en una pequeña distancia, deteriorando el aislamiento a su paso. Estos desplazamientos de carga se presentan sobre todo en espacios donde el

aislamiento ha sido reemplazado por huecos o vacíos a causa de impregnación defectuosa, por burbujas en el aceite, fracturas del aislamiento sólido, gases o impurezas, etc. Se presentan como un campo electromagnético que genera radiación, la cual se trasmite como ondas de radio y viajan a través del aire, aceite o en algún medio físico, por lo que los circuitos adyacentes son entonces afectados o interferidos.^[24]

El rango de frecuencias de medición normalizado para descargas parciales según IEC-60270. 2000, se encuentra entre 30 y 500 kHz, de ancho de banda. La interferencia electromagnética presente en el rango de frecuencias de medición normalizadas, es particularmente alta en las plantas donde se encuentran instalados los transformadores, esto debido a que existe mucho equipo eléctrico circundante.^[22] Mediciones realizadas en laboratorio y bajo condiciones controladas de interferencia, han demostrado que las formas de onda de la corriente producida por las descargas parciales, son formas de onda tipo impulso que alcanzan frentes de muy rápido tiempo de subida (0.7ns) y que se deforman en función de la distancia. Esto equivale a frecuencias cercanas a 1 GHz, tiempo en que el fenómeno de ionización transitoria puede ocurrir dentro de los defectos del aislamiento que originan las descargas parciales. El análisis de las señales de descargas parciales en este rango de frecuencia excede por dos órdenes de magnitud al rango normalizado de banda ancha que ha sido definido como el método de medición en banda ultra ancha según IEC-60270, 2000.^[22] lo que implica que para interpretar con precisión la forma de onda de estos impulsos, se requiere un método de medición que utilice sensores con un ancho de banda capaces de hacer mediciones a frecuencias lo más próximas posible a 1 GHz. En los transformadores de gran potencia estas cantidades medidas son principalmente transitorios de voltaje, detectados por acoplamiento inductivo o capacitivo entre el sensor de medición y los electrodos del sistema bajo prueba.

4.1.1.5.2) Forma de toma de valores.

4.1.1.5.2.1) Método Detección de corrientes según la IEC 60270.^[22]

Puede ser detectado por la medición de corrientes de fuga que salen a través del bushing a causa de la operación del transformador y se trata de ver pequeñas

[24]. IEC 61083-2 (1996). Instruments and software used for measurements in high voltage test. Part 2: Determination parameters.

[22]. IEC 60270 (2000). Partial discharge measurement.

variaciones de corriente a altas frecuencias, con el fin de constatar cambios del campo eléctrico y magnético cerca de los bobinados, estas señales se encuentran en los siguientes rangos de frecuencia, este sistema fue el primero en desarrollarse:

Procesamiento señal en banda ancha:

$(30\text{kHz} < f_1 < 100\text{kHz}, f_2 < 500\text{kHz}, 100\text{kHz} < \Delta f < 400\text{kHz})$.

Detección en banda angosta: $(9\text{kHz} < \Delta f < 30\text{kHz}, 50\text{kHz} < f_m < 1\text{MHz})$.

Frecuencias mayores a 1 MHz, tiene mucha atenuación (con este sistema), y tratar de determinar niveles de carga en este rango sería algo sin significado.

Los parámetros medidos son:

a.- Carga Aparente (Q_a). Esta da una idea de que tan dañina puede ser la descarga y provee el mejor valor para calibrar la actividad. Se recomienda que la carga aparente sea la cantidad a medir en lo posible.

b.- Tasa de repetición de pulsos y frecuencia. Da la indicación de actividad general de las descargas parciales. Una forma de verla es comparándola con el nivel de carga. Usada como señal de disparo del equipo y para análisis más detallados.^[36]

Este sistema necesita de varios equipos especializados que representan mayor inversión; como los transformadores de corriente de alta frecuencia (HFCT), inversores, atenuadores, filtros y el detector diferencial.^[23] Es por ello que se han desarrollado sistemas no invasivos de detección de descargas parciales utilizando equipos que midan en frecuencias mucho más altas.

4.1.1.5.2.2) Método Detección por RFI.

RFI = Interferencia por Radiofrecuencia = EMI = Interferencia electromagnética.

La carga en el momento de la descarga parcial se mueve de un sitio a otro, esto genera un dipolo eléctrico, lo que es conocido como un campo eléctrico (E), que cambia en el tiempo, lo que produce un campo magnético (B). Las descargas parciales son aleatorias y se mueven, generando así un campo magnético (B) que cambia en el tiempo. Las mediciones RFI se hacen a partir de 1MHz, rango en el cual también se encuentran señales que se conocen, siendo utilizadas para la comunicación como la telefónica celular, FM radio, la televisión, etc., las cuales deben ser muy bien identificadas para no confundirlas con las señales de

[23]. IEC 61083-1 (2001). *Instruments and software used for measurements in high voltage test.*

[36]. C57.113 (1991). *ANSI/IEEE Guide for Partial discharge measurements in liquid.*

descargas parciales. El sistema de medición entonces constaría de un receptor de las señales, pero en un principio puede parecer dificultoso, ya que las señales se producen dentro del tanque del transformador. A causa de la naturaleza de estas señales y la estructura del transformador, éste crea un transmisor de señales, haciendo al bushing su antena.

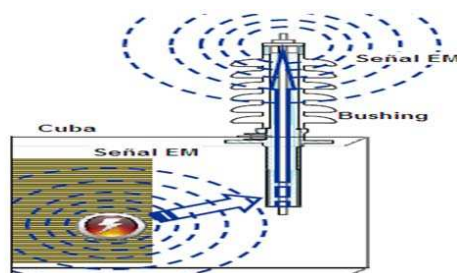


Figura 4.12. Emisión de señales Electromagnéticas (EM) de ultra alta frecuencia.^[109]

Lo único faltante para tomar las muestras, será un receptor de señales, ya que se posee un gran transmisor. En el mercado existen equipos receptores que pueden interpretar estas señales de manera fácil y amigable, no es necesario equipo adicional para la detección de estas señales y sus lecturas son altamente confiables a causa de los filtros digitales de señal. El avance de esta tecnología de medición, con el tiempo reemplazará a los sistemas de medición que tienen más equipamiento, a causa de su efectividad, nivel de precisión, su facilidad de utilización y la no necesidad de instalación. La presentación de las mediciones de descarga parcial, se la realiza a través de diagramas de descarga parcial resuelta en fase (PRDP), también se le conoce como diagrama (F – Q- n) o diagrama EMI.^[109]

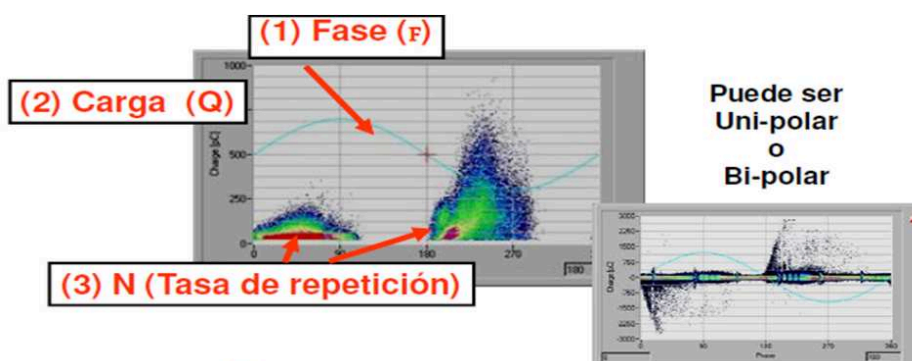


Figura 4.13. Diagrama PRDP.^[109]

[109] XXII ERIAC. Décimo tercer encuentro iberoamericano de CIGRÉ 2009, Fox de Iguazú 2009 Brasil.

4.1.1.5.3) Seguridad del sistema de medida.

Para los sistemas de detección de corrientes, se debe tomar muy en cuenta las características de los HFCT y el equipo para la amplificación, filtrado y detección de la señal la cual debe ser ajustado de acuerdo a las condiciones del sitio lo que representa un estudio adicional, este sistema por sí solo no puede ser fuente de decisiones, deben comprobarse sus resultados con otras pruebas en línea.

Los sistema de medición RFI son una aplicación de las telecomunicaciones un campo muy estudiado, es por ello que sus lecturas tienen un nivel de exactitud alto, pero puede ser afectada por interferencias del medio así como señales que se encuentran en el mismo rango, es necesario tener un criterio amplio para poder clasificar las señales y analizar sus resultados, tomando las siguientes consideraciones:

- a.- Identificación del ruido externo en cada ancho de banda.
- b.- La verificación de la tendencia de resultados en el tiempo.
- c.- Para evitar esas interferencias se desarrollan sistemas de medidas con sondas, colocadas en las paredes del tanque, similares a las existentes en subestaciones compactas en SF6, pero requieren más equipo y solo se lo aplicaría en casos muy excepcionales.^[36]

4.1.1.5.4) Resultado obtenido y Análisis.

Como se mencionó antes, el mayor problema de estos métodos es la interferencia de señales del equipo contiguo como ruido y señales de radio etc. La tecnología ha desarrollado filtros e interpretadores de señales que ayudan al analista a detectar los problemas que generan las descargas parciales.^[22]

Mediciones con este equipo se encuentran en el siguiente rango de valores:

- a.- Corona en aire alrededor de puntas de metal dará un RFI de hasta 10 MHz.
- b.- Descarga superficial sobre porcelanas sucias dará un RFI de hasta 250 MHz. dependiendo de la época del año, lluvia, nieve, etc. Proporcionando cual es la frecuencia de aparición de descarga parciales.
- c.- Descarga parcial interna extenderá el RFI hasta 1GHz. Entre mayor sea la frecuencia mayor será la atenuación.
- d.- Las fuentes descargas parciales emiten energía electromagnética (radio

[36]. C57.113 (1991). ANSI/IEEE Guide for Partial discharge measurements in liquid.

[22]. IEC 60270 (2000). Partial discharge measurement.

frecuencia) intermitente a 50/60Hz. El sistema antena monitorea dentro de rangos de frecuencia VHF (30 a 300 MHz)/UHF (300 MHz a 3GHz) en pasos de 1 o 6 MHz en todo el rango entre 50-1000 MHz durante 1- 100 ms (ajustado por el usuario).

e.-Esta tecnología de medición no puede realmente aislar una sola frecuencia así que los filtros son usados para fijar y estrechar la medición “alrededor” de la frecuencia a medir. El filtro de ancho de banda de resolución se desplaza a través del rango de frecuencias paso por paso y se centra en cada frecuencia, sin embargo toda la energía que cae dentro del ancho de banda del filtro es medida.

4.1.1.5.5) Equipo.

4.1.1.5.5.1) Equipo de medida de pulsos de corriente en alta frecuencia.

- a.- Puede detectar actividad de baja frecuencia usando instrumentación avanzada. Típicamente trabaja en un rango de 30 kHz hasta 1 GHz (o mayor).
- b.- Usuarios avanzados y laboratorios.

4.1.1.5.5.2) Receptor de señales RFI (Antena).

- a.- Amplia capacidad de monitoreo y fácil uso.
- b.- Puede enfocarse en el área del defecto.
- c.- Típicamente trabaja en un rango entre 5MHz hasta 1 GHz



Figura 4.14. Receptor de señales RFI (Antena) marca DOBLE.^[106]

e.- Para obtener información con este equipo, se establece una línea-base fuera de la subestación, luego se acerca punto a punto dentro de la subestación energizada, buscando cambios en la amplitud de la actividad de radio frecuencia, si hubiere indicación de ocurrencia de descargas parciales, se acerca a los equipos y se observa el incremento de la actividad.

4.1.1.6) PPM de Gases y Compuestos Químicos en el Aceite.

4.1.1.6.1) Descripción.

Método muy efectivo, ya que mediante el análisis de las cantidades por millón de

[106]<http://www.doble.com> Páginas Electrónicas Visitadas.

ciertos gases y compuestos químicos, se puede determinar el estado del aislamiento interno.^[115]

4.1.1.6.2) Forma de toma de valores.

a.- Se puede tomar una muestra de aceite y enviarla al laboratorio, este procedimiento duraría días lo cual no es muy eficiente y técnico para el monitoreo en línea, pues cambios en el aceite se pueden observar en cuestión de horas.

b.- Para solucionar este inconveniente se puede tener un equipo de cromatografía de gases en la subestación, pero eso implicaría la compra de un equipo para cada subestación, lo cual no es de ninguna forma eficiente económicamente. Este equipo es necesario para realizar mediciones en línea mediante un plan de pruebas del Centro de Gestión de Mantenimiento.

c.- La solución vendría de la mano de sistemas que puedan monitorear los gases más característicos que aparecerían en todo tipo de falla, siendo este el hidrógeno. La muestra de aceite no debe salir del tanque del transformador, para obtener una mejor información de lo que está sucediendo en el interior, por ello se han desarrollado sondas que analizan el aceite dentro del transformador y equipo de monitoreo integrado en las tuberías del sistema de enfriamiento y así lograr una mejor lectura de los eventos internos.^[71]

4.1.1.6.3) Seguridad del sistema de medida.

En este caso depende mucho del sistema, ya que si se especializa en la detección de solo algunos gases como el hidrógeno y el CO₂ su precisión será muy alta.

Es imposible detectar todos los componentes químicos con estos equipos, tan solo con que se muestre que la tendencia de presencia de alguno de estos gases es mayor, se podría diagnosticar un evento y corroborarlo con otras pruebas para tener mejor certeza de que algo sucede dentro del transformador.

4.1.1.6.4) Resultado obtenido y Análisis.

Como se mencionó anteriormente, debe ser un sistema que detecte el aumento de la presencia de gases que señalen un evento grave para el transformador, para después de ello, tomar otras acciones o realizar pruebas que sean más específicas. La cualidad principal de este método, es que da al analista suficiente

[115] M Duval "A Review of Faults Detectable by Gas-in- Oil Analysis in Transformers IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, no 3 pp8-17, 2002"

[71] ANSI/IEEE Std 1159-1995. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality

tiempo para deliberar un diagnóstico del evento muy preciso, el aumento de las partes por millón de gas y sus consideraciones se puede observar en la tabla III.VI, de la Prueba AGD.

4.1.1.6.5) Equipo.

El equipo en su estructura es similar al de monitoreo de humedad.

a.- Existen equipos que funcionan con una sonda cerca de la zona de mayor cantidad de aceite, los cuales detectan el hidrógeno e inclusive pueden conectarse con otros medidores inteligentes para compartir información y entregar resultados más amigables y confiables.^[107]

b.- El equipo cromatográfico portable es importante, ya que con este se podrá detectar posibles fallas iniciales, mediante el análisis de compuestos químicos en el campo. Si se presentaran estos compuestos, se podría enviar muestras para un laboratorio especializado para tener mayor certeza de la medida.^[73]

4.1.2) AISLAMIENTO EXTERNO.

Los bushings son parte del transformador, y en general su costo individual es relativamente pequeño comparado con el costo global del dispositivo eléctrico completo. Los bushings están sujetos a esfuerzos dieléctricos considerables, visto que es el primer equipamiento en recibir eventuales sobrevoltajes derivados de maniobras, impulsos atmosféricos u otros fenómenos. Una falla en su aislamiento puede reflejarse en daños no sólo en el bushing, sino también en el equipamiento al que está asociado. En casos extremos, una falla dieléctrica en un bushing puede llevar a la total destrucción del transformador, además del riesgo para las personas.^[20]

4.1.2.1) Corrientes de fuga.

4.1.2.1.1) Descripción.

Los bushings del tipo capacitivo tienen su cuerpo aislante constituido de diversas capas aislantes cilíndricas concéntricas, intercaladas con capas conductoras también cilíndricas, cuya función es uniformizar al máximo el campo eléctrico. Las capas conductoras intermedias por su parte permanecen aisladas, con potencial fluctuante con excepción de la más externa, que es conectada a tierra a través de

[107] México 2008 Acapulco CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2008

[73] CIGRE (International Council on Large Electric Systems).

[20]. IEC 60071-1 (1993). Insulations coordination Part 1: Definitions, principles and rules.

una conexión removable próxima a la base del bushing, denominada tap de voltaje o de prueba.^[77]

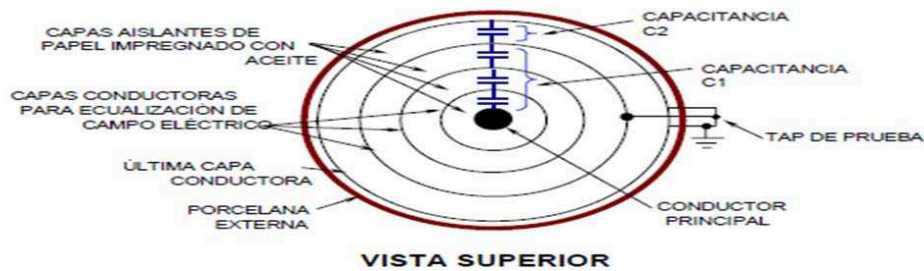


Figura 4.15. Forma constructiva de un bushing capacitivo.

El conjunto descrito arriba actúa eléctricamente como diversos capacitores conectados en serie, formando un divisor de voltaje capacitivo. De esta forma la diferencia de potencial total del conductor principal en relación a tierra es dividida entre los diversos capacitores.^[78]

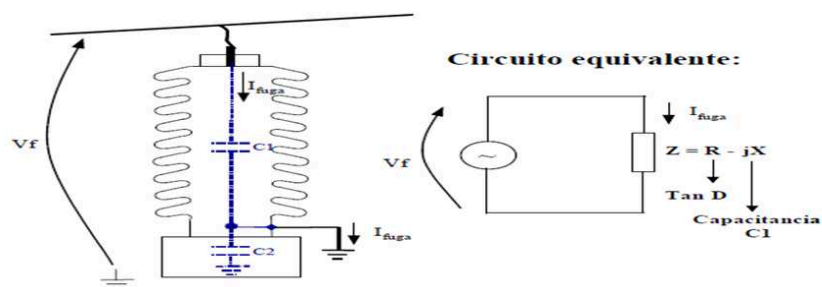


Figura 4.16. Circuito equivalente de un bushing capacitivo energizado.^[78]

Cuando el voltaje fase tierra es aplicado al bushing, una corriente, denominada corriente de fuga, pasa a circular a través de su aislamiento debido principalmente a su capacitancia y en mucha menor proporción debido a sus pérdidas dieléctricas (expresadas por el factor de disipación o tangente delta). La Figura anterior ilustra esta situación, en la cual podemos observar el equivalente eléctrico del bushing energizado. Este es el modelo eléctrico equivalente "serie", un modelo eléctrico "paralelo" podría también ser aplicado con los mismos resultados.^[78]

El objetivo del monitoreo en línea del bushing capacitivo, es la detección de alteraciones en el aislamiento del bushing aún en su fase inicial, indicando el desarrollo de condiciones que podrán llevar a la falla dieléctrica del equipamiento.

[77] TRETECH Sistemas Digitais Brasil.

[78] EDF energy.

Por esto, es necesario detectar con el bushing energizado cambios en la capacitancia y en la tangente delta del aislamiento, es decir cambios en la impedancia Z del aislamiento del bushing.^[77]

4.1.2.1.2) Forma de toma de valores.

En cada uno de los bushings, la corriente de fuga fluye a través de la capacitancia $C1$ hacia tierra, pasando por el tap de prueba o voltaje, siendo esta corriente función del voltaje fase-tierra y de la impedancia del aislamiento. De esta forma cualquier alteración en la impedancia de la aislación se reflejará en una alteración correspondiente en la corriente de fuga, que en teoría se podría utilizar para la detección de la alteración ocurrida en la impedancia.

Uno de los obstáculos que se encuentra para la detección conforme lo descrito, es el orden de las alteraciones que se desea monitorear. Alteraciones tan pequeñas como un incremento de 0,3% en el factor de disipación de un bushing, pueden representar la diferencia entre un bushing nuevo o buenas condiciones y un bushing en el límite de lo aceptable. Resulta evidente que una alteración tan pequeña en el factor de disipación provocará una alteración prácticamente insignificante en la corriente de fuga del bushing. Haciéndose casi imposible su detección por medio del monitoreo de la corriente de fuga de cada bushing.

Una de las técnicas que permite superar la limitación práctica demostrada, es la utilización de la suma vectorial de la corriente de fuga de los tres bushings en un sistema trifásico.

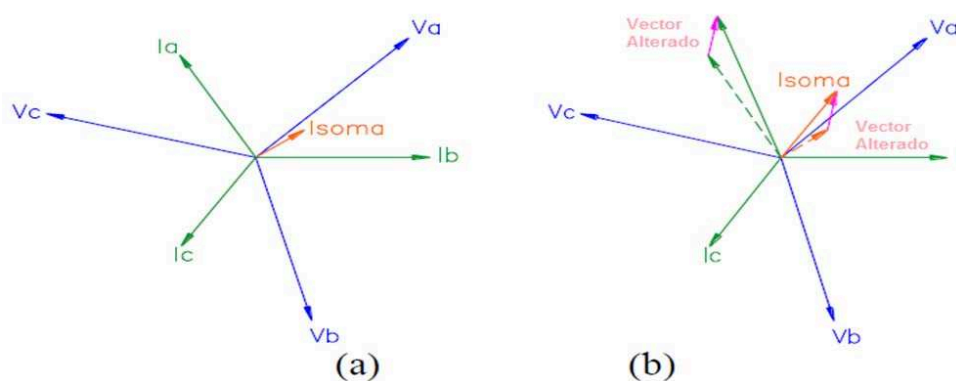


Figura 4.17. Corrientes de fuga de tres bushings en un sistema trifásico; (a) Para una dada condición inicial; (b) con alteración en la capacitancia y factor de disipación del bushing de la fase A.^[77]

Las tres corrientes de fuga están desfasadas entre sí aproximadamente 120°, y normalmente poseen el mismo orden de magnitud, ya que los tres bushings tienen capacitancias en principio semejantes y los voltajes de las tres fases están próximos al equilibrio. La suma de las tres corrientes de fuga (ISOMA), tienden a un valor bastante menor que cada una de las corrientes de fuga tomadas individualmente. Suponiendo ahora que ocurra una alteración en la capacitancia y en el factor de disipación del bushing de la fase A, como es mostrado en la Figura 4.17 (b), el Vector

Alteración (ΔI), que expresa el desplazamiento de la corriente de su valor inicial hasta su valor final se refleja también en la corriente sumada, que es alterada en relación a su valor inicial según el mismo vector alteración.

$$\Delta I = I_a \text{ ACTUAL} - I_a \text{ ANTERIOR} = I \text{ SUMA ACTUAL} - I \text{ SUMA ANTERIOR} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Este vector alteración, posee peso prácticamente insignificante cuando es comparado con la magnitud de la corriente de fuga de la fase A. Sin embargo lo mismo no ocurre cuando este vector es comparado con la corriente sumada, lo que permite su detección y por consiguiente la detección de la alteración ocurrida en la impedancia del bushing en cuestión. Por lo arriba expuesto se observan algunas características intrínsecas al método utilizado:

- a.- Es necesaria la determinación de una referencia inicial de corrientes del sistema, para la comparación con las nuevas mediciones en línea, logrando con ello determinar las alteraciones ocurridas en la capacitancia y en el factor de disipación de los bushings.
- b.- No es característica, la medición de los valores absolutos de capacitancia y tangente delta de los bushings, pero sí, la medición de las variaciones ocurridas en estos parámetros.
- c.- En el caso de bushings nuevos, pueden ser utilizados como valores iniciales de capacitancia y tangente delta, los valores de placa. Sin embargo, para bushings ya en operación es recomendable que en la instalación del sistema de monitoreo, sea efectuada la medición de estos parámetros a través de métodos convencionales (fuera de línea), con los bushings desenergizados. Con ello, se garantiza que estén siendo utilizados por el sistema de monitoreo valores iniciales correctos.^[77]

[77] TREETECH Sistemas Digitais Brasil.

4.1.2.1.3) Seguridad del sistema de medida.

Las corrientes de fuga y la corriente sumada son influenciadas no sólo por los cambios en la capacitancia y tangente delta de los bushings, sino también por alteraciones en los voltajes fase-tierra en cada bushing. Esta influencia es eliminada por medio de tratamientos matemáticos y estadísticos realizados en las mediciones, razón por la cual el proceso de determinación de la referencia inicial de corrientes es efectuado en un período de tiempo ajustable de 1 a 7 días después del inicio de operación del sistema de monitoreo. La construcción física del bushing da origen a un divisor de voltaje capacitivo, siendo la porción inferior de este divisor normalmente cortocircuitado y conectando a tierra, de modo que el voltaje de este en relación a tierra es de cero.

Para que sea posible la medición de la corriente de fuga del bushing, esta conexión a tierra pasa a ser efectuada por el circuito de medición de la corriente de fuga. Debido a la baja impedancia de este circuito, el voltaje del tap en relación a tierra permanece próximo a cero. Sin embargo, en caso de interrupción accidental del circuito de medición, el divisor de voltaje capacitivo generaría un voltaje en el tap del bushing que normalmente es superior a la rigidez dieléctrica del tap en relación a tierra, con riesgos de daños o explosión del bushing. Para evitar que ésto suceda, el adaptador de conexión al tap del bushing, está provisto de dos dispositivos limitadores de voltaje conectados en paralelo, en una configuración redundante (generalmente conectados en el pin de conexión). Estos dispositivos entran en conducción en caso de apertura del circuito de medición, constituyendo un camino de baja impedancia para la corriente de fuga, de forma que el voltaje del tap en relación a tierra permanece en pocos voltios. Los dispositivos limitadores de voltaje no son susceptibles a desgastes de naturaleza eléctrica o mecánica, lo que permite que cada uno de ellos separadamente conduzca por tiempo indeterminado, como mínimo 2,5 veces la máxima corriente de fuga encontrada en los diversos modelos de bushing existentes. Además de eso, los dispositivos limitadores de voltaje actúan como protecciones contra las sobrecorrientes y sobrevoltajes, que se desarrollan en el tap del bushing cuando suceden sobrevoltajes transitorios en el sistema eléctrico. Eso permite también que todos los ensayos dieléctricos (por ejemplo, voltajes de impulso) sean realizados en los bushings ya con el sistema de monitoreo on-line conectado y en operación.

4.1.2.1.4) Resultado obtenido y Análisis

a.- La Variación de capacitancia se mide en [pF] pico-faradios que es la variación de la capacitancia entre C1 (capacitancia del núcleo) y C2 la capacitancia en el tap de medida (no mide valores absolutos, éstos son arrojados por las pruebas fuera de línea) en funcionamiento del bushing.

b.- El factor de pérdidas dieléctricas mide la tangente del ángulo delta (ángulo entre la corriente de operación y su componente capacitiva), como su ángulo es muy pequeño de alrededor de cero su tangente es muy pequeña por ello se lo presenta en porcentaje.

c.- Para comparar los resultados, se los grafica en función del tiempo, esto puede variar de acuerdo a las necesidades del usuario, pero lo más común es diariamente con una adquisición de datos de cerca de 1 muestra por minuto.

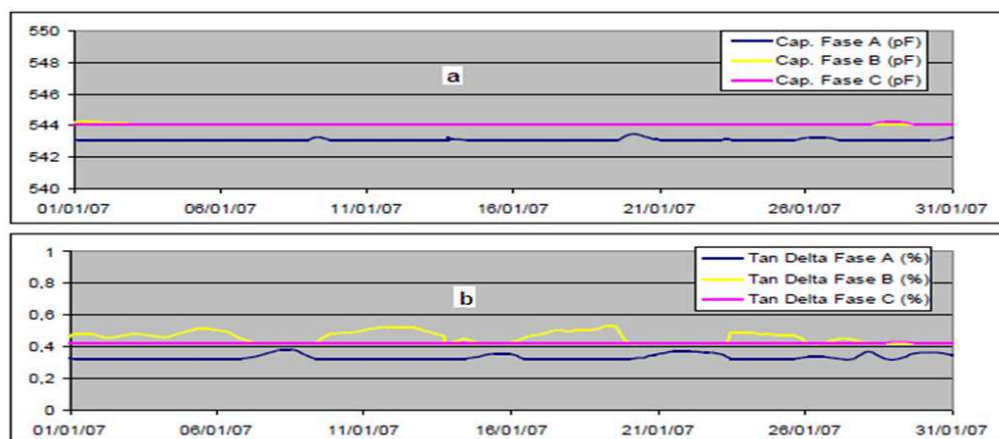


Figura 4.18. Comportamiento típico de las mediciones de (a) Capacitancia y (b) Tangente Delta en los bushings de un transformador de 100MVA 230 kV en operación normal.^[112]

d.- En el caso de un nuevo bushing de resina adherida-papel, el rango de la tangente delta es de 0,5 a 0,7%. En el caso de bushings de papel impregnado con resina, el rango es de 0,25 a 0,45%, y para bushings impregnados en aceite, los valores son normales de 0,25 a 0,5%.

e.- Los valores de variación dependen de cada modelo, valores de capacitancia y tangente delta entregados por el fabricante y las pruebas de aceptación en sitio.

f.- Dependiendo de la edad del equipo, la capacitancia del bushing y su tangente delta puede cambiar, en la tabla se muestra valores estándares según ANSI/IEEE std C 57.12.90-1999, para la tangente delta y valores de capacitancia para

bushings de resina-papel. Cuando estos valores límite se alcanzan, el funcionamiento continuo no es recomendable.^[112]

Voltaje [kV]	$\tan \delta$ [%]	ΔC [%]
123	2	20
245	1.5	15
420	1	10

Tabla IV.IV. Valores límites para factor de pérdidas dieléctricas tan delta e incremento de capacitancia para bushings de resina-papel.^[108]

Otras razones para el cambio de estos valores, es la influencia del medio ambiente como: un cambio en los valores de humedad y la suciedad en el exterior de la porcelana. Un aumento en la variación de C puede ser causada por la impregnación de aceite en el caso de bushing de resina-papel. Aparte de la consideración del valor absoluto de la $\tan \delta$ y ΔC , un análisis de la tendencia es de gran importancia. Por lo tanto un aumento en la ΔC para todos los tipos de bushings indica averías parciales entre las capas de control.

U_N [kV]	Numero de capas de aislamiento [n]	ΔC [%]
123	28	3.6
245	42	2.4
420	60	1.7

Tabla IV.V. Aumento de la capacitancia DC en caso de una falla parcial entre las capas de control o aislamiento un bushing impregnado en aceite.^[108]

Si una de las 60 capas de un típico bushing de 420 kV sufre una ruptura dieléctrica, cambia su capacitancia en un valor de 1,7%. Un corto circuito entre dos capas de control no resultan directamente en un bushing fallado, pero la probabilidad de una falla completa del aislamiento aumenta al aumentar el número de capas falladas o perforadas.

4.1.2.1.5) Equipo.

La estructura principal se basa en un pin que se coloca en lugar del tap de medida para poseer la señal de corriente de fuga, en este pin se colocan la protección contra la apertura del circuito de medición, en últimos modelos el circuito de

[108] México 2001 Irapuato CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2001'010),

medida y la parte electrónica están integradas en un medidor para enviar la información desde el patio de la subestación.

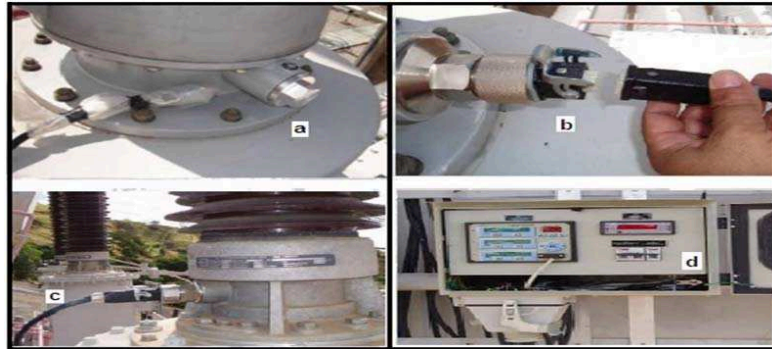


Figura 4.19. Equipo para el monitoreo de capacitancia y tangente delta.^[108]

En la figura 4.19 se puede apreciar:

- a.- Pin normal del Tap de medida del bushing.
- b.- Pin especialista para el monitoreo en línea.
- c.- Vista del pin y el cable instalado.
- d.- Equipo de medición de tangente delta y capacitancia para bushings.

4.2) JUSTIFICACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES QUE SE SUPERVISARÁN.

La siguiente justificación se basa en las experiencias de monitoreo presentadas en trabajos de fórums internacionales realizadas en:

México 2008 Acapulco CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2008.^[107]

México 2001 Irapuato CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2001.^[108]

XXII ERIAC. Décimo tercer encuentro iberoamericano de CIGRÉ 2009, Fox de Iguazú 2009 Brasil.^[109]

36th Annual Conference-Stockolm, 2003 International Association of Engineering Insurers “Analysis of Transformer Fialures” .^[110]

4.2.1) CARACTERIZACIÓN DE PRESENCIA DE FALLAS.

4.2.1.1) Bushings.

Es el equipo que mayor esfuerzo dieléctrico soporta. Su perspectiva de vida útil es menor que la del transformador, por ello se debe poner mayor énfasis en su monitoreo y mantenimiento, ya que si ocurre una falla se generan explosiones e incendios que afectan a toda la instalación y la integridad completa del

transformador. El envase de porcelana es la zona en que más ocurrencia de falla existe a causa de:

- a.- Ingreso de contaminantes externos principalmente la humedad exterior, causado por el deterioro de empaques y el depósito de impurezas en su superficie
- b.- La degradación del papel y el aceite es mayor, a causa de los altos esfuerzos eléctricos presentes en el bushing.^[66]

Sin importar el fenómeno particular de degradación o contaminación que afecte al bushing, éste se manifiesta como el incremento o decremento de los valores de factor de potencia del núcleo capacitivo C1 y de la capa externa del aislamiento C2, también dependiendo del grado de criticidad y evolución de la falla se generan gases disueltos al interior como el hidrógeno.^[77]

4.2.1.2) Cambiador de tomas bajo carga (OLTCs).

Si se busca un sitio en el transformador donde haya mayor fuente de contaminación y esfuerzo eléctrico, ése es el cambiador de tomas bajo carga. La existencia de descargas y la extinción del arco eléctrico producto de la disipación de energía al interior del cambiador generan gran cantidad de carbón, agua, gases e incrementa la degradación del aceite, generando subproductos que se acumulan sobre la superficie de los componentes ubicados al interior, es por ello que su operación debe ser limitada y estar sometido a varias pruebas para constatar que su estado es normal, principalmente se utiliza las pruebas no invasivas ya que no se obtiene señales eléctricas para su monitoreo y protección, tan solo para su control.^[11]

La carbonización de contactos y la contaminación del aceite, son los principales modos de falla que afectan al cambiador de tomas. Su construcción mecánica es diseñada de tal manera que los cambios nunca queden a la mitad o con un mal contacto o flojos. Principalmente la carbonización de contactos se define como la formación de depósitos altamente carbonizados sobre superficies que transfieren calor al líquido que los rodea y se suman a la resistencia térmica total a la transferencia de calor de dichas superficies, siendo una forma avanzada de contaminación. Su presencia se evidencia por.

[66] IEC 60815 "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions", Pollution level.

[77] TRETECH Sistemas Digitais Brasil.

[11]. IEC 60542 (1976). Application guide for on load tap changers and Am. N°1(1988)

- a.- Sobrecalentamientos localizados con temperaturas mayores a 200°C.
- b.- Recubrimiento del contacto con capa de carbón o daño de la superficie de plata del contacto por deterioro.
- c.- Reducción de la capacidad de transferencia de calor y corriente del contacto.

La temperatura de los contactos depende mucho del material del cual están fabricados, para transformadores de potencia, se ocupa la plata por su mayor conductividad. Es recomendable cada vez que se realiza el mantenimiento, reemplazar el aceite dieléctrico, por otro nuevo debido que el aceite regenerado presenta más rápidamente el fenómeno de carbonización. Una de las muestras que el cambiador de tomas ha envejecido, es el aumento de la generación constante de gases generados por los arcos que ocurren entre contactos carbonizados o erosionados por su uso, especialmente el hidrógeno y el acetileno.^[28]

Con respecto a su temperatura, no es muy alta en comparación a la del transformador en operación y está cercana a la del ambiente, por lo que un aumento de temperatura es claramente detectable con equipo termográfico y sondas.

4.2.2) PRINCIPALES FALLAS INTERNAS DE TRANSFORMADORES.

Las más comunes que causan mayor daño son las fallas en el bobinado, como lo demuestra un estudio realizado la Comisión Federal de Electricidad CFE, en México acerca de fallas en sus transformadores de potencia en un lapso de tiempo de 7 años. Demostrando que más del 49% de fallas se encuentra en los devanados, 10 % en el cambiador de tomas y 26% en los bushings, por lo que un sistema de monitoreo puede evitar un 80% de fallas en el equipo como mínimo. Con los resultados de este estudio se confirma la aseveración muchas veces expuesta, que las fallas más frecuentes en los transformadores de potencia son debidas a problemas de aislamiento, particularmente en los arrollamientos y bushings, es por ello que el mantenimiento debiera estar orientado fundamentalmente, al seguimiento de parámetros que muestren el estado de estos equipos, de tal forma que puedan alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de toda su vida útil.^[76]

[28]. IEC 61181 (1993). *Impregnated insulations materials- Application of dissolved gas analysis DGA.*

[76] IEEE sección Mexico.

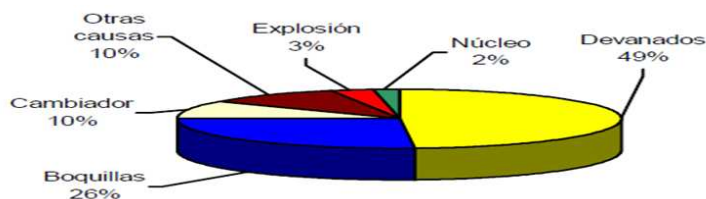


Figura 4.20. Estadísticas de averías en transformadores de potencia entre 1998 y 2005 en la red de CFE

4.2.2.1) Fallas a tierra en los devanados.

Estas originan corrientes peligrosas que pueden recalentar los devanados, dañar su aislamiento, y someterlos a esfuerzos electromecánicos muy grandes. La magnitud de la corriente de falla depende principalmente del tipo de conexión a tierra y grupo de conexión del transformador; transformadores aterrizados a través de altas impedancias limitan la corriente de falla a tierra a valores pequeños.^[87]

4.2.2.2) Fallas en el núcleo.

Fallas en el aislamiento de las láminas del núcleo pueden permitir la circulación de corrientes parásitas, en magnitud suficiente para producir sobrecalentamiento que incluso puede afectar a los devanados.^[87]

4.2.2.3) Fallas entre fases.

Es muy raro que ocurra este tipo de falla, pero en caso de presentarse, producen corrientes comparables con las originadas en fallas a tierra, se producen debido a falla del aislamiento interno por degradación.^[87]

4.2.2.4) Fallas entre espiras de un mismo devanado.

Las fallas entre espiras de una misma fase son producidas principalmente por pérdida de aislamiento en los devanados del transformador, por esfuerzos debidos a altos voltajes inducidos en los devanados cuando ocurren maniobras de seccionamiento en el sistema, o cuando ocurren descargas atmosféricas que entran en el transformador por falla en pararrayos.^[87]

4.2.2.5) Fallas en el tanque.

La pérdida de aceite por fugas en el tanque reduce considerablemente el aislamiento de los devanados e incrementa la temperatura interna del transformador debido a la pérdida de refrigerante.^[87]

[87] SANTIAGO MEDINA, Tesis "Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad", ESPOL Julio 2006.

4.2.3) DETECCIÓN DE FALLOS EN TRANSFORMADORES.

Varios estudios han logrado observar que la mayor cantidad de fallas ocurren los primeros meses de servicio (después de su energización) y en los últimos años, más aún si se sobrepasó el tiempo de vida útil del transformador.^[80]

Se describen a continuación los procedimientos habituales de detección de fallos en transformadores de potencia; los mecanismos de detección se agrupan en dos grandes familias: Detección mediante métodos eléctricos y detección mediante elementos mecánicos y/o químicos. Cada uno de estos procedimientos generan señales que podrían ser complementarias en el monitoreo, sobre todo como un historial de datos para cada equipo, que el centro de Gestión de Mantenimiento se encargaría de administrar para combinarlo con los datos en tiempo real

4.2.3.1) Detección eléctrica.

Tipo de Defecto	Potencia H y M voltaje SN ≥ 10 -15 MVA	Distribución en H y M voltaje	
		Sumergido	Seco
Sobrecarga	Imagen Térmica (49) Termostato (26) Sondas PT-100 (38/49T)	Imagen Térmica (49) Termostato (26/71)	Imagen Térmica (49) Sondas PT-100 (38/49T)
Cortocircuito externo	Máximo de I (50/51)	Máximo de I (50/51) o fusibles	Máximo de I (50/51) o fusibles
Cortocircuito interno	Relé Buccholz (63) Protección diferencial (87)	Detector de nivel de aceite (71)	
Defecto a tierra	Máximo de I homopolar (50/51N) Máximo de I defecto de tierra (50 G/51G)	Máximo de I defecto de tierra (50 G/51G)	Máximo de I defecto de tierra (50 G/51G)

Tabla IV.VI. Resumen de la protección eléctrica del transformador.^[80]

4.2.3.2) Detección mecánico-química.

Dado que la aparición de fallos en los transformadores sumergidos en aceite suele generar gases, es posible detectar estos fallos mediante procedimientos de tipo mecánico o químico. En la norma ANSI/IEEE C57.104, se realiza un análisis exhaustivo de la magnitud del defecto en relación a la concentración de gas. En la actualidad y como medida preventiva, es frecuente la utilización de espectrómetros de masas para el análisis de las concentraciones de gases en los aceites y de equipo como el relé Buchholz. Este relé de protección reacciona cuando ocurre una anomalía interna, la rápida circulación del líquido causada por mucho calor en el interior, la falta de líquido refrigerante dieléctrico y presencia de

[80] IVAN CALERO, "Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales", Escuela Politécnica Nacional, Julio 2008.

gases en el aceite del transformador. Enviando una señal de apertura a los dispositivos de protección, se observa por tanto que este relé está basado en el principio, que cualquier tipo de fallo interno provoca un deterioro del aceite que se traduce en la generación de gas.^[80]

% de Gas	Decisiones y Observaciones
0 a 0.5	Situación Normal
0.5 a 1.0	Tomar muestras en un intervalo de entre dos semanas y un mes para determinar si se produce alguna tendencia
1.0 a 5.0	Tomas de muestras de forma inmediata y realización de una revisión a la máquina
Mayor a 5	Desconectar al transformador de la red y buscar la causa de dicha concentración

Tabla IV.VII. Clasificación de los niveles de gas en relación a una posible situación de fallo. .^[41]

4.2.4) PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES.

Es muy necesario saber en dónde y por qué ocurren pérdidas en el transformador de potencia, ésto con el fin de evitarlas, reducirlas y eliminar sus consecuencias que en transformadores de potencia son:

- a.- Pérdidas económicas.
- b.- Un aumento desmedido podrían ser indicativo de daños.
- c.- Evitar perturbaciones en el sistema de monitoreo.

Al referirnos a la relación entre voltajes y corrientes entre el primario y secundario de un transformador de potencia, expresamos que prácticamente la potencia del primario era igual a la del secundario. Sin embargo, sucede que muchas veces un transformador ya sea por mala calidad del material empleado en su construcción, por mala construcción misma o el posible apareamiento de fallas en sus etapas iniciales, no entregue en su secundario toda la potencia absorbida por el primario. En un transformador, al igual que en todas las máquinas eléctricas, existen pérdidas de potencia. Por tratarse de una máquina estática existen muy pequeñas pérdidas de origen mecánico y pequeños esfuerzos mecánicos en sus partes, primordialmente en el núcleo y los bobinados a causa de diversos factores, entre ellos el flujo magnético propio, fallas del sistema, etc.^[80]

[41] I ANSI/IEEE C37.91.2000. Guide for Protecting Power Transformers

4.2.5) ANÁLISIS DE TENDENCIA DE CAMBIOS EN LAS VARIABLES.

Las tendencias que toman los parámetros estudiados tienen más significado que sus valores absolutos, estos cambios dan a conocer al analista que existe algún problema, por ello no basta con conocer los valores que consideran en buena condición a los materiales aislantes y en conjunto el equipo, sino más bien su cambio en un tiempo determinado. Siendo esta la gran diferencia con las pruebas fuera de línea, ya que éstas toman medidas después de un periodo de tiempo largo, mostrando tendencias muy incompletas, en cambio el sistema de monitoreo en línea da más información en periodos de tiempo del rango de los minutos.

Las variables de los materiales aislantes, cambian de acuerdo a como se encuentran físicamente los materiales, representan su estado y dan la oportunidad al analista de tomar las decisiones apropiadas. Todos los parámetros del sistema de aislamiento cuando se encuentran en operación se comportan de acuerdo a factores como la temperatura, el voltaje aplicado, corriente, el grado de humedad, etc., cada uno de éstos los varia, pero el interés estará en las variables escogidas para el monitoreo, a continuación se verá cómo éstas varían.^[74]

4.2.5.1) Temperatura.

Un aumento de temperatura es una señal muy confiable de que puede estar sucediendo algo anormal. Es común que la temperatura varíe en rangos de tiempo de minutos, si esto ocurre en el rango de segundos de seguro el transformador falló, a continuación algunas causas.

- a.- Sobrecarga al transformador (exceder su capacidad nominal).
- b.- Envejecimiento del Cambiador de tomas bajo carga.
- c.- Cortocircuito franco y parcial dentro del equipo.
- d.- Daño estructural en el sistema de aislamiento.
- c.- Reducción de la capacidad conductiva del bobinado.
- d.- Falla del sistema de enfriamiento.
- e.- Si la temperatura aumenta drásticamente a un nivel muy alto se corre el riesgo de pérdida de vida útil del transformador, su disparo o destrucción.^[64]

La temperatura puede ser medida por métodos no invasivos, como son el procesamiento de ondas calóricas o infrarrojas, las cuales si bien no tienen una

[74] *Transmission and Distribution World (Revista Técnica)*

[64] *ANSI/IEEE Std 101-1972, Guide for the Statistical Analysis of Thermal Life Test Data.*

tendencia establecida, encuentra puntos con alto valor de temperatura y los compara con el entorno para saber si en realidad hay fallo o deterioro del equipo tanto conductor como aislante.^[74]

4.2.5.2) Voltaje.

Los cambios de voltaje en el transformador, no dependen del mismo, sino del sistema al que está conectado, es por ello que hay que protegerlo de cambios muy bruscos. Las oscilaciones de potencia y los pulsos de voltaje son los agentes más dañinos en contra del sistema de aislamiento, su repentino aumento en milisegundo hace que existan grandes esfuerzos dieléctricos (disrupciones) y mecánicos (deformación) capaces de inutilizar al transformador o destruirlo completamente.^[3]

4.2.5.3) Capacitancia, Tangente delta o factor de potencia en el bushing.

a.- Generalmente cuando la contaminación viene dada por agentes externos como polvos y humedad, se presenta primero un incremento de factor de potencia de la última capa de aislamiento C2 y posteriormente comienza la afectación del aislamiento principal C1, con incremento del mismo. Es importante mencionar que tanto el tap de medida como el equipo de conexión, deben estar en óptimas condiciones y ser de un material muy conductor, caso contrario éste no reflejará el verdadero estado del Bushing.^[9]

b.- Si la contaminación está asociada al deterioro del aceite y la presencia de subproductos de degradación, generalmente de la capacidad dieléctrica del papel, aceite y porcelana, ocasiona un decremento del factor de potencia del aislamiento principal C1 el cual puede llegar hasta valores negativos.

c.- Los valores de factor de potencia y tangente delta, vienen directamente de las capacitancias C1 y C2 en picofaradios, las cuales varían en cuestión de milisegundos, por lo que el monitoreo de este se toma cuando hay grandes cambios, es decir se toma su tendencia al cambio, si estos cambian drásticamente existe la posibilidad de incendio o explosión del equipo.

d.- La capacitancia varía en el tiempo cuando se presenta anomalías, si ocurre en el transcurso de días, la falla es incipiente y puede ser tratada para

[3]. IEC 60076-3 (2000). *Power transformer- Part 3: Insulation levels, dielectric test and external clearances.*

[109] XXII ERIAC. *Décimo tercer encuentro iberoamericano de CIGRÉ 2009, Fox de Iguazú 2009 Brasil.*

evitar una falla catastrófica. Es decir se puede planificar una salida de acuerdo a la gravedad de la lectura y el análisis.

e.- Si la tendencia ocurre en cuestión de horas o minutos es porque ya existió la falla catastrófica y el bushing está a punto de explotar o destruirse.

f.- Cambios pequeños de capacitancia, se pueden entender como oscilaciones del sistema eléctrico ya que el voltaje es fluctuante en operación, pero éstas no deben exceder el 10% del valor de la capacitancia de placa o la medida en las pruebas fuera de línea, ya que allí representarían la presencia de fallas incipientes.



Figura 4.21. Detección de fallo en por tendencia de Capacitancia.

4.2.5.4) Emisiones acústicas.

Si éstas aumentan gradualmente (meses), implican la presencia de descargas parciales o aflojamiento de partes del transformador. Para darnos cuenta del aumento de sonido cuantitativamente lo realizamos con equipo simple, que detecta el sonido en decibeles, un aumento de 15 a 25 decibeles implica algún problema en el transformador. Al constatar eso se debe pasar al estudio del fenómeno cualitativamente, es decir de forma más especializada con lo cual se logrará encontrar la localización de la fuente del sonido y su aumento en decibeles, el análisis de estos parámetros debe tener en cuenta el nivel de sonido del transformador dado por el fabricante y mantener un histórico de medidas.^[39]

4.2.5.5) Interferencia de UHF.

Si existe interferencia en las señales de radio y televisión en la subestación es señal de existencia de descargas parciales en el equipo. Se mencionó antes que se mide la existencia de estas señales por su frecuencia, si ésta aumenta implica

[39]. S1.4 (1983) American standard for sound level meters. (Reaff 1997) ISO standards.

la presencia de eventos que representan problemas en el equipo. Estos parámetros están muy bien definidos en el Software especialista, el cual indica el aumento de la presencia de perturbaciones de estas ondas y con esto poder conocer que está sucediendo.

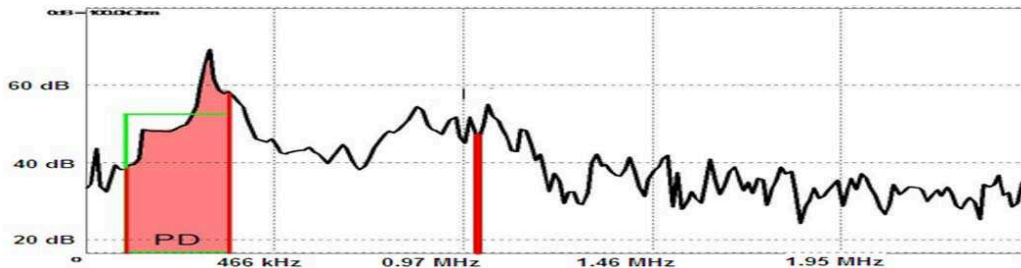


Figura 4.22. Tendencia de señal UHF que presenta descarga parcial.

4.2.5.6) Partes por millón de gases, humedad y compuestos químicos.

La ANSI/IEEE C57.106-1997.^[14] guía de aceptación y mantenimiento del aceite aislante en equipos.^[14] Indica que la simple aparición de estos elementos en el aceite representa que debe existir una observación del equipo. Esto sucede en el orden de horas y días, mostrando:

- a.- La descomposición del sistema del aislamiento, especialmente el papel.
- b.- El mal estado de empaques en el tanque o rotura del diafragma de expansión de aceite o fallo del desecador silicagel.
- c.- Las fallas internas descomponen el aceite y generan gases en especial hidrógeno, el cual aparece en periodos de minutos y en cantidades de 500 ppm a la vez, ya nos alertaría para tomar medidas más específicas como la toma de muestra para la cromatografía del aceite.
- d.- Después de tener datos de las partes por millón de agua en el aceite se puede calcular su densidad relativa la cual no debe exceder un 40% caso contrario se debe tomar acciones urgentes para el desalojo de esa humedad.

Las tendencias de los gases que aparecen pueden ser muy erráticas, ya que con la presencia de temperaturas bajas y altas éstos se generan o desaparecen dentro del transformador, sin necesidad de que ocurra una falla dentro de éste.

- a.- La presencia de distintos gases indica las posibles fallas existentes.
- b.- Sus cantidades de aparición se diferencian, pero la clave para entender sus tendencias, está en los tiempos en que estos aumentan.
- c.- Si éstos ocurren en cuestión de minutos y horas, indican la falla catastrófica o un daño anterior y agravado por el exceso de cargabilidad del equipo.

d.- Si ocurren en días y meses manteniéndose su tendencia, quiere decir que no son consecuencia de la operación del equipo, sino más bien es la presencia de una falla incipiente.^[106]



Figura 4.23. Tendencia de presencia de Hidrógeno generado por falla en un OLTCs.^[106]

En la figura 4.23, se puede observar como mediante la cromatografía en línea de gases, se ve la evolución de la tendencia de gases como el hidrógeno de acuerdo a la operación del transformador.

e.- El aumento gradual de los gases en un promedio de 100% en un mes, indica la presencia de fallas incipientes y mayor al 200% falla catastrófica.

f.- La presencia de humedad implica pérdida de vida útil del equipo y su aumento dice que está sucediendo rápidamente, por lo que es de suma urgencia tomar medidas para retirar esa humedad principalmente en el aceite.

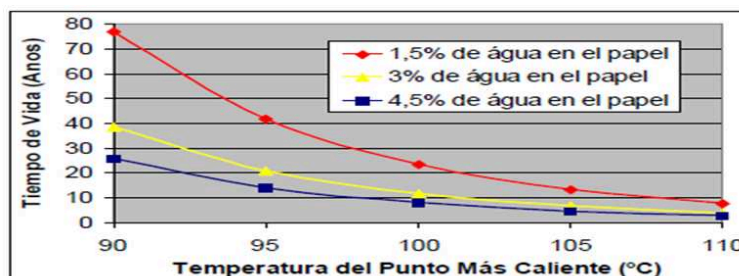


Figura 4.24. Tendencia de pérdida de vida útil papel a causa de la humedad.^[106]

g.- La toma de medidas de compuestos químicos como: ácidos, lodos, etc., se debe utilizar equipo más sofisticado que las utilizadas para el monitoreo, es por ello que el sistema de monitoreo alerta al analista, el cual debe corroborar estos datos con otras pruebas según éste crea conveniente.

h.- Si no hay incremento de gases desde el último análisis, es probable que el defecto haya desaparecido. Lo que debe considerarse como velocidad típica o de

[106] <http://www.generalelectric.com> Páginas Electrónicas Visitadas. of Insulating Oil.

alarma de incremento de los gases, depende en gran medida del tipo de equipo y su edad, tipo de defecto identificado, de carga, y volumen de aislamiento involucrado. En última instancia, la velocidad de incremento debe decidirla el usuario del equipo, el fabricante u otros expertos.

i.- Generalmente se considera que un incremento de las concentraciones de gases de más del 10% por mes por encima de los valores típicos, es un requisito previo para establecer que el defecto es activo, suponiendo que la precisión de los valores de DGA es mejor del 10% después de un mes. Velocidades mucho mayores de incremento de gases, como el 50% por semana, y que evolucionen hacia defectos de energía mayor (por ejemplo D2 o T3, en el caso del análisis de Duval), se consideran generalmente muy serias, especialmente si superan los valores de concentraciones de alarma. En el caso de transformadores de potencia, también se han descrito velocidades típicas de producción de gases en mililitros por día. Los detectores de gases en línea, incluyendo los de hidrógeno, pueden ser particularmente adecuados para detectar velocidades de incremento de gases atípicas que se producen en minutos, horas o semanas y que generalmente no se pueden detectar con tomas de muestra de aceite rutinarias, que se hacen a intervalos mensuales o anuales. Sin embargo, cuando los detectores de gases detecten estos incrementos, deben hacerse análisis DGA completos en el laboratorio para confirmar las lecturas del detector.^[106]

4.2.6) ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN.

Los IEDs toman la información directamente de los sistemas de aislamiento del transformador, mediante sondas y transductores que convierten señales físicas en señales eléctricas, que los equipos de monitoreo entienden para realizar sus actividades de supervisión y control. Cada IED necesita de un determinado número de señales para su funcionamiento.^[69]

4.2.6.1) Señales analógicas.

Se caracterizan porque representan el comportamiento de una variable que cambia en el tiempo, para que el IED adquiera esta información es transformada a miliamperios mediante transductores colocados lo más cerca posible de la sonda que toma la información.^[16]

[69] IEC 61850-10 std. "Redes y sistemas de comunicación de subestaciones".

[16]. IEC 60050-421 (1990). *International Electrotechnical Vocabulary*.

4.2.6.2) Señales digitales.

Principalmente representan estados de los equipos abierto y cerrado con cero o uno respectivamente, alarmas y accionamientos, esta señal es la aparición de voltaje en un terminal simulando el uno y sin voltaje cero, generalmente con voltaje continuo, se utiliza la matemática binaria para mostrar distintos estados, siendo el caso de los estados compuestos por más de 3 posiciones.^[16]

El número de señales tanto analógicas como digitales depende de las características del equipamiento de monitoreo, debido a que si es un concentrador de datos no puede tomar muchas señales como los sistemas modulares que las combinan y pueden procesar mejor la información. A continuación se presentan las señales necesarias para detectar los cambios en las variables escogidas para el monitoreo.

Variable.	Señal Analógica	Sonda	Transductor
UHF	radiación electromagnética	Antena	Escala de ondas electromagnéticas en Hz
Temperatura Aceite	dilatación de metal	metal termo sensible	Escala densidad de metal en °C
Temperatura Bobinado	corriente de bobinados	transformador de corriente	Escala miliamperios e impedancia en °C
Humedad del Aceite	reacción de óxido de aluminio	metal enriquecido de aluminio	Escala de presión parcial de vapor de agua en partes por millón.
Generación de Gases H ₂	presencia de gas	balón desgasificador	Escala en partes por millón de gases.
Emisiones acústicas	ondas de sonido	sensores de campo cercano	Escala de vibración en dB.
Termografía	ondas infrarrojas	sensor de luz infrarroja	Escala de longitud de onda en °C
Capacitancia	corriente entre capas aislantes	pin de cobre conductivo	Escala miliamperios en mF

Tabla IV.VIII. Señales seleccionadas para el monitoreo.

4.2.7) RESUMEN DE PARÁMETROS Y VARIABLES QUE SE PUEDEN SUPERVISAR EN TIEMPO REAL.

Después del capítulo tres se tiene la capacidad de interpretar los resultados de las pruebas de rutina, los cuales sirven de base para comprender los resultados entregados por el monitoreo en línea, el capítulo cuatro se analizó las variables escogidas para el monitoreo entendiendo sus tendencias en el tiempo mientras el equipo está operando. Todo lo anterior hace que se presente un resumen de las variables seleccionadas para realizar el monitoreo del aislamiento interno y externo de transformadores de potencia e intercambiadores de tomas.

	Sistema de Aislamiento	Variable.	Unidades	Funciones
Aislamiento Interno	Núcleo	UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial entre placas
		Temperatura Aceite	°C	Tendencia, alarma y desconexión por sobre temperatura
	Bobinados	Temperatura Bobinado	°C	Tendencia, alarma y desconexión por sobre temperatura
		Gradiente de temperatura	Amperios	Control del sistema de enfriamiento
	Cambiador de Tomas	Humedad del Aceite	ppm	Tendencia, alarma por alta concentración de humedad
		Generación de Gases H ₂	ppm	Tendencia, alarma y desconexión por alta concentración de hidrogeno
		UHF	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial en papel y aceite
		Emissiones acústicas	dB	Detección de ubicación de la falla de aislamiento
		Termografía	°C	Tendencia de aumento de sonido y descarga parcial en papel y aceite
		Temperatura Aceite	°C	Detección de puntos calientes internos
Aislamiento Externo	Bushing	Generación de Gases H ₂	ppm	Tendencia y alarma por sobre temperatura
		Termografía	°C	Tendencia, alarma y desconexión por alta concentración de hidrogeno
	Tanque	Capacitancia	uF	Detección de puntos calientes
		Tangente delta	s	Tendencia de evolución de capacitancia
	Bushing	Termografía	%	Tiempo estimado para alarma de capacitancias altas y negativas
		UHF	s	Tendencia de evolución de tangente delta
Tanque	Bushing	Temperatura ambiente	°C	Tiempo estimado para alarma de tangente delta fuera de rango
		Señal de rotura de diafragma	°C	Detección de puntos calientes
	Tanque	Temperatura ambiente	Hz	Detección y tendencia de descarga parcial
		Termografía	Amperios	Alarma por rotura y posible ingreso agentes contaminantes externos
Tanque	Tanque	Temperatura ambiente	°C	Punto de referencia para mediciones.
		Termografía	°C	Obstrucción de canales de paneles de enfriamiento

Tabla IV.IX. Resumen de parámetros a monitorear en línea.

Estas variables serán tomadas como referencia para determinar el equipamiento de monitoreo a utilizar.

CAPÍTULO 5

DETERMINACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO.

5.1) ANÁLISIS DE LOS RECURSOS EXISTENTES EN CELEC EP-TRANSELECTRIC PARA REALIZAR EL MONITOREO.

5.1.1) ELEMENTOS DE COMUNICACIÓN.

Revisión del sistema de comunicación basado en el estándar IEC 61850-10 "Redes y sistemas de comunicación en sistemas eléctricos (Subestaciones)".^[69]

CELEC EP-TRANSELECTRIC, utiliza tecnologías de red para todos los tipos de intercambios de información que se suceden en el SNT. El sistema de comunicación se ha convertido en una parte integral del sistema de protección, operación y control. Ofrece varios protocolos para las distintas aplicaciones en subestaciones como Protocolo cliente/servidor para SCADA y GOOSE para envío de mensajes en tiempo real entre dispositivos de la subestación.

El estándar IEC 60870-5-103. "Protocolo de protección".^[44] Se utiliza para conectar los dispositivos de protección a un sistema SCADA y facilitar información sobre el estado de los equipos al centro de control.

CELEC EP-TRANSELECTRIC, cuenta con una red de telecomunicación propia capaz de prestar diversos servicios como líneas telefónicas para subestaciones del SNT, transmisión de datos en tiempo real, línea remota, tele protección, etc., uno de sus campos se encuentra en proveer internet a empresas que venden ese servicio como la Corporación Nacional de Telecomunicaciones y privadas como Satnet, Punto net, Televisión por cable, etc. La red de TRANSELECTRIC se conecta internacionalmente a servidores de conexión a través de cables submarinos que proveen la comunicación internacional de internet. Se compone de fibra óptica que se encuentra instalada en las líneas de transmisión, principalmente en las de 230 kV, que componen un anillo eléctrico a ese nivel de voltaje, sus equipos de comunicación están distribuidos en las subestaciones de ese anillo. Algunos de los usos a nivel de gestión eléctrica que se le da a esta red son:

a.- Transmisión de datos para el monitoreo de operación en tiempo real del SNI ecuatoriano, el cual se realiza a través de uno de sus muchos canales de

comunicación. Este sistema de monitoreo es Gestionado por el Centro Nacional de Control de la Energía CENACE, encargado de la operación técnica y económica del SNI, esta información es dirigida hacia su centro de control en tiempo real.

b.- Sirve para la tele protección de las líneas de transmisión y equipo asociado, para todo el SNT.

c.- Transmite los datos del sistema de medición comercial para el funcionamiento del Operador económico del SNI.

d.- Sirve como nexo de comunicación entre los centros de control del CENACE y el COT (Centro de Operaciones de Transmisión) y entre subestaciones mediante la provisión de servicios de voz e internet.^[69]

5.1.1.1) Anillo de comunicación.

5.1.1.1.1) Tecnologías de transmisión de datos.

Para el funcionamiento del sistema de comunicación es necesario la utilización de tecnologías de transmisión de la información, la mencionaremos de modo rápido para comprender el cómo se gestiona la información desde los equipos de medición hasta el analista.

5.1.1.1.1.1) SDH. (Jerarquía digital sincrónica).

La cual sirve para el envío de la información a través de la fibra óptica en el anillo de comunicación y se caracteriza por su gran capacidad y gran velocidad ya que sus canales de comunicación van desde los STM_1 = 156 Mbpm (mega bits por minuto), STM_4 = 622 Mbpm, STM_16 = 2.5 Gbpm y STM_64 = 10 Gbpm. Como se puede observar su capacidad es muy alta para funciones a nivel de gestión eléctrica, para ello se tiene otra tecnología para gestionar las señales.

5.1.1.1.1.2) PDH. (Jerarquía digital plecioquina).

La diferencia entre ésta y SDH es que el sincronismo general entre los equipos para el envío de la señal, se lo realiza por cada equipo y no por uno que los sincronice, a más de ello esta tecnología gestiona la información con menor capacidad y velocidad ya que sus canales de comunicación van desde E1= 34 Mbps, E4= 140 Mbps. Para comprender mejor cada canal E1 consta de 32 canales de 64 kbps que es una capacidad estándar para transmisión de señales tales como voz (telefonía) la cual ocuparía un canal. Y sus interfaces de

comunicación son conocidos como V 24 y V 25. Esta tecnología se utiliza para la comunicación entre Subestaciones del SNT.

5.1.1.1.2) Estructura.

De forma física la fibra óptica está dentro de uno de los cables de acero del bundle que forma el cable total de guarda, esta fibra está conectada a equipo multiplexor que envía los datos a través de la red de comunicación.

Los multiplexores son un equipo que realiza la función de transmitir los datos de forma óptica en el medio de fibra a velocidades ya mencionadas, estos equipos se encuentran distribuidos en las subestaciones que conforman el anillo eléctrico de 230 kV en un número de 10 actualmente. En los canales V 24 de los multiplexores PDH se conecta los equipos: primero los enrutadores de datos después los concentradores de datos y las unidades terminales remotas en donde se concentran las señales y datos obtenidos en la subestación a través de una red WAN (wide area network) o red de área amplia, entre subestaciones y una LAN (local area network) o red de área local dentro de la subestación.

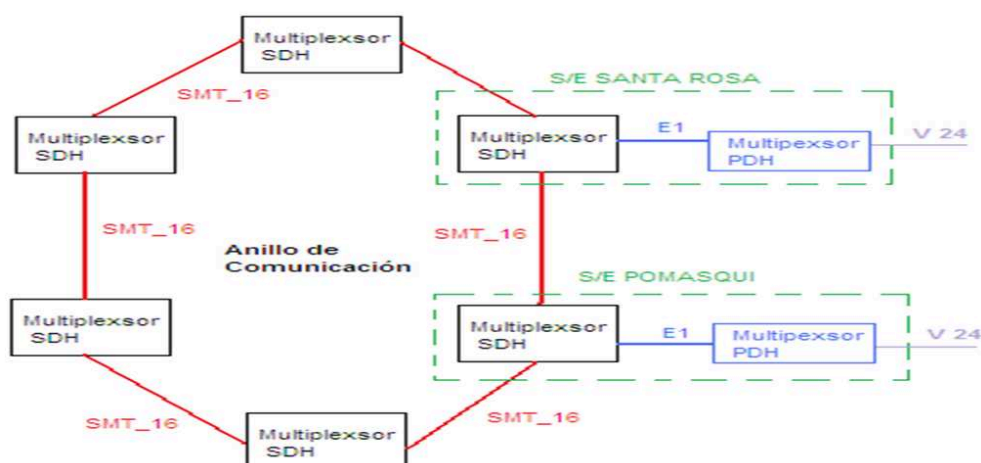


Figura 5.1. Estructura del anillo de comunicación.

5.1.1.2) Red WAN.

Cubre distancias desde unos 100km hasta unos 1000 km. Esta red se la utiliza para la comunicación entre las subestaciones a nivel de interfaz E1, aunque existe también enlaces tipo Ethernet 10 Mbps y Fast Ethernet 100Mbps, pero en muy poca cantidad. Esta red accede a servidores que dan los servicios que la red provee como.

a.- Servidores de software de gestión y operación como el APRIPRO, el cual mantiene las órdenes de trabajo y lleva las hojas de vida de los equipos.

b.- Proveer de internet a las subestaciones a través de un Servidor Proxi, este servidor traduce las IP privadas de la red es decir, que no se puede acceder del internet a otras IP esta vez públicas, para su libre acceso, dependiendo del administrador de la red.

Esta red está compuesta por los enrutadores y concentradores de datos, que son servidores, los cuales tienen como función:

a.-Dirigir la información por el camino más seguro, rápido, confiable, etc., dependiendo de la programación del mismo.

b.-Concentrar los datos de las distintas unidades terminales remotas de cada subestación, como ejemplo tenemos la red WAN del CENACE, el cual configura esos equipos (llamados Elan o Fron end), de acuerdo a sus necesidades y gestionan esa información a través de un sistema computacional o plataforma informática de gestión de sistemas eléctricos, que aplica varios programas a la información para utilizarla en la operación. Estos equipos se conectan a la red de transmisión de datos a través de los interfases V 35, V34, E1 es decir se conectan directo al enrutador.^[69]

A través de sus equipos transmiten las señales digitalizadas desde las subestaciones, que comprenden el SNT, a los centros de supervisión en tiempo real ubicados en Quito CENACE (Santa Rosa) y TRANSELECTRIC (Carapungo). Los sistemas de gestión de información son una plataforma informática llamada (EMS) Energy manager system, la cual administra la información y despliega ésta de forma amigable como: mediciones de voltaje, corriente, frecuencia, reloj de sincronización, flujo de potencia y estados de equipos como seccionadores, disyuntores. Así se puede observar el estado de las comunicaciones entre equipos.

5.1.1.3) Red LAN.

Su extensión está limitada físicamente a un edificio o a un entorno de 200 metros, o con repetidores podría llegar a la distancia de un campo de 1 kilómetro, permite una conexión entre dos o más equipos. Esta red se la utiliza para la comunicación dentro de las subestaciones a nivel de interfaz tipo Ethernet y Fast Ethernet, entre equipos computacionales que se encuentran dentro de la subestación como medidores digitales, computadoras de acceso remoto, consolas de control, IEDs, etc. Esta red adquiere datos del patio y los lleva a la sala de control de la subestación mediante protocolos de una red que se adapte a las necesidades del

usuario bajo estándares como la IEC 60870-5.^[42] con cable de cobre o UTP, dependiendo de la distancia. En la sala de control se encuentra un sistema comúnmente conocido como interfaz hombre maquina (IHM), del cual salen las señales de operación y accionamientos de los estados de los equipos, es decir el control, en sí vemos que esta red realiza dos funciones: trae la información y envía ordenes de control de forma digital a los equipos de protección y control del equipo asociado en el patio. Un ejemplo de ello se encuentra en la modernización de la Subestación Santa Rosa, en la cual las funciones de los equipos son controladas de una consola IHM (sistema SISCAM) y no desde los paneles de control antiguos.^[99]

Esta red está compuesta por un servidor y equipo administrado (esclavo), este sistema se conecta a una unidad terminal remota para:

- a.- Envío y almacenamiento de información o históricos de datos de señales.
- b.- Administrar a través de software las funciones de los equipos de la subestación y realizar control automatizado.

5.1.2) ESTRUCTURA FÍSICA.

5.1.2.1) Casa de control de la Subestación.

En ésta se concentra toda la información que se obtiene de la subestación y el sistema de comunicación con los centros de operación a nivel nacional, para que su operador comunique y realice acciones para el normal funcionamiento de los equipos que conforman la subestación, sirven como protección de equipo delicado como los cubículos en donde se encuentran los equipos de protección, control, comunicación, banco de baterías, registradores de eventos, etc.^[83]

5.1.2.2) Centro de operación y supervisión en tiempo real.

Allí se encuentra el centro de monitoreo en tiempo real, oficinas de los analistas y programadores de operación del SNT, así como el área de estudios y proyectos de dicha gerencia. Su función es la de monitorear al SNT a través de variables como el voltaje, corriente, frecuencia, flujo de potencia, estados de los equipos de las subestaciones (abierto, cerrado, fuera de servicio, etc.) y supervisar sus valores conjuntamente con el CENACE, con la diferencia de que el COT puede cambiar dichos estados del equipamiento, para mantener los niveles de calidad

^[99] Transformadores y equipo relacionado Subestación San Gregorio y Santa Rosa.

del SNI.^[83]

5.1.3) EQUIPO ACTUAL DE TOMA DE DATOS EN EL TRANSFORMADOR PARA MONITOREO EN LÍNEA.

5.1.3.1) Parámetros del Aislamiento Interno

a.- Temperatura. Todos los transformadores del SNI tienen medidores analógicos de temperatura, éstas poseen transductores que convierten señales analógicas a digitales para enviar la señal a las salas de control de las subestaciones.

b.- En los nuevos transformados adquiridos (2 unidades), llevo instalado un sistema de monitoreo de gases, humedad y de estados del equipo asociado al transformador, su nombre es HYDRAN M2 de General Electric, y se conecta a la sala de control de la subestación en la cual posee un computador, donde se almacena y procesa la información para de allí enviarla por un sistema de comunicación a través de la red WAN hacia los operadores en el COT.

c.- Fuera de ello los transformadores no poseen ningún elemento de medición para humedad, gases disueltos en el aceite, descargas parciales, sonidos y señales de alta, ultra, ancha frecuencia en tiempo real.

5.1.3.2) Parámetros del Aislamiento Externo

Para los bushings no existe equipo en línea para la medición de la tangente delta ni factor de potencia y todos los parámetros mencionados en el aislamiento interno.

5.1.3.3) Parámetros del cambiador de tomas bajo carga.

Por el momento en los cambiadores de tomas de los transformadores de potencia del SNT ecuatoriano, solo existen señales de control (voltaje continuo) para el cambio de posiciones y un disco que cambia accionando micro contactos para mostrar su posición. En algunos, especialmente en los que poseen cambiador de tomas bajo carga se encuentra un relé de regulación de voltaje AVR 90, que activa el cambiador de forma automática de acuerdo al voltaje del sistema, pero no es muy utilizado, porque acciona muchas veces al cambiador.

[99] Transformadores y equipo relacionado Subestación San Gregorio y Santa Rosa.

[83] MONICA LARA, "Procedimiento de Puesta en servicio de una subestación de interconexión nacional a 230 kV", Escuela Politécnica Nacional, Diciembre 2006.

5.1.4) ANÁLISIS DEL MÉTODO DE MONITOREO PARA CELEC EP TRANSELECTRIC.

El sistema de monitoreo debe cumplir con características de equipo liviano, fácil instalación, la no necesidad de equipo auxiliar como cables de alimentación continua al sitio de medida, fácil operación, capacidad de almacenamiento de datos, rápida respuesta a pérdida de comunicación, software especialistas para varias aplicaciones en un mismo equipo (programables), revisión de datos desde cualquier sitio donde este el analista, etc. Los sistemas modernos cumplen con todas estas expectativas, apareciendo nuevas arquitecturas para el control y adquisición de datos para supervisión en tiempo real.^[71]

5.1.4.1) Objetivos del sistema de monitoreo.

- a.- El rápido diagnóstico del estado actual del equipo, de tal forma que ofrece la fácil toma de decisiones para mantener al equipo en operación bajo normas de seguridad y calidad del sistema.
- b.- El pronóstico de condiciones de falla en sus estados iniciales de evolución, de modo que aumenta la disponibilidad del sistema y hace posible que el equipo esté fuera de servicio sólo cuando sean necesarias acciones correctivas.
- c.- El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de su funcionamiento, con el fin de mantener su vida útil y mantener controlado el proceso de envejecimiento.
- d.- Al gestionar dichos parámetros se puede saber cuándo o no sobrecargar los equipos en funcionamiento y así optimizar la vida útil de los mismos.



Figura 5.2. Daño en transformadores y equipo asociado.

[71] ANSI/IEEE Std 1159-1995. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality

e.- Acceso rápido a la información del estado del equipo a través de la red de Internet o una red WAN de alta capacidad y velocidad.

f.- Posibilidad de integración con los demás sistemas de monitoreo y de gestión de mantenimiento de la empresa con la reducción de sus costos.

g.- Análisis de parámetros que puedan reflejar el comportamiento y el estado del aislamiento, para evitar daños catastróficos en los equipos, para de ese modo poder obtener mayores índices de eficiencia, confiabilidad y eficacia en la operación del equipo y los recursos que se destinan para: su adquisición, puesta en servicio, mantenimiento y supervisión.

h.- Preservación de una imagen corporativa.

5.1.4.2) Sistema de comunicación.

Para comenzar se conoce que la estructura de adquisición de datos a la que accede CELEC EP-TRANSELECTRIC, es muy sofisticada, de gran capacidad, velocidad y es gestionada por su Centro de Gestión de Telecomunicaciones. El cual proporciona un canal de comunicación para la transmisión de datos en tiempo real del sistema de monitoreo del SNI. Esta red de comunicación puede entregar un canal E1, para la transmisión de los datos del monitoreo de las señales que sirven para la preservación de la vida útil del equipo.

En los últimos años han aparecido sistemas de comunicación directa del equipo al analista, lo que significa que el equipo que está en el patio de la subestación, envía la información a un Data Center a través de equipo de comunicación inalámbrica, en donde se corren los programas especialistas, procesando la información para después enviarla al analista a través de tecnología inalámbrica o internet.

Por lo que se tiene 2 opciones, la primera el uso de un canal E1 para el envío de la información a través de la red de comunicación de CELEC EP-TRANSELECTRIC y la segunda conectando a los equipos a una red inalámbrica independiente. Las dos opciones son muy eficientes, pero ocupar un canal de alta capacidad, velocidad, confiabilidad y sobre todo que ya está disponible, como el E1 es la mejor opción.

5.1.4.3) Adquisición de datos.

Los sistemas eléctricos de potencia necesitan una adquisición de datos de una muestra por 10 milisegundos y hasta menos, es decir una finura grande de toma

de datos, para poder analizar y operar al sistema. Lo que no ocurre en el sistema de monitoreo centrado en la vida útil del equipo, en la cual se necesitará como mucho una muestra por cada cinco minutos, en el caso más crítico que es monitoreo de la tangente delta y factor de potencia del bushing, pero en sí el equipo nuevo mencionado a continuación puede tomar datos con la finura necesaria y enviarlos (se puede programarlos según sean las necesidades), deben tener la cualidad, de tomar datos con alta finura cuando se presenten perturbaciones altas en el equipo monitoreado, es decir que reaccionen mediante tendencias de valores.

La conexión entre los equipos de medida y control de los transformadores será a través de la red LAN, es decir similar al canal que se toma para la transmisión de datos de los registradores automáticos de perturbaciones RAP, el cual se conecta a la red LAN de la subestación con un interfaz Ethernet. Cabe mencionar que la configuración del ancho de banda, se la realiza de acuerdo a las necesidades del equipo, El E1 ocupado para los RAPs, tiene una capacidad de 2 Mbps entre los routers, capacidad suficiente para cualquiera de estas aplicaciones.

5.1.4.4) Equipo de medición.

Hay que tener muy claro que las señales que se están gestionando, son únicamente para el monitoreo y no para el control, por ello el equipo podría limitarse solo a ese propósito, pero esto implicaría seguir manteniendo el equipo antiguo para el control y adquirir equipo solo para el monitoreo de señales, lo cual no es eficiente en ningún aspecto. En el mercado existen equipos que pueden a más de monitorear las señales de los parámetros que se seleccionaron, emitir otras para alarma, disparo y controlar equipos asociados, como el caso de los medidores de temperatura que miden la temperatura del aceite tanto del transformador como del cambiador de tomas y controlan el sistema de enfriamiento. Por lo que es importante realizar un estudio de cuál sería la mejor opción dependiendo de las características de inversión y de cambio tecnológico de la empresa. Los equipos modernos de medición no son solo medidores simplemente, son equipo inteligentes con características programables, trabajan conjuntamente con programas especialistas que a más de la medida entregan parámetros calculados que reflejan el estado del equipo. Lo que nunca podrían hacer los equipos analógicos. Esta tecnología no sólo sirve para el monitoreo, sus

señales también podrían ser administradas para el sistema de protección a través de una RTU, y de ésta enviarlo al centro de operación.

5.1.4.5) Administración de los datos adquiridos.

Al operador del SNI, no le sirve conocer de mucho, la tendencia de tangente delta del bushing o el nivel de humedad en el aceite, etc., es por ello que esta información debe ser direccionada a un centro de Gestión de Mantenimiento en tiempo real, el cual procesaría la información con el fin de precautelar la vida útil del equipo y programar su salida si es necesario.

5.1.4.6) Variables monitoreadas por métodos no invasivos al presentarse perturbaciones en los métodos en línea.

Si aparecieran perturbaciones de las tendencias de los parámetros de monitoreo en tiempo real, se comprobaría mediante la inspección en el campo y con métodos especializados no invasivos, siguiendo el orden siguiente:

- a.- La termografía.
- b.- Cromatografía del aceite.
- c.- La medición de señales de ultra alta frecuencia. (Especialmente para descargas parciales)
- d.- La emisión Acústica.

No está mal realizar estas pruebas con regularidad, aún si no se presentan perturbaciones ya que al no ser invasivas no causan ningún efecto en la operación del transformador y podrían detectar tendencias en mediciones, que alertarían para pasar de un monitoreo cualitativo a uno cuantitativo o más especializado en el sistema de aislamiento. Estos son equipos pequeños y transportables de fácil uso, los cuales comprobaría si las perturbaciones antes presentadas son reales y que gravedad conllevan al deterioro del equipo. Se deberá diseñar un plan de medición con estos equipos para el Centro de Gestión del Mantenimiento.

5.1.5) ANÁLISIS ENTRE SISTEMAS DE MONITOREO Y OPCIONES COMERCIALES.

En el mercado existen un buen número de empresas que ofrecen el servicio de monitoreo, ya que al ser un tecnología nueva se asegura en gran parte su venta, cada una con sus equipos y metodologías. Para el caso de Ecuador por motivos de la investigación se ha contactado a las siguientes.

- a.- GE (General Electric) infra Energy (EEUU).
- b.- Areva energy. (Brasil).
- c.- Treetech (Brasil).

A continuación se presentan de manera resumida las características y un análisis de general de estos sistemas.

5.1.5.1) GE (General Electric). Sistema de monitoreo concentrado integral Intellix MO 150RMC.

En un sistema para monitoreo continuo con sistema de comunicación centralizado en tiempo real, de contenido de gases disueltos (Hidrógeno y Monóxido de Carbono), humedad en el aceite, corriente de carga y posición del OLTCs. Cabe mencionar que, este sistema puede conectarse a otro de cromatografía completa del aceite sistema KELMAN, el cual reemplazaría al HIDRAN M2 ya que éste analiza todos los gases disueltos y no tan solo el hidrógeno.

5.1.5.1.1) Principio de funcionamiento.

Toma datos de distintos sensores colocados sobre el transformador de modo simple, dichas sondas tienen contacto directo con el aceite, temperatura, y transductores para el voltaje y corriente, dichas señales se concentran en un IED (Intellix MO), que envía señales a la sala de control y a una RTU (Unidad terminal Remota) para acciones de supervisión y envío de información a centros de operación a través de un medio de comunicación físico (fibra óptica). Su instalación es fácil y tan solo requiere (para el HYDRAN) una válvula o llaves de paso para el contacto con el aceite y de instalación manual para los transductores y sensores. A más de ello se necesita un panel para el IED. El HYDRAN toma medidas de gases disueltos en el aceite del transformador (0-2000PPM): (H₂) 100% + (CO) 18% + (C₂H₂) 8% + (C₂H₄) 1.5% y Medición de contenido de humedad en el aceite: % RH (0-100%)

5.1.5.1.2) Estructura de Comunicación.

Se puede observar que es un sistema concentrador de datos que podría ocupar los recursos existentes en CELEC EP-TRANSELECTRIC y enviar las señales por el anillo de comunicación hasta los centros de operación. Posee un monitor en el equipo que se encuentra en el patio de la subestación. Es una herramienta de gran valor para la detección de situaciones peligrosas tales como:

- a.- Presencia de gases clave disueltos en el aceite del transformador (H₂ + CO), los cuales se producen durante la degradación del material aislante (papel y/o aceite).
- b.- Ingreso de humedad en el transformador.
- c.- Condiciones temporarias de alta humedad durante el ciclo de refrigeración.
- d.- Degradación anómala del papel aislante, mediante la detección del incremento de contenido total de humedad en el aceite del transformador.

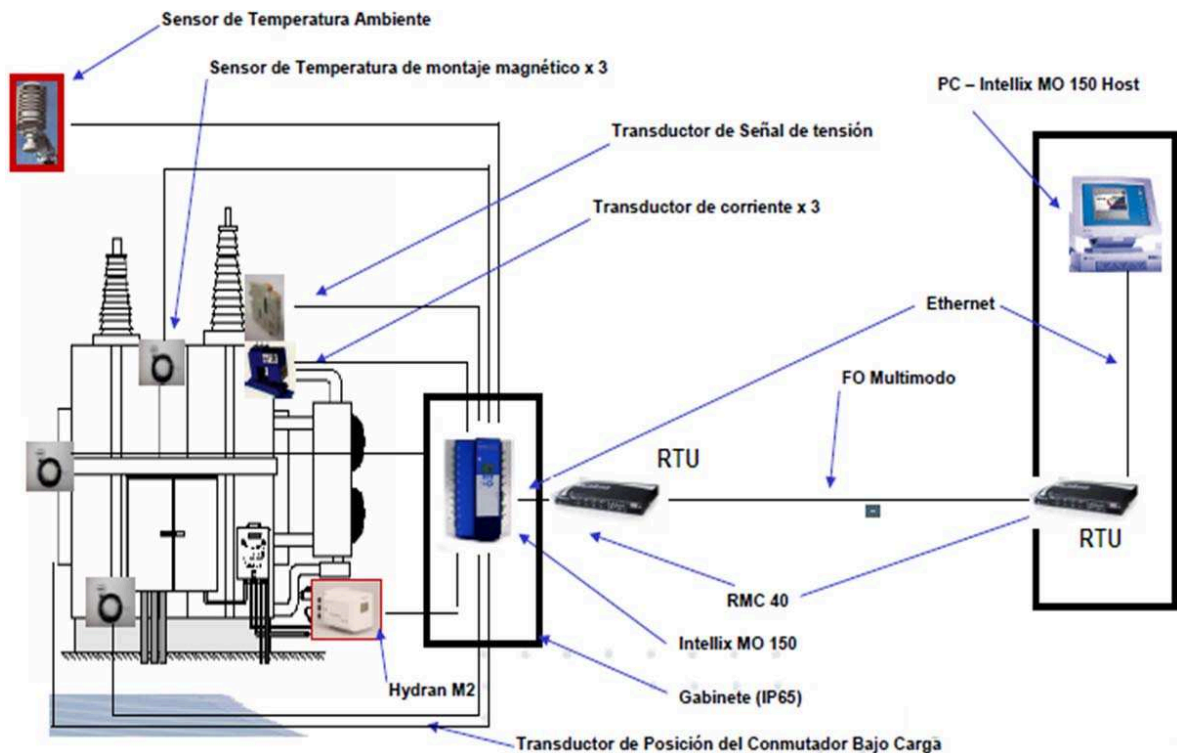


Figura 5.3. Parámetros monitoreados con Intellix MO 150.

5.1.5.1.3) Modelos de cálculo.

Estos permiten presentar importante información al analista, acerca del estado de funcionamiento del transformador, los cuales son algoritmos matemáticos basados en las guías de carga de IEC e ANSI/IEEE.

- a.- Potencia aparente.
- b.- Temperatura de punto caliente.
- c.- Temperatura de burbujeo.
- d.- Temperatura de condensación.
- e.- Envejecimiento de la aislación.
- f.- Contenido de humedad en el papel.
- g.- Diferencial de temperatura del aceite en el conmutador bajo carga.

- h.- Posición del conmutador bajo carga.
- i.- Estado del circuito de refrigeración y cómputo del tiempo de funcionamiento.
- j.- Eficiencia del circuito de refrigeración.

5.1.5.2) Areva energy. Sistema de monitoreo MS 3000 IED.

Este sistema es similar al visto anteriormente, es un módulo concentrador de datos que envía las señales a un modem computacional en el cual se encuentran los software especialistas, que son enviados a través de un medio de comunicación físico de alta velocidad.

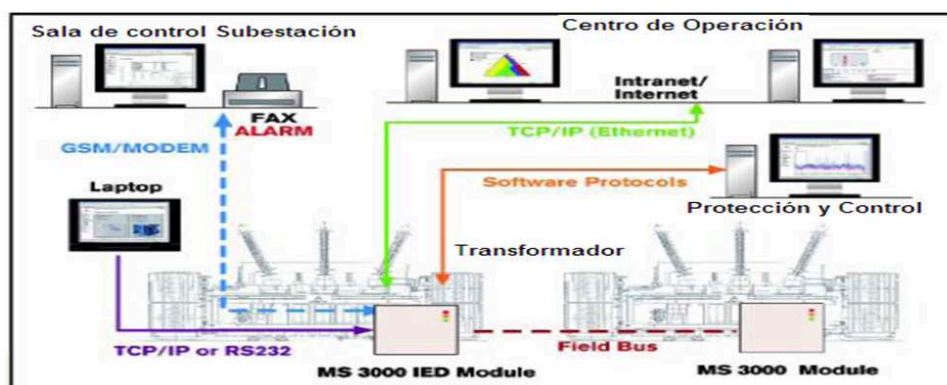


Figura 5.4. Sistema de comunicación del sistema de monitoreo MS 3000 de Areva.

De igual forma el sistema de monitoreo de DOBLE, IDD, (en inglés On-Line Diagnostic Devices, IDD). Con la diferencia de los anteriores que muestra la medida para el bushing solamente (factor de potencia).

5.1.5.3) Treotech, Sistema de Monitoreo On-Line SIGMA.

Un sistema de monitoreo continuo, modular es decir, que su implementación puede darse por fases incluyendo cada vez más señales y equipos de acuerdo a las necesidades del usuario, monitorea señales de los bushings, temperaturas, conmutador de carga, señales de estados de equipo asociado al transformador, humedad, gas hidrógeno.

5.1.5.3.1) Principio de funcionamiento.

Este sistema consta de sensores y sondas que llevan las señales a un IED modular específico, la información se envía a un GPRS para transmitir los resultados a un Data center y luego a través del internet al analista, esta información también puede ser enviada al conectarla a un RTU y utilizarla para protecciones y control directo a través de dichos equipos. Su instalación es muy

sencilla tanto de las sondas de toma de medida como de los IEDs, ya que éstos son muy pequeños pueden ingresarse en los paneles de control del transformador.

5.1.5.3.2) Estructura de Comunicación.

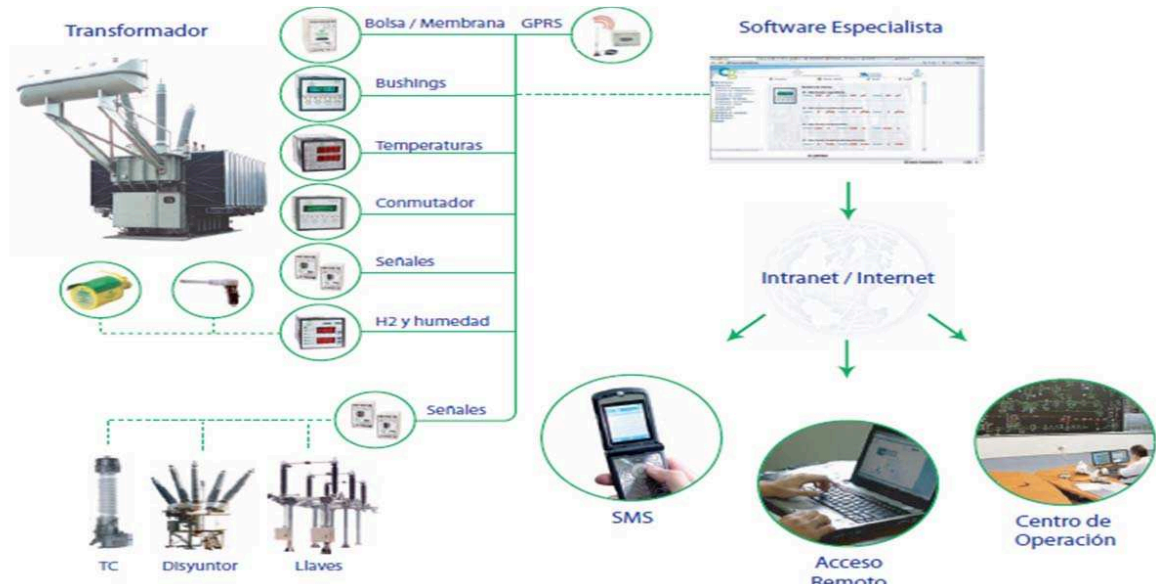


Figura 5.5. Sistema de comunicación del monitoreo Treetech.

Su sistema de comunicación es un sistema descentralizado, podría también conectarse a la Red LAN de la subestación y de allí ocupar un canal E1 del sistema de comunicación. Puede ser un gran soporte para la contingencia de la pérdida de señales del sistema de monitoreo de operación, ya que éste es independiente del mismo y se puede transmitir por canales distintos.

5.1.5.3.3) Modelos de cálculo.

El sistema es modular y es capaz de ofrecer una gran cantidad de modelos de cálculo dependiendo de la cantidad de equipo que se instale, puede ofrecer todos los métodos de cálculo vistos en las anteriores propuestas comerciales, y aún mas pueden hacer acciones de control directo.

Después de revisar las opciones comerciales ya se tiene una base para analizar estos sistemas y cual se adaptaría más a las necesidades de CELEC EP-TRANSELECTRIC, de manera técnica, por ello se puede ver qué.

a.- Los sistemas de monitoreo de General Electric, Areva y Doble si bien tienen grandes cualidades técnicas no cumplen con un requerimientos de análisis vistos

anteriormente especialmente el de sistema modular y equipo inteligente que no tome solo medidas sino que procese información y realicen control.

b.- El sistema Treotech se acopla a una gran parte de las cualidades que se mencionaron en los análisis principalmente en aquellos que los otros sistemas han tenido déficit. Es por ello que para esta investigación el sistema tomado como referencia será el ofrecido por Treotech u otro que cumpla con las mismas características.

5.2) ESTRUCTURACIÓN Y PRESENTACIÓN DEL MODELO DE MONITOREO.

5.2.1) ESTRUCTURA.

5.2.1.1) Posición.

Se mencionó que las señales de este sistema de monitoreo deben ser analizadas de manera continua por analistas (técnicos de mantenimiento). Los cuales recibirán la información y tomarán las acciones necesarias para cumplir con su cometido, por lo que el análisis llega a la conclusión de que es necesaria la creación de un centro de Gestión de Mantenimiento (CGM), el cual debe tener relación directa con departamentos como el de Programación de Disponibilidad y Mantenimiento de Subestaciones.^[107]

5.2.1.2) Funciones.

- a.- Se encarga del análisis de las señales del monitoreo para la gestión de mantenimiento.
- b.- Informa de anomalías y lleva un histórico de datos de las señales monitoreadas.
- c.- Analiza las tendencias reflejadas en los históricos y toma decisiones sobre las mismas, para precautelar la vida útil del equipo.
- d.- Tiene relación directa con el Departamento de Programación de la disponibilidad al cual le informa de posibles salidas o el aumento de plazos del mantenimiento.
- e.- Está bajo la Supervisión de los Técnicos del Departamento de mantenimiento de subestaciones.
- f.- Será un medio de respaldo temporal ante la pérdida de datos del sistema de monitoreo de operación, ya que poseerá mediciones como voltajes y corrientes,

[107] México 2008 Acapulco CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2008

independientes del sistema fallado.

g.- Sus señales podrán servir para equipos de protecciones y se podrán ver en el COT, si es necesario.

5.2.1.3) Cualidades Técnicas.

Después del análisis se sabe que el sistema de monitoreo debe poseer:

- a.- Un sistema de comunicación confiable de gran capacidad y velocidad.
- b.- Equipo de medición inteligente que procese la información y la envíe al analista.
- c.- Gran capacidad para aumentar señales tales como corrientes, voltajes y estados de equipos asociados al transformador.
- d.- Presentación de la información de forma amigable.
- e.- Capacidad de llevar históricos de datos técnicos.
- f.- Tomar muestras tan solo por el aparecimiento de tendencias muy bien definidas.
- g.- Gestión de un sistema de medición programado, para obtener medidas regulares con equipo nuevo no invasivo y llevar un histórico de las mismas.^[113]

5.2.1.3.1) Arquitectura de Sensores para el Monitoreo En Línea.

Una de las características clave para que el sistema de monitoreo pueda aplicarse a transformadores de pequeña, media y gran capacidad, sin que su costo torne inviable el proyecto, se logra con una arquitectura de sensores modular y descentralizada. Con eso se pueden escoger e instalar de acuerdo a las necesidades y posibilidades solamente los sensores que se consideran esenciales.

Los sensores se conectan directamente a una red de comunicación del tipo RS485, eliminándose por consiguiente la necesidad de instalación de un elemento centralizador, generalmente un controlador lógico programable en el transformador mismo, eliminándose así ese costo adicional.

La red RS-485, es ideal para transmitir a altas velocidades sobre largas distancias (35 Mbps hasta 10 metros y 100 Kbps en 1.200 metros) y a través de canales ruidosos, ya que reduce los ruidos que aparecen por los voltajes producidos en equipamiento e instalaciones eléctricas. Se utiliza principalmente en la

[113] IEC 61968-1 *Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management, Part 1 Architecture and general requirements.*

automatización de subestaciones, pues el cableado es simple y puede alcanzar grandes longitudes, por lo que son ideales para ensamblar los dispositivos que se encuentran alejados, en la actualidad está ganando terreno equipos con conexión Ethernet que utilizan cable de comunicación UTP con mayor velocidad de transmisión de datos y opciones de comunicación de red más eficientes, como la visualización y programación, vía browser de cualquier explorador de internet.

5.2.1.3.2) *Arquitectura de Transmisión de Datos*

Para que el sistema de monitoreo sea efectivo para el diagnóstico de la condición del transformador y equipo asociado, es esencial que el mismo efectúe el tratamiento de los datos brutos de los sensores, lo que se hace normalmente por medio de un software con modelos matemáticos y/o sistemas especialistas. No obstante, la estructura de comunicación para transmisión de los datos de mediciones de los sensores hasta el software de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeña y media potencia. Para evitar ese inconveniente, se emplea en transformador una arquitectura en que los datos de los sensores se transfieren al software de tratamiento de datos y diagnóstico de manera inalámbrica, por medio de la red de telefonía celular GSM como ilustra la figura 5.6, de esta manera se asegura un costo muy bajo.



Figura 5.6. Arquitectura de Comunicación del Sistema de Monitoreo.

La transmisión inalámbrica de los datos hasta la base de radio de la operadora de telefonía utiliza el protocolo GPRS (General Packet Radio Service). Después de ese punto, la información sigue por red Internet para alcanzar el servidor en el IDC (Internet Data Center) remoto. Para hacer una analogía, es similar al proceso

empleado en los lectores de tarjeta de crédito inalámbricos. El acceso de los usuarios a las mediciones en línea de los sensores y a los diagnósticos del sistema de monitoreo se hace por medio de la internet con un navegador patrón por ejemplo, Internet Explorer o Mozilla Firefox. Eventuales condiciones anormales en el transformador que sean detectadas por el sistema de monitoreo son señaladas a los usuarios por medio de mensajes de texto a teléfono celular o por mensajes de email.

5.2.1.3.3) Arquitectura de Tratamiento de Datos para Diagnóstico.

La etapa de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeño y medio capacidad. Para evitar ese inconveniente se empleó una solución de software totalmente basada en la Internet, de acuerdo a los más modernos conceptos de computación por la web, lo que se denomina generalmente como Web 2.0. De acuerdo a esa filosofía, el sistema de tratamiento de datos para diagnóstico se ejecuta de manera permanente en un servidor ubicado en un IDC (Internet Data Center), el cual está especializado en proveer toda la infraestructura para garantizar la ejecución permanente del sistema y la seguridad de los datos. Algunas características de ese IDC son:

- a.- Servidores con alta disponibilidad (24h x 7 días/semana).
- b.- Contingencia para falta de energía, grupos generadores de emergencia.
- c.- Banda de acceso a la Internet redundante, de manera a garantizar la disponibilidad de acceso al sistema.
- d.- Copias de seguridad de los datos.
- e.- Firewalls.
- f.- Protocolo https (sitio seguro), por medio del padrón SSL (Secure Sockets Layer).

5.2.1.3.4) Características de los Equipos de medición inteligente.

Los siguientes módulos de ingeniería, son capaces de ejecutar software de monitoreo para tratamiento de los datos, con el objetivo de proveer al usuario los diagnósticos y pronóstico del estado del transformador, los cuales están en cada IEDs o se corren en un IDC (Internet Data Center).^[77]

5.2.1.3.4.1) Envejecimiento del Aislamiento.

[77] TREETECH Sistemas Digitais Brasil.

- a.- Pérdida de vida útil del aislamiento
- b.- Tasa diaria de pérdida de vida
- c.- Tiempo restante para el fin de vida teórico, en años, con selección del criterio de fin de vida de acuerdo a las opciones de la norma IEEE/ANSI C57.91-1995.

5.2.1.3.4.2) Humedad en el aislamiento.

- a.- Contenido de agua en el aceite
- b.- Contenido de agua en el papel aislante
- c.- Aceleración de pérdida de vida del aislamiento por la humedad (hidrólisis)
- d.- Temperatura con riesgo de formación de burbujas por exceso de humedad en el papel
- e.- Temperatura con riesgo de formación de agua libre por exceso de humedad en el aceite

5.2.1.3.4.3) Eficiencia del sistema de enfriamiento natural y forzado.

- a.- Cálculo de temperatura esperada para el aceite en función de la carga, temperatura ambiente y grupo de enfriamiento en operación
- b.- Comparación con la temperatura real medida y alarma en caso de baja eficiencia del enfriamiento
- c.- Temperatura medida muy arriba de la esperada
- d.- Mantenimiento del enfriamiento forzado
- e.- Tiempo de operación de los ventiladores desde su inicio de operación
- f.- Tiempo de operación de los ventiladores desde su último mantenimiento
- g.- Promedio diario de horas de operación de los ventiladores.
- h.- Tiempo restante para alcanzar el mantenimiento recomendado para los ventiladores y avisos con anticipación programable

5.2.1.3.4.4) Previsión de temperatura futura.

- a.- Temperatura del devanado después de la estabilización térmica
- b.- Tiempos restantes para alcanzar temperaturas de alarma/ desconexión del transformador

5.2.1.3.4.5) Cromatografía.

- a.- Banco de datos con histórico de pruebas de cromatografía gaseosa
- b.- Cálculo de tasas de aumento de gases
- c.- Diagnósticos conforme la norma IEC60599, Duval u otros métodos especificados

5.2.1.3.4.6) Físico-químico.

a.- Banco de datos con histórico de pruebas físico-químicas en el aceite

b.- Diagnósticos conforme las normas especificadas

5.2.1.3.4.7) Simulación de cargabilidad.

a.- Cálculo y presentación de curvas de variación de temperatura de aceite y devanados, basado en curvas de carga y temperatura ambiente simuladas por el usuario.

b.- Cálculo y presentación de curvas de variación de temperatura de aceite y devanados, basado en las condiciones de carga, temperatura actuales y en simulación de cambio de carga por el usuario.

c.- Cálculo de las pérdidas de vida útil y tiempos de vida restante correspondientes.

5.2.1.3.4.8) Despliegues para el Analista.

Después del proceso de transmisión de datos al Centro de Tratamiento, éste lo envía al internet, en donde se puede acceder remotamente (clave de usuario), o ser avisado de alguna anomalía del equipo vía email o mensaje de texto. Este sistema es muy amigable y despliega la información de manera muy simple para la comprensión y el análisis. Estos despliegues son proporcionados por el prestador de servicios del monitoreo, lo cual es una de las ventajas de utilizar un sistema de comunicación descentralizado.

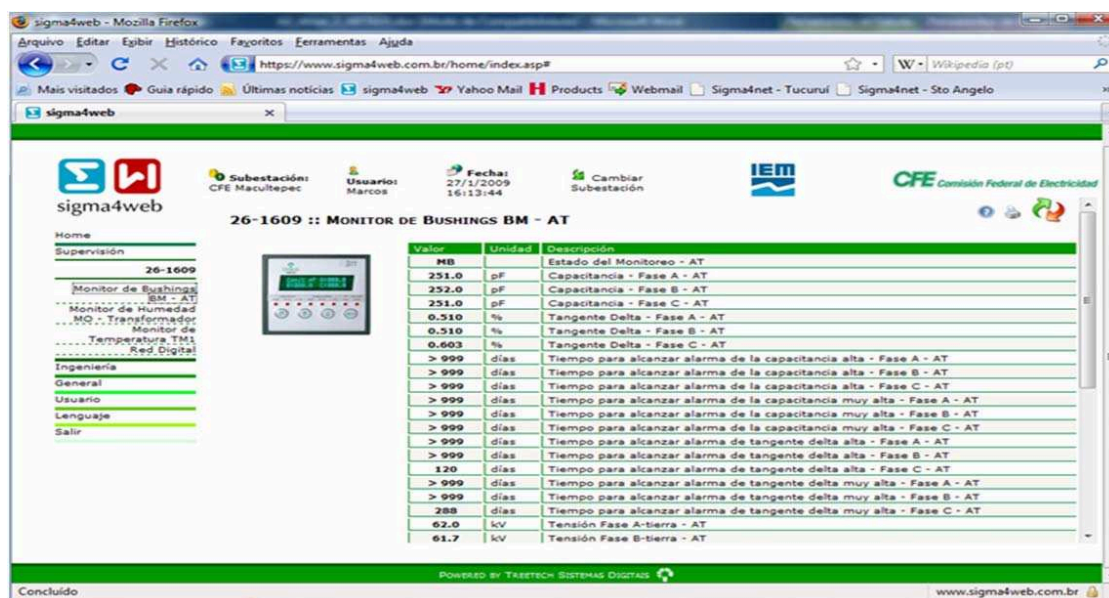


Figura 5.7. Despliegue de un sensor conectado al sistema de monitoreo.

Es importante mencionar, que en el mercado existen dos sistemas para el monitoreo:

a.- El de adquisición. En el cual la empresa compra el software y debe tener la estructura necesaria de comunicaciones y sistemas informáticos, como un servidor para correr esas aplicaciones, que es el caso de CELEP-EP TRANSELECTRIC.

b.- El de prestación de servicios. Lo que significa que le empresa tiene acceso a la información siempre y cuando se contrate ese servicio a causa de que el sistema de comunicaciones, los concentradores de información y el software no pertenece a la empresa, tan solo los resultados y los históricos de datos que son bajados del internet.

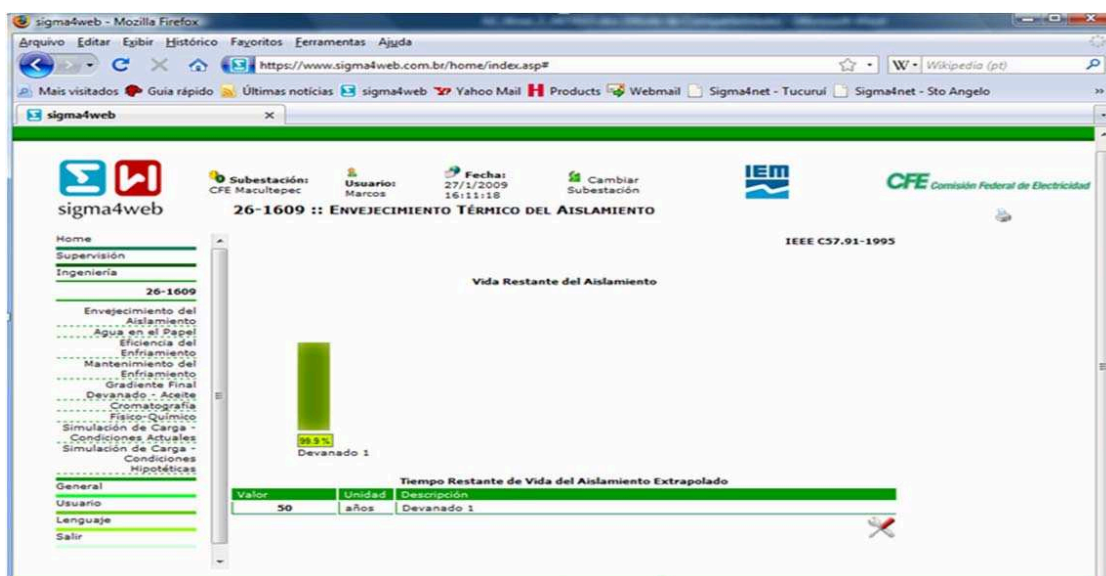


Figura 5.8. Despliegue de diagnóstico para el analista.

5.2.2) MÓDULOS DE MONITOREO.

El sistema de monitoreo que se tomó como referencia tiene la cualidad de ser modular, a continuación se muestra los módulos de acuerdo a la necesidad del usuario.^[77]

[77] TREETECH Sistemas Digitais Brasil.

5.2.2.1) Termómetro.



Figura 5.9. Módulo de monitoreo con Termómetro.

Este sistema modular ofrece al analista y al operador.

- a.- Control local de temperatura (alarmas, ventilación).
- b.- Indicación remota de temperatura para Centro de Operación y Gestión de Mantenimiento
- c.- Subsistema de Monitoreo de Temperatura como la:
 - Indicación remota de temperatura, envejecimiento del aislamiento, tiempo de vida restante del aislamiento, previsión de temperaturas futuras.
 - d.- Diferencial de temperatura del Cambiador Bajo Carga (OLTC).
 - e.- Eficiencia de la refrigeración.
 - f.- Simulación de cargas.
 - g.- Asistente de mantenimiento de la refrigeración.

5.2.2.2) Termómetro y AVR (Relé regulador de voltaje).



Figura 5.10. Modulo con Termómetro y AVR.

A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden:

- a.- Control local del cambiador de tomas + regulación de tensión + paralelismo.
- b.- Control remoto del cambiador de tomas desde el Centro de Operación.
- c.- Indicación remota de la posición de tap para Centro de Operación.
- d.- Subsistema de Monitoreo del cambiador de tomas como: contador de operaciones del cambiador de tomas, tiempo de servicio del cambiador de tomas

suma de I^2 , espesor del contacto y desgaste medio, asistente de mantenimiento del cambiador de tomas.

5.2.2.3) Termómetro y Medidor de Humedad.



Figura 5.11. Módulo con Termómetro y Medidor de Humedad.

A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden con el subsistema de monitoreo de humedad:

- a.- Saturación % de agua en el aceite.
- b.- Saturación % a la temperatura ambiente.
- c.- Saturación % a la temperatura de referencia.
- d.- Concentración de agua en el aceite en ppm.
- e.- Concentración de agua % en el papel aislante.
- f.- Temperatura de formación de burbujas.
- g.- Temperatura para agua libre.
- h.- Aceleración de la pérdida de vida del aislamiento.
- i.- Tendencia de formación de burbujas.
- j.- Tendencia de evolución de agua en el aceite.

5.2.2.4) Termómetro, Medidor de Humedad y parámetros del Bushing.



Figura 5.12. Módulo con Termómetro, Medidor de Humedad y Bushings.

A más de las prestaciones mencionadas en el módulo con termómetro se añaden con el Subsistema de Monitoreo de bushings, el cual será el Tipo A

- a.- Capacitancia.

- d.- Tangente Delta.
- c.- Tendencia de evolución de la capacitancia.
- d.- Tendencia de evolución de la tangente delta.
- f.- Simulación de sobrecargas.
- g.- Asistente de mantenimiento de la refrigeración.^[77]

5.2.3) EXPERIENCIA DE DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

Después de analizar la información presentada en los capítulos anteriores, se tiene la capacidad de analizar los resultados de pruebas en transformadores y en base a éstos proponer un sistema de monitoreo que se adapte a las condiciones iniciales, requerimientos de operación del equipo a ser monitoreado y a la capacidad de cambio tecnológico de la empresa (inversión).

El sistema de monitoreo modular se aplicó en las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad “CNEL” Regional Santo Domingo, sobre 10 transformadores de potencia de 5 a 16 MVA.

Después de esta implementación se tendrá una base adaptable a los transformadores de potencia del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.

5.2.3.1) Generalidades.

La demanda máxima promedio diaria de “CNEL” Regional Santo Domingo es de 72 MVA, distribuida en 10 subestaciones propias y 3 privadas; sirviendo a alrededor de 680.000 habitantes. Se conecta directamente al Sistema Nacional Interconectado, en un solo punto de recepción de potencia y no poseyendo generación es totalmente dependiente del SNI. Su nivel de voltaje en subtransmisión es de 69kV entre subestaciones y sus alimentadores de distribución a 13.8kV.

La empresa se encuentra en un proceso de automatización de sus subestaciones, como parte de este adquirieron un sistema de adquisición de datos y control de la empresa SURTVALENT THECNOLOGY del Canadá, el mismo que servirá de plataforma de información para nuestro sistema de monitoreo.

5.2.3.2) Características iniciales del transformador.

En un inicio los transformadores de las subestaciones no contaban con equipo de monitoreo de ninguna índole, tan sólo se conocía las señales que entregan los medidores analógicos y alarmas de equipo, por medio de indicadores en los

tableros de las subestaciones. Tableristas anotaban cada cierto periodo de tiempo (1 hora), los datos eléctricos como corriente y potencia activa en tablas que eran entregadas a la Dirección Técnica para su análisis. Todo lo mencionado hacía que la respuesta ante fallas y estudios para el mejoramiento y continuidad del servicio eléctrico sea muy lento, sobre todo no se tenía ningún dato de monitoreo para gestionar la vida útil del transformador.

Se tomó como referencia de aplicación dos transformadores que cuenten con condiciones de operación en los dos escenarios más comunes (normal y cargado cerca del límite de operación), antes de la implementación del monitoreo.

a.- Transformador S/E Vía a Quevedo 10/12.5 MVA.

b.- Transformador S/E Cadena 10/12.5 MVA.

Se presentan a continuación la información necesaria para conocer sus características técnicas en sus datos de placa y el estado del equipo mediante sus condiciones de operación antes de la aplicación del sistema de monitoreo

5.2.3.2.1) Transformador Subestación Vía Quevedo:

Datos de Placa		
Especificación	Valor	Dimensión
Potencia Nominal	10/12.5	MVA
Tensión máxima	80	kV
Número de fases	3	
Grupo de conexión	Dy11	
Voltaje nominal AT	69/13.8	kV
Derivaciones	5 pasos 2,5	% kVnominal
frecuencia	60	Hz
Método de refrigeración	FAIL	
Clase de Aislamiento	Ao	
Altura de instalación	1000	msnm
Año de fabricación	1997	Mitsubishi

Tabla V.I. Datos de placa transformador base.

Inició de operación:	febrero del 1999
Tiempo de operación:	11 años
Porcentaje de cargabilidad promedio inicial.	70% MVA nominal
Tiempo de Sobrecarga diaria:	0 min
Presencia de fallos internos.	cero
Presencia de fallos externos.	2
Potencia máxima pico entregada	7,82 MVA el diciembre del 2010
Potencia mínima pico entregada	4,15 MVA febrero del 2009
Temperatura ambiente promedio	29 ° C

Tabla V.II. Condiciones de operación

5.2.3.2.2) Transformador Subestación Cadena:

Inició de operación:	febrero del 2001
Tiempo de operación:	10 años
Porcentaje de cargabilidad promedio:	55% MVA nominal
Tiempo de Sobrecarga diaria:	cero
Presencia de fallos internos.	cero
Presencia de fallos externos.	cero
Potencia máxima pico entregada	5,82 MVA el diciembre del 2010
Potencia mínima pico entregada	2,55 MVA febrero del 2009
Temperatura ambiente promedio	29 ° C

Tabla V.III. Condiciones de operación.

Datos de Placa		
Especificación	Valor	Dimensión
Potencia Nominal	10/12.5	MVA
Tensión máxima	80	kV
Número de fases	3	
Grupo de conexión	Dy11	
Voltaje nominal AT	69	kV
Derivaciones	5 pasos 2,5	% kVnominal
frecuencia	60	Hz
Método de refrigeración	FAIL	
Clase de Aislamiento	Ao	
Altura de instalación	1000	msnm
Año de fabricación	1998	

Tabla V.IV. Datos de placa transformador base.

5.2.3.3) Pruebas antes de la implementación.

Para el caso de los transformadores de potencia del SNT, se realizaron las pruebas de aceptación del transformador de 200MVA de la subestación San Gregorio, Portoviejo Manabí en enero del 2010, con estos datos y el análisis correspondiente de los técnicos del "Departamento de Servicios Especializado en Subestaciones, CELEC EP TRANSELECTRIC", se tienen los datos iniciales para la instalación del sistema de monitoreo en ese transformador y similares. Esta información se encuentra en el ANEXO 1.

Para el caso de la experiencia de aplicación realizada, se toma como referencia las pruebas cromatográficas realizadas a los transformadores cada dos años, bajo el criterio de estándares como ASTM (American Section of the International Association for Testing Materials), realizadas por "Servicios Técnicos y Laboratorios para la Industria SERTINLAB" el mes de junio del 2010 y descritas

en el capítulo 3 punto 3.4.3. Para los transformadores base, se tiene la siguiente información:

5.2.3.3.1) Resultados de Pruebas S/E Vía a Quevedo.

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	RESULTADOS
1	Color	°n	< 1.0
2	Examen Visual	-	Claro Brillante
3	Gravedad Especifica	60/60 °F	0.8761
4	Contenido de Agua	ppm	8.48
5	Rigidez Dieléctrica	KV	46.5
6	Punto de Inflamación	°C	-
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	-
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	0.006
9	Tensión Interfacial	Dinas/cm	38.05
10	Índice de Calidad	-	6342
11	Factor de Potencia 25 °C	%	-
12	Factor de Potencia 100 °C	%	-
13	Contenido de PCB's	ppm	1.42
14	Azufre Corrosivo	-	-
15	Punto de Anilina	°C	-

Tabla V.V. Análisis físico químico del aceite.

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	107	CH ₄ METANO	0.27
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2301	H ₂ HIDROGENO	0.00
ETILENO	C ₂ H ₄	5	C ₂ H ₆ ETANO	1.07
ETANO	C ₂ H ₆	31	CH ₄ METANO	0.00
ACETILENO	C ₂ H ₂	ND	C ₂ H ₄ ETILENO	0.16
OXIGENO	O ₂	11372	C ₂ H ₆ ETANO	0.025
NITROGENO	N ₂	118862	C ₂ H ₂ ACETILENO	0.00
METANO	CH ₄	29	C ₂ H ₄ ETILENO	0.10
MONOXIDO DE CARBONO	CO	58		

Observaciones: ND = NO DETECTADO
Nota: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

Tabla V.VI. Cromatografía de gases del aceite.

5.2.3.3.2) Resultados de Pruebas S/E Cadena.

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	RESULTADOS
1	Color	°n	< 0.5
2	Examen Visual	-	Claro Brillante
3	Gravedad Específica	60/60 °F	0.8871
4	Contenido de Agua	ppm	7.23
5	Rigidez Dieléctrica	KV	40.1
6	Punto de Inflamación	°C	-
7	Viscosidad a 40 °C	cSt	-
8	Número de Acidez	mg KOH/gr	0.003
9	Tensión Interfacial	Dinas/cm	44.78
10	Índice de Calidad	-	14927
11	Factor de Potencia 25 °C	%	-
12	Factor de Potencia 100 °C	%	-
13	Contenido de PCB's	ppm	< 1.00
14	Azufre Corrosivo	-	-
15	Punto de Anilina	°C	-

Tabla V.VII. Análisis físico químico del aceite.

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES			
HIDROGENO	H ₂	23	CH4 METANO	0.17	C2H6 ETANO	0.00
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1872	H ₂ HIDROGENO		C2H2 ACETILENO	
ETILENO	C ₂ H ₄	2	C2H6 ETANO	1.00	C2H2 ACETILENO	0.00
ETANO	C ₂ H ₆	4	CH4 METANO		CH4 METANO	
ACETILENO	C ₂ H ₂	ND	C2H4 ETILENO	0.50	CO	0.097
OXIGENO	O ₂	16658	C2H6 ETANO		CO ₂	
NITROGENO	N ₂	119798	C2H2 ACETILENO	0.00	O ₂	0.14
METANO	CH ₄	4	C2H4 ETILENO		N2	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	181				

Tabla V.VIII. Cromatografía de gases del aceite.

La documentación completa de las pruebas se encuentra en el anexo 3.

5.2.3.4) Análisis de resultados de pruebas.

5.2.3.4.1) Análisis físico químico.

Mediante la comparación de rangos aceptables de valores especificados en las pruebas en aceites en el capítulo 3, las mismas que se encuentran bajo norma ASTM, se realiza el análisis de comparación siguiente:

ITEM	PRUEBA REALIZADA	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	S/E Vía Quevedo	Diagnóstico	S/E Cadena	Diagnóstico
1	Color	°h	D-1500	Acceptable < 3,5 Inaceptable ≥ 3,5	< 1,0	acceptable	< 0,5	acceptable
2	Examen Visual	-	D-1524	Escala de colores	Claro brillante	acceptable	Claro brillante	acceptable
3	Gravedad Específica	60/60 °F	D-1298	Acceptable : 0,84-0,91 Cuestionable < 0,84 Inaceptable ≥ 0,91	0,8761	acceptable	0,8871	acceptable
4	Contenido de agua	ppm	D-1533	Acceptable < 30 Cuestionable: 30-30,9 Inaceptable ≥ 35	8,48	acceptable	7,23	acceptable
5	Rigidez dieléctrica	kV	D-877	Mínimo: 30	46,5	acceptable	40,1	acceptable
6	Número de Acidez	mg KOH/gr	D-974	Acceptable ≤ 0,05 Cuestionable: 0,06-0,1 Inaceptable ≥ 0,1	0,006	acceptable	0,003	acceptable
7	Tensión Interfacial	Dinas/cm	D-971	Acceptable ≥ 32 Cuestionable: 28-31,9 Inaceptable < 27,9	38,05	acceptable	44,78	acceptable
8	Factor de Potencia a 25° C	%	D-924	Ac. Nuevo Máx: 0,05	-	-	-	-
9	Factor de Potencia a 100° C	%	D-924	Ac. Nuevo Máx: 0,3	-	-	-	-

Tabla V.IX. Resultados de análisis físico químico del aceite en transformadores base

Después de revisar los valores aceptables, cuestionables e inaceptables, se llega a la consideración de que todos los parámetros en todos las pruebas realizadas en el análisis físico químico se encuentran en valores aceptables, por lo que se recomienda la operación normal del equipo hasta las siguientes pruebas.

5.2.3.4.2) Cromatografía de Gases.

Rango	Limite de concentración de gases disueltos (ppm)										
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGC			
Condición											
1 NORMAL	100	120	35	50	65	350	2500	720			
2 REVISIÓN	101 a 700	121 a 400	36 a 50	51 a 100	66 a 100	351 a 570	2550 a 4000	721 a 1920			
3 ALERTA	701 -1800	401 a 1000	51 a 80	101 a 200	101 a 150	571 a 1400	4001 a 10000	1921 a 4630			
4 FALLO INMINENTE	mayor 1800	mayor 1000	mayor 80	mayor a 200	mayor 150	mayor 1400	mayor 10000	mayor 4630			
COMPONENTE	SIMBOLO	UNIDADES	S/E VIA Quevedo	S/E Cadena	ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS, AGD						Diagnóstico
HIDROGENO	H ₂	ppm	107	23							CONDICION 1
DIOXIDO DE COARBONO	CO ₂	ppm	2301	1872	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
ETILENO	C ₂ H ₄	ppm	5	2	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
ETANO	C ₂ H ₆	ppm	31	4	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
ACETILENO	C ₂ H ₂	ppm	ND	ND	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
OXIGENO	O ₂	ppm	11372	16658	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
NITROGENO	N ₂	ppm	118862	119798	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
METANO	CH ₄	ppm	29	4	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	ppm	58	181	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	CONDICION 1	Acceptable	

Tabla V.X. Resultados de análisis cromatográfico de gases disueltos del aceite en transformadores base.

DORNENBURG	FALLAS	RELACIONES	TABULACIONES		
	TERMICA		CH ₄ /H ₂	< 1,0	
			C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	< 0,75	
			C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	> 0,4	
			C ₂ H ₂ /CH ₄	< 0,3	
	DESCARGAS ELECTRICAS		CH ₄ /H ₂	> 0,1 < 1,0	
			C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	> 0,75	
			C ₂ H ₄ /C ₂ H ₂	< 0,4	
			C ₂ H ₂ /CH ₄	> 0,3	
	EFECTO CORONA		CH ₄ /H ₂	< 0,1	
			C ₂ H ₄ /C ₂ H ₂	> 0,4	
			C ₂ H ₂ /CH ₄	< 0,3	
	S/E VIA Quevedo	Diagnóstico	S/E Cadena	Diagnóstico	
	0,27	normal	0,17	normal	
	0	normal	0	normal	
1,07	normal	1	normal		
0	normal	0	normal		

Tabla V.XI. Resultados de análisis cromatográfico por comparación de relaciones de gases disueltos del aceite.

La generación de gases se encuentra dentro de rangos normales por lo que se recomienda la operación normal del equipo. Es recomendable utilizar por lo menos dos métodos de análisis para tener un diagnóstico más acertado, para este caso se ha utilizado el método de comparación de gases disueltos AGD y el método gráfico de Dornenburg.

5.2.3.5) Características de equipo de monitoreo.

Los parámetros eléctricos que el equipo de monitoreo requiere para conocer la operación del transformador de potencia se adquieren directamente de la barra a la cual está sirviendo. Es necesario un instrumento de medida con estampa de tiempo: que valúe corrientes, voltajes y que internamente pueda calcular: Potencias P, Q, S, factores de potencia, armónicos; poseer entradas y salidas digitales para conocer estados y controlar equipamiento adjunto; contadores de eventos, energía, etc. Debe cumplir con los requerimientos de inversión de la empresa y ser un sistema modular capaz de extenderse de acuerdo a las necesidades del monitoreo.

Para nuestro caso se eligió el Medidor ION 7650, el cual cumple con todos los requerimientos antes anotados y sobre todo ofrece grandes aplicaciones para calidad de servicio eléctrico en la subestación.



Figura. 5.13. Equipo empelado, Medidor QUALITROL ETM 505 y ION 7650.

Siendo un piloto se tomará como parámetro fundamental a la temperatura del bobinado y del aceite del transformador, según IEC 60076-7 (2000).^[5] Loading guide for oil immersed power transformers, para que conjuntamente con los datos de operación, poder general el modelo de cargabilidad centrado en la vida útil del transformador basado en temperaturas, descrito en la norma IEC 60076-7 2005-12).^[5] Se escogió un medidor de temperatura que cumpla con los requerimientos de transmisión de datos en tiempo real, y que controle sistemas relacionados como el enfriamiento y alarmas, escogiendo al QUALITROL ETM 505. Las especificaciones técnicas de los equipos mencionados se encuentran en anexo 2.

5.2.3.6) Estructura de comunicación.

El sistema SCADA, toma los datos de los alimentadores de energía en la barra que está sirviendo el transformador a través de medidores ION 7350, El canal de transmisión de datos es un enlace de radio frecuencia de 5.8 MHz entre las subestaciones y el centro de control. Para la comunicación entre los equipos de medición y la Unidad Terminal Remota RTU, se utiliza el protocolo DNP 3.0, así como para el enlace RTU servidor SCADA en el centro de control.^[43]

La estructura de comunicación se resume en la siguiente figura.



Figura 5.14. Estructura de comunicación de equipos para la transmisión de datos.

[43]. IEC 60870-5-101,2 Transmission Protocols in electric power system

5.2.3.7) Instalación del equipo.

Se procedió a retirar el equipo analógico de medición y control de temperatura de bobinados y aceite, ocupando dicho espacio físico para la instalación del equipo nuevo.



Figura 5.15. Instalación del equipo en campo.

El equipo de medición de parámetros eléctricos toma las señales de los transformadores de potencial de la barra del transformador, y de los transformadores de corriente adjuntos al transformador y a barra. Las señales de los estados de equipo como los seccionadores e interruptores, así como accionamientos de alarmas y disparos se las conoce como señales digitales, éstas son ingresadas al IED ION 7650 para poder transmitirse, o realizar control a través de sus puertos de salidas digitales.

Las sondas del medidor de temperatura del aceite, son instaladas en los fozos donde anteriormente se encontraban las sondas del medidor analógico. Para la temperatura del bobinado, en el relé de imagen térmica, si lo tuviere, para la temperatura ambiente es tomada a través de una sonda a la intemperie, este equipo realiza control del sistema de enfriamiento el cual puede ser controlado remotamente desde el centro de control, mediante la unidad terminal remota con una de sus salidas digitales, mediante una conexión serial o a través de su enlace de red vía Ethernet, que le permite ser programado mediante un explorador de internet, fue necesario acondicionar conductos PVC, para cables de transporte de información, conexión y alimentación eléctrica del equipo. Los planos de las conexiones de comunicación, señales analógicas, señales digitales, alarmas, se encuentran en el anexo 3.

5.2.3.8) Integración del equipo a la plataforma de información.

Después de instalado el equipo en el campo, es necesario su integración al sistema SCADA, mediante programación en primera instancia del RTU, con el

ingreso de las plantillas del equipo o mejor conocidos mapas de datos, los cuales poseen la información básica de cómo debe reconocer el sistema al equipo.

Siguiente a esto se realizan las pruebas de comunicación y llegada de datos hacia el servidor SCADA, en el cual se programa la línea de comunicación, los despliegues del operador para poder visualizarla la información y sobre todo las tablas para el ordenamiento de la información en una base de datos. Todas estas tareas se las realizó con la supervisión de los técnicos de SURVALENT.

Para el software especialista del monitor de temperatura, toma los datos para el cálculo de los indicadores de preservación de vida útil del transformador directamente de la base de datos del sistema SCADA, siendo calcularlos en tiempo real o cada vez que se actualizan los datos.

El medidor ION entrega datos ordenados que se los puede visualizar y analizar en un archivo Excel, que es bajado directamente del medidor a través de su programa de descarga y programación ION Enterprise o ION Setup. De la misma forma el ETM 505, o sus datos ser adquiridos directamente de la base de datos del servidor SCADA, esto depende de las políticas de manejo de información del sistema.

5.2.3.9) Resultados.

5.2.3.9.1) Datos iniciales de transformadores base.

Se tomó la siguiente información por ser la semana representativa (mayor entrega de potencia) del mes en que se realizaron las pruebas, tomadas como base para el análisis.

Curva de carga semana del lunes 12 al domingo 19 de julio 2010 de:

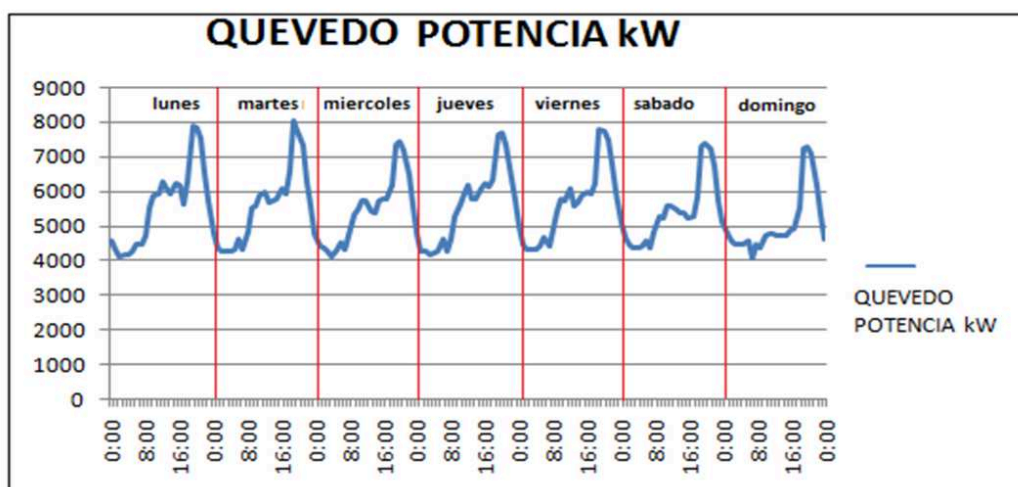


Figura 5.16. Potencias semanal subestación vía a Quevedo.

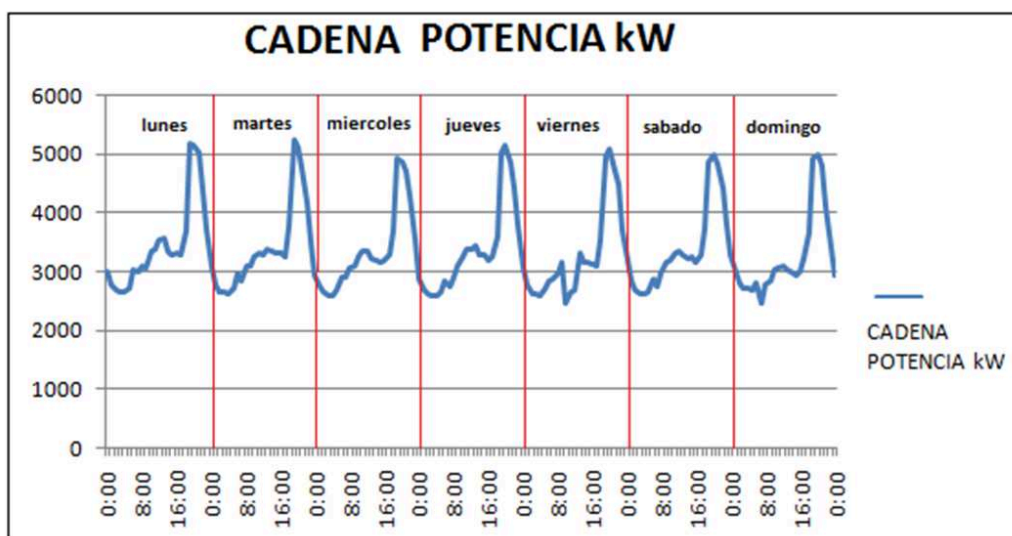


Figura 5.17. Potencia semanales subestación Cadena.

5.2.3.9.2) Análisis de datos iniciales.

- a.- Los datos fueron tomados de las tablas que anotan los tableristas en las subestaciones, cuentan con una finura de una hora cada medición, sin ningún decimal.
- b.- Al ser tomados de equipo analógico presentan un bajo índice de exactitud y existe la posibilidad de mala toma de datos por parte de los tableristas.
- c.- Fue dificultoso conseguir la información y digitalizarla, para el análisis se requirió de mucho tiempo.
- e.- Se cuenta con tan solo esta información para el análisis, es muy limitado.
- f.- Mediante estos datos se puede observar que la cargabilidad de los transformadores en las dos subestaciones se encuentran en el rango recomendado por la IEC 60345 "Loading guide for oil immersed power transformers", de 10% de la potencia nominal de margen de seguridad para la vida útil y 10% para fluctuaciones de la operación.
- g.- Como acotación importante, el transformador de la subestación vía a Quevedo está muy cercano a sobrepasar los porcentajes recomendados por la IEC 60345, lo que significa que se debe planificar una transferencia de carga en el futuro, con respecto al porcentaje de crecimiento de su demanda de energía. Caso contrario se afectará la vida útil del equipo.
- h.- En las gráficas de datos se puede observar la curva característica de cargabilidad del transformador.

5.2.3.9.3) Datos de transformadores base con el sistema de monitoreo en operación.

El sistema de monitoreo de transformadores comenzó su operación a finales de marzo del 2011, por lo que se cuenta en la base de datos con un histórico de alrededor de 5 meses. Esta información está siendo procesada en la actualidad y está arrojando los primeros resultados. Los datos presentados a continuación pertenecen a la semana representativa del 15 al 22 de agosto del 2011, se toma estos datos debido a que en comparación a los datos iniciales a transcurrido un periodo de tiempo cercano a un año, tiempo suficiente para que se presenten cambios significativos en la operación o anomalías del equipo.

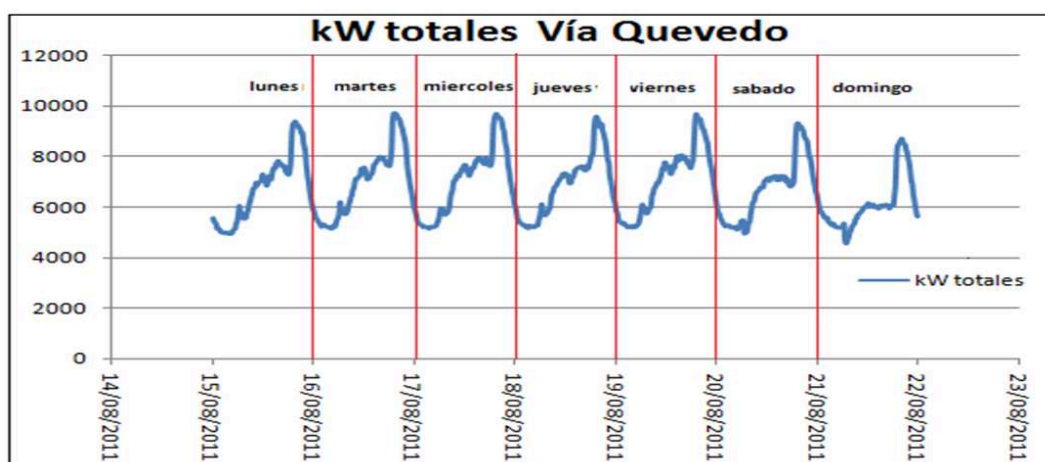


Figura 5.18. Potencia semanal subestación vía Quevedo.

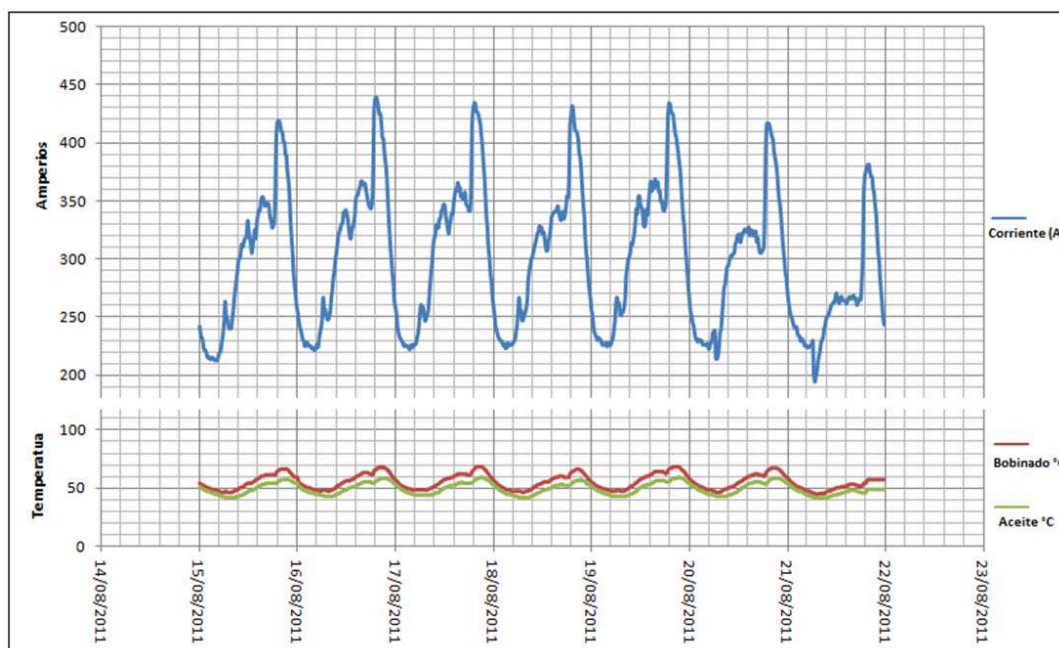


Figura 5.19. Comparación Corriente y temperatura del transformador subestación vía Quevedo.

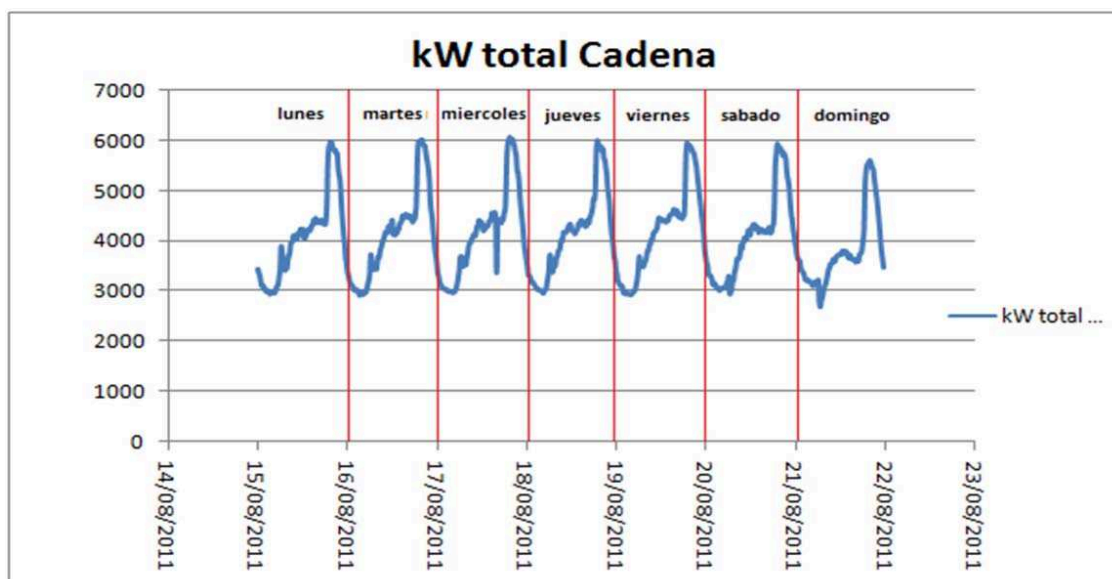


Figura 5.20. Potencia semanal subestación Cadena.

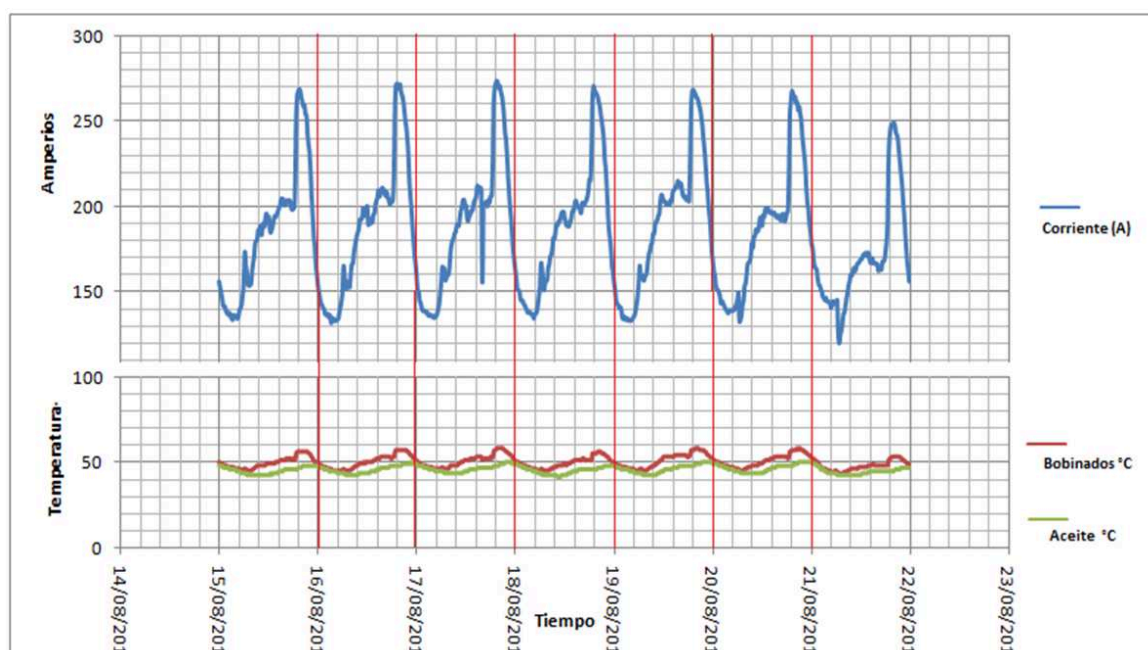


Figura 5.21. Comparación Corriente y temperatura del transformador subestación Cadena.

Subestación	I avg A	Potencia Activa MW totales	temperatura bobinado °C	temperatura aceite °C	valor
Vía Quevedo	439,0	9,733	66	56	max
	194,5	4,568	45	42	min
Cadena	273,9	6,079	58	48	max
	119,8	2,697	43	43	min

Tabla V.XII. Mediciones máximas y mínimas de transformadores base.

5.2.3.9.4) Comparación y análisis de datos iniciales con datos del sistema de monitoreo en operación.

a.- Los datos fueron adquiridos de la base de datos del sistema SCADA en cuestión de segundos, estos poseen 3 decimales.

b.- Poseen un índice de exactitud alto, debido a la tecnología de medición digital de los equipos de monitoreo y la no existencia de mala toma de datos por parte de los tableristas.

c.- La jefatura de Operación de CNEL STD, está diseñando hojas de cálculo que toman los datos del sistema SCADA y generan indicadores para el análisis en tiempo real de la calidad de servicio

e.- A mas de las potencias de operación se puede acceder en tiempo real a datos como: Temperaturas de bobinado y aceite de transformadores, temperatura de cambiadores de tomas y ambiente, voltajes de operación, factores de potencias, energía entregada, flujos de potencia, corrientes, secuencias de fases, contadores de energía, estados de equipo adjunto al transformador, alarmas, etc.

f.- Mediante estos datos se puede observar que la cargabilidad del transformador en subestación vía Quevedo se encuentran por encima del rango recomendado por la IEC 60345 "Loading guide for oil immersed power transformers", esto es detectable y confirmado mediante el aumento de temperatura de cerca de 10°C en su operación a demanda máxima en comparación al transformador de subestación Cadena que cumple con la norma.

g.- Se está realizando varias reconfiguraciones en las redes que son alimentadas por el transformador de subestación vía a Quevedo para transferir carga a la subestación Cadena, todo a causa de análisis realizados con los datos eléctricos y de temperatura del sistema de monitoreo.

a.- Se detectó sobrecarga del transformador de subestación Valle Hermoso por su excesivo valor de temperatura de bobinados y aceite en comparación a la temperatura ambiental en demanda máxima, debido a la característica industrial de la carga a que sirve (EPACEN y PRONACA), Se procedió al cambio de transformador de más potencia 10 MVA y se apresuró el ingreso de la subestación privada PRONACA.

b.- Se detectó la existencia de avería en bobinados en el transformador de 5 MVA de subestación el Rocío debido a que su carga es del 40% de su potencia nominal y presenta valores de temperatura de alrededor de 60°C presentados en

demanda máxima, temperatura muy alta si no está cargado más del 40%. Se procedió a una investigación que arrojó un posible cortocircuito entre bobinados y planificación de nuevas pruebas que comprueben esas afecciones o posible cambio de transformador.

c.- Se está realizando una nueva configuración de valores de alarma y disparo por temperatura de transformadores adaptado a la realidad de operación y temperatura ambiente de cada subestación bajo norma IEC 60076-2 (1993).^[2]

e.- Generación de históricos de mediciones cada 15 minutos y la presentación de datos en tiempo real para el análisis, hacen más rápida la reacción ante cortes de energía mejorando los índices de calidad de servicio eléctrico.

f.- El buen desempeño del equipamiento ha demostrado su efectividad y sobre todo a comprobado criterios que a eran solamente demostrados por la experiencia con datos técnicos en línea, por ello se ha planificado para el 2012 adquirir el segundo módulo de monitoreo para transformadores mayores a 10 MVA de análisis de aceite dieléctrico en tiempo real.

5.2.4.) METODOLOGÍA PARA TRATAMIENTO, Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DEL MONITOREO.

5.2.4.1) Tratamiento de información.

Según IEC 61850-10. Redes y sistemas de comunicación de subestaciones.^[69]

5.2.4.1.1) Comunicación.

a.- La información debe ser recolectada mediante señales que describen variables que se puede interpretar para conocer el estado del equipo monitoreado, este proceso es realizado directamente por sondas del equipo de monitoreo montado sobre el transformador.^[24]

b.- El IED detecta esa información y la guarda en su memoria interna de poca capacidad y la direcciona hacia la unidad terminal remota utilizando un protocolo de comunicación, que para el caso de la experiencia de implementación es el DNP o el IEC 61850 dependiendo del cual maneje el equipo de monitoreo.^[113]

c.- La RTU concentra la información y la traduce en un protocolo de comunicación para el envío de la información desde el campo hacia el centro de control, en

[24]. IEC 61083-2 (1996). *Instruments and software used for measurements in high voltage test. Part 2: Determination parameters.*

[113] IEC 61968-1 *Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management, Part 1 Architecture and general requirements.*

donde se encuentra el servidor del sistema de adquisición de información.^[113]

d.- Los datos enviados por los IEDs pueden ser muchos en el tiempo y pueden desbordar la capacidad del enlace de comunicación, por ello la RTU al concentrar la información selecciona los datos que se van a enviar mediante la utilización de una banda muerta, que quiere decir que los datos que estén dentro de esa banda no serán transmitidos para evitar el colapso por avalancha de información.^[69]

e.- La sincronización del equipo de comunicación, el servidor y los equipos de monitoreo es de vital importancia al momento de enviar la trama de datos ya que ésta se direcciona con una estampa de tiempo hacia el servidor.^[69]

f.- La información es receptada por el servidor de adquisición de datos y es ordenada en una base de datos interna del programa SCADA con la estampa de tiempo, adquiriendo datos cada segundo o tiempo real.^[113]

5.2.4.1.2) Registro.

a.- Para el registro en tiempo real se recepta cada trama de datos cada segundo y son almacenados en una base de datos de poca capacidad alrededor de 12 horas que se reescribe cada vez que se ingresa un dato, con esto se tiene un punto de recepción de la información.

b.- EL servidor SCADA tiene una base propietaria de datos que es utilizada para almacenar la información en un periodo de tiempo especificado por el usuario, para nuestro caso se mencionó que no es necesario tanta finura en las mediciones, por lo que esta base de datos guarda la información cada 5 minutos, con una capacidad de un año, pero si se presentaran anomalías, desconexiones o variaciones altas de tendencias los datos son guardados cada minuto.^[113]

c.- Para precautelar la información recolectada en la base de datos es recomendable tener una base de datos replicada en otro servidor distinto al sistema SCADA, esto se lo realiza mediante un software replicador.^[37]

5.2.4.2) Presentación de información.

5.2.4.2.1) Despliegues del operador.

Son medios de presentación de información de manera gráfica de fácil comprensión al momento de la operación en tiempo real.

a.- Los despliegues son diseñados por el usuario de acuerdo a sus necesidades

[37]. C57.123 (2002). ANSI/IEEE Guide for Transformer lost measurement.

y siguiendo como referencia el estándar IEC 61968- 3 Interface for network operation, el cual normaliza la simbología y colores para representación de información.[114]

b.- La información proyectada de los despliegues es directamente tomada de la base de datos en tiempo real lo cual asegura una actualización de datos cada segundo.[113]

c.- A más de los valores absolutos del monitoreo en tiempo real se puede generar curvas de datos, esta información es tomada directamente de la base de datos propietaria del sistema SCADA, ésta guarda los datos cada 5 minutos y se reescribe cada año, de esta manera podemos ver tendencias de horas, días y meses para un análisis más efectivo.[23]

d.- Los datos deben tener la capacidad de mostrar si los equipos están en línea con el sistema de comunicación y el servidor SCADA a través de símbolos que muestren su comunicación, detección de errores en transmisión de datos y falla de base de datos, todos estos requerimientos deben ser cubiertos por la plataforma de información del sistema.[114]

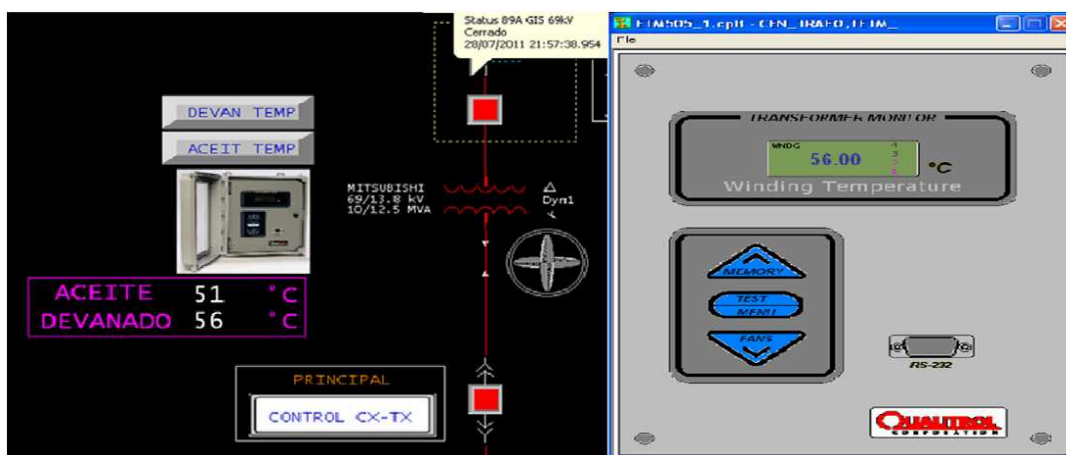


Figura 5.22 Despliegue del operador sistema de monitoreo de temperatura.

5.2.4.2.2) Reportes de operación.

La información a más de ser presentada en los despliegues de operación, debe ser capaz de presentarse de forma física, para lo cual se tiene varias matrices de presentación de información que pueden ser modificadas de acuerdo a las

[23]. IEC 61083-1 (2001). Instruments and software used for measurements in high voltage test.

[114] IEC 61968-3 Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management Part 3 Interface for network operation.

necesidades del usuario y que presentan valores de variables en un determinado periodo de tiempo o las posiciones del equipo y estados en un instante de tiempo. Esta información se la puede tomar directamente de las dos bases de datos en tiempo real y la de históricos.

Para obtener la información de manera física existe una impresora dedicada para ese fin lo más cerca posible de la consola de monitoreo.^[113]

5.2.4.3) Análisis de información.

Para el análisis de la información se toma ésta de las distintas bases de datos incluyendo la de respaldo la cual entrega históricos con estampa de tiempo, en programas amigables para el análisis como el Excel, según lo requiera el analista.

5.2.4.3.1) Supervisión en tiempo real.

Esta se realiza mediante el sistema de adquisición de datos al cual está integrado el equipo de monitoreo, consiste en observar alarmas y estados del equipo en tiempo real que son anunciadas mediante sonidos y colores en los despliegues del operador.

a.- Las alarmas son activadas cuando sobrepasan valores previamente indicados en la programación del sistema de monitoreo.

b.- Las posiciones del equipo primario son representadas por colores en el despliegue del operador, conjuntamente con parámetros eléctricos variables en el tiempo como la corriente y los flujos de potencia para asegurar su posición actual.

c.- Las alarmas del sistema de protección del transformador también pueden ser incluidas en este sistema mediante la recolección de sus señales digitales en el tablero de servicio de la subestación y ser presentadas con sonidos específicos y mensajes en el despliegue del operador.^[74]

5.2.4.3.2) Análisis fuera de línea o posterior a la operación.

Es la parte esencial del monitoreo para precautelar la vida útil del transformador, debido a que en tiempo real no se puede observar muy claramente sus tendencias, en este análisis se puede verlos en un periodo considerable de tiempo pudiendo de esta manera observar sus leves cambios.^[74]

[74] *Transmission and Distribution World (Revista Técnica)*

[118] *Manual de Operación de subestaciones del Centro de control de distribución CNEI Santo Domingo.*

5.2.4.3.3) Manual de operación

Los resultados del análisis de tendencias y valores de alarma deben estar muy bien definidos en este manual que conjuntamente con indicaciones y procedimientos de acción y comunicación al entorno de operación, deben dar como resultado la correcta toma de acciones para impedir el daño del equipo monitoreado.^[118]

Todo centro de control cuenta con su manual de operación en el que se establecen las directrices de acción frente a distintos eventos. Es desarrollado por los operadores del sistema y nunca existe una versión definitiva debido a que cada vez se lo puede ir mejorando de acuerdo a la experiencia de la operación.

5.2.4.3.4) Decisiones.

Para tomar decisiones es necesario que a más de los datos técnicos recolectados por el sistema de monitoreo, se los puedan discutir entre los técnicos que realizan la programación de mantenimientos, los mantenimientos y pruebas en el campo y los analistas de confiabilidad del sistema, para llegar a acuerdos que no pongan en riesgo la continuidad de servicio eléctrico, la seguridad del personas y la calidad de servicio.

Para un operador el procedimiento a seguirse es.

- a.- Indicio de aparición de tendencia.
- b.- Alarma.
- c.- Informe a supervisor de operación.
- d.- Toma de acción especificada en manual de operación.
- e.- Entrega de acciones a tomar por parte del supervisor de operación hacia el operador.
- f.- Análisis y toma de decisiones.
- g.- Aprobación de Jefatura de operación.
- h.- Realización de trabajos.

5.2.4.4) Métodos para evitar la falla de equipos de monitoreo.

a.- Para la gestión del equipamiento se han desarrollados herramientas informáticas dirigidas principalmente a la comunicación debido a que es lo primero que se pierde cuando el equipo comienza a fallar, para el caso de este sistema de monitoreo, se puede implementar un programa de gestión de comunicaciones que como función principal monitoree las comunicaciones de los

equipos y los enlaces de comunicación entre los equipos en las subestaciones el sistema de comunicación de radio enlace y la recepción de la información en el servidor del sistema de adquisición de datos.

b.- Los equipos deben operar bajo condiciones ambientales controladas, lo que se quiere decir es que no pueden ser colocados a la intemperie o en algún sitio improvisado en el transformador. Estos necesitan de un rack que ofrezcan protección contra agentes ambientales, temperatura constante menor a 25 °C, una distribución, señalización correcta del cableado y seguridades al acceso de personal no autorizado, con esto aseguramos que el equipo no fallara debido a estos factores.

c.- Es muy necesario supervisar al sistema de monitoreo mediante inspecciones periódicas en un tiempo prudente, realizando sobre todo limpieza ya que el equipo tiene como característica la no necesidad de mantenimiento por un tiempo largo de operación alrededor de 5 años.

d.- Las mediciones de parámetros del sistema de monitoreo deben ser corroboradas por un sistema periódico de mediciones con métodos no invasivos, así aseguramos un porcentaje de exactitud alto.

e.- Todo la actividad realizada en los equipos ya sea por inspección o mantenimiento debe llevarse a cabo, mediante un registro de órdenes de trabajo, de esta manera se tendrá un historial que podrá detectar malas prácticas, errores o evitar la repetición de trabajos.

5.3) ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN.

La realidad del sector eléctrico, es similar a cualquier sector de producción. Es requerido el uso eficientemente de los activos, por lo que la protección, el mantenimiento y el control, son dirigidos como parte importante del negocio, para mantener la disponibilidad de los activos y calidad del sistema.

La operación correcta de estos activos constituye el negocio de cualquier empresa eléctrica, más aún cuando se toman decisiones oportunas para evitar las salidas de las instalaciones y equipos de manera no programada. Por lo que la ingeniería debe enfocarse en darle una visión a las empresas, tomando en cuenta las actividades de planificación, monitoreo y protección, desarrollando técnicas proactivas que permitan mantener e incrementar la confiabilidad de los equipos y la fiabilidad funcional en el sistema.^[79]

5.3.1) ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN TÉCNICA.

Con mucha frecuencia, aparece la pregunta del porqué invertir tiempo, recursos y capital humano para monitorear señales que no son importantes para la operación del SEP, si en los mantenimientos programados es poco probable que cambien los valores de medición. Esta aseveración hace la diferencia, debido a que pueden existir fallos en formación o en sus primeras etapas, localizadas por el análisis de tendencias en sus históricos, ahorrando gran cantidad de tiempo y dinero, al evitar que el transformador sea afectado o destruido por fallas.

En teoría un transformador es una máquina que tiene una vida útil “casi eterna”, sin embargo, a partir de estudios recientes de empresas aseguradoras del Brasil (Treetech), se ha demostrado que la edad media para los transformadores en general, es del orden de los 25-30 años. Durante este lapso los transformadores se encuentran sometidos a diferentes estados de carga y condiciones transitorias, que influyen en el grado de envejecimiento de los sistemas de aislamiento.^[112]



Figura 5.23. Extensión de vida Útil según experiencia de monitoreo.^[112]

Se sabe que al implementar el monitoreo para la gestión del mantenimiento, se logra no solo precautelar la vida útil del equipo, sino también extenderla al menos unos años más, según CIGRE, ese tiempo de extensión mas la certeza de seguridad que adquiere el sistema, son causa suficiente para la implementación.

5.3.1.1) Análisis de órdenes de trabajo (OT) en los transformadores de CELEC-EP-TRANSELECTRIC, en el año 2010.

Al tener un registro continuo del comportamiento del equipo es posible reducir los costos del mantenimiento programado en fechas fijas, permitiendo optimizar recursos y no efectuar mantenimientos innecesarios. Después de analizar las órdenes de trabajo que relacionan al transformador, realizadas por la Gerencia de

[79] JUAN ASTUDILLO, "Análisis Técnico económico para la reparación o reemplazo de

[112] Presentación del sistema de monitoreo Treetech (Quito enero 2010),

Operación y Mantenimiento en el año 2010 (Anexo 4), se observa que para nuestro caso el mayor porcentaje de órdenes de trabajo se refieren a Mantenimientos Programados 38,69%.

Item	Color de análisis	Descripción OT	% de OT relacionadas
1	amarillo	Aceite y Humedad	12,56
2	morado	Bushing	9,05
3	rojo	Temperatura	11,06
4		Pruebas Eléctricas	10,55
5	celeste	Mantenimiento programado	38,69
6	verde	Cambiador tomas	7,04
7		Otros	11,06
TOTAL			100,00

Tabla V.XIII. Identificación y porcentajes de órdenes de trabajo

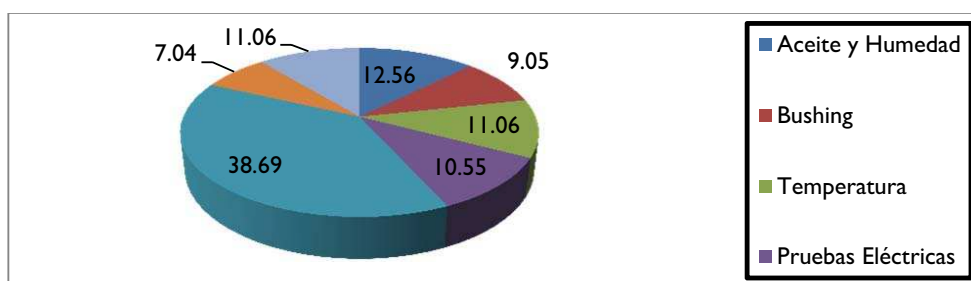


Figura 5.24. Porcentajes de órdenes de trabajo.

De acuerdo a las características anotadas del equipamiento en presentaciones del sistema de monitoreo Treotech (Quito enero 2010).^[112] Éstos reducirán los porcentajes de órdenes de trabajo en un 40% anual, debido a que el porcentaje de pruebas del sistema de enfriamiento, medición de temperatura, bushings, pruebas eléctricas aislamiento interno, cambiador de tomas y mantenimiento programado, podrá decrecer mayormente a causa que el equipo de monitoreo tomará esos roles y los aplazará, generando datos en tiempo real. Esta aseveración es corroborada con el análisis de las órdenes de trabajo del año 2010, en las cuales intervienen el aislamiento interno, externo de transformadores de potencia y cambiadores de tomas en todo el SNT con un 76.39%, siendo esta la suma de los porcentajes de la tabla V.XIII y considerando que la responsabilidad en los primeros años de los equipos de monitoreo estará a la mitad de su importancia se obtiene el 40% (anunciado por los proveedores) del costo de las órdenes de trabajo, tomado como referencia el costo de un mantenimiento programado promedio completo para un transformador de potencia.^[112]

5.3.1.2) Análisis de costo de mantenimientos programados por tiempo.

La técnica de mantenimientos por tiempo, imposibilita la reacción durante los inicios o formación de fallas en sus primeras etapas, haciendo que los equipos sufran daño o inclusive se destruyan. La consideración más importante es el gran costo de realización de estos mantenimientos, por esto han aparecido los sistemas de monitoreo en línea que primero, dan la posibilidad de conocer como se encuentra el equipo y ganar tiempo de reacción, segundo permite con datos técnicos retrasar o adelantar mantenimientos programados, pudiendo el equipo de monitoreo arrojar una fecha de realización, sustentado en sus datos o inclusive reemplazar mediciones offline, lo cual según los proveedores de estos sistemas, reducen los costos de mantenimiento en un 10% anual de los mantenimientos programados, haciendo que la inversión del equipo se recupere en un par de años.^[112]

Se observa que el porcentaje de pruebas eléctricas sumada a mantenimientos programados es 49,24%, en la tabla V.XIII y con una responsabilidad del 30% el primer año se llega claramente al porcentaje de reducción anunciado por el proveedor del sistema de monitoreo.

5.3.1.3) Costo por energía no suministrada.

El CONELEC, se encuentra realizando una consultoría que entre otros resultados permitirá construir la matriz de valores de costos de energía no suministrada para nuestro país. Se prevé tener los resultados a finales del 2011.

Mientras se desarrolla la citada consultoría, la dirección de planificación del CONELEC, ha realizado un estudio que contempla una estimación referencial en el Ecuador, para ser utilizado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del Sistema Nacional Interconectado, mismo que fue aprobado por el directorio del CONELEC el jueves 14 de abril del 2011, mediante resolución N°025/11. El valor aprobado del costo de energía no suministrada a nivel nacional es 1,15 USD/kWh o 47,91USD/MWdia. Teniendo esta referencia es posible estimar la pérdida económica que resulta de la salida de servicio de un transformador de gran potencia.

5.3.1.4) Beneficios de implementación.

A continuación se enumera los principales y más visibles resultados en el inicio del monitoreo.

- a.- La reducción de órdenes de trabajo para revisión del equipamiento de medición de temperatura, sistema de enfriamiento, intercambiadores de tomas y bushings del transformador en, según 5.3.1.2).
- b.- La no necesidad de contratar pruebas para análisis de aceite de manera anual, tan solo si existiera registros que hagan tomar al analista la decisión de pasar de un monitoreo cualitativo a cuantitativo, según 5.3.1.2).
- d.- Aplazamiento de mantenimientos programados de transformadores, según 5.3.1.3).
- e.- Ahorro de rubro por energía no suministrada según 5.3.1.3).
- f.- Aumento de la vida útil del transformador de potencia.
- g.- Manejo del mantenimiento basado en parámetros técnicos.

5.3.2) ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN ECONÓMICA.

Para el análisis se tomará el ahorro que genera el sistema de monitoreo a CELEC EP TRANSELECTRIC, como el beneficio principal.^[110]

5.3.2.1) Cuantificación de beneficios de implementación.

5.3.2.1.1) *Cuantificación de orden de trabajo para mantenimientos programados a transformadores de potencia.*

La cuantificación es aproximada, depende de varios factores como la posición geográfica de las subestaciones, la complejidad y número de las pruebas, eventos de terceros, etc., se utilizó información entregada por la Gerencia de Operación y Mantenimiento.

ITEMs	Cuantificación \$
Sueldo de técnicos	550
Viáticos de técnicos	900
Transporte de Técnicos	300
Transporte del equipo de prueba	500
Utilización de equipo de prueba	1500
Utilización de recursos de la subestación	400
Materiales utilizados	250
Análisis y entrega de resultados	800
Contratación de personal para mantenimiento eléctrico	1200
Contratación de personal para mantenimiento mecánico	1500
Materiales utilizados en el mantenimiento	600
TOTAL	8500

Tabla V.XIV. Cuantificación de orden de trabajo promedio.

Para las pruebas en un mantenimiento programado es necesario un periodo de 3 días laborables y dos técnicos para que realicen las pruebas, a más de ello personal en número de 3 para realizar el mantenimiento mecánico y eléctrico.

5.3.2.1.2) Cuantificación de análisis de aceite anual.

Distintos laboratorios ofrecen el servicio de análisis cromatográfico, gases disueltos y propiedades físico químicas, dependiendo de las características del análisis puede variar, pero como promedio estos análisis tienen un costo de alrededor de 600 dólares por muestra analizada, considerando el número de transformadores el costo final se hace significativo.

El monitoreo puede aplazar estas pruebas debido a que éste entregará datos cualitativos para decisión de realización de estas pruebas. El porcentaje de reducción será del 12.56% del costo del mantenimiento promedio según tabla XIII.

5.3.2.1.3) Cuantificación de aplazamiento de vida útil de transformadores de potencia.

La experiencia de monitoreo en transformadores de potencia alrededor del mundo dan como resultado un aumento de la vida útil de alrededor de 10 años, por lo que en nuestro caso esto se traduce en una tasa de recuperación de la inversión por aplazamiento de la compra de equipo nuevo, estimada en un 1% anual del costo total del transformador de potencia monitoreado, según Treetech.

5.3.2.2) Tempo de vida útil, costo de operación y mantenimiento del monitoreo.

El sistema de monitoreo tiene una vida útil de funcionamiento de 7 años sin presentar problema y puede llegar hasta los 10 años con un afinamiento a los 5 años de funcionamiento ininterrumpido, el cual tiene un costo del 10% de la inversión inicial por sistema instalado, a más de ello se cuenta con asesoría técnica gratuita los dos primeros años de garantía y se puede asegurar los equipos con una prima que no excede el 5% del costo de la inversión total.^[112]

El análisis de los datos será realizado por los técnicos de operación, por lo que se ha estimado un costo anual por análisis de los datos del monitoreo de \$ 2200, este valor económico es una aproximación generada por la experiencia en la operación del sistema de monitoreo de transformadores de CNEL Santo Domingo.

5.3.2.3) Inversión.

A continuación un análisis económico de la inversión para la implementación del monitoreo, en porcentaje del costo de transformadores tomados como base.

Los costos de equipo se encuentran vigentes en las ofertas y catálogos del 2011.

Análisis de factibilidad Económica		COSTO REAL		COSTO PROYECTADO			
Características Técnicas		Transformador Trifásico , 69 kV, 13,8 kV, 2.5/5 MVA, 2 Devanado(s), No , 3 Fase(s), 0-1000 msnm	Transformador Trifásico , 69 kV, 13,8 kV, 12.5/15 MVA, 2 Devanado(s), No , 3 Fase(s), 0-1000 msnm	Autotransformador, 138 kV, 69 kV, 13,8 kV, 60/80/100 MVA, 18/24/30 MVA, Con cambiador de tomas	Autotransformador, 230 kV, 138 KV, 13,8 kV, 135/180/225 MVA, 45/60/75 MVA sin cambiador de tomas		
TRANSFORMADOR		5 MVA	15 MVA	100 MVA	225 MVA		
COSTO PROMEDIO UNITARIO		\$ 225.410,50	\$ 395.420,70	\$ 1.382.654,38	\$ 1.586.955,08		
Equipo seleccionado	ION 7650 multifuncional	\$ 6.000,00	\$ 6.000,00	Proyección de implementación CELEC EP TRANSELECTRIC, en Transformador 225 MVA CHINT ELECTRIC Subestación San Gregorio Manabí.			
	ETM 505 Temperatura	\$ 5.600,00	\$ 5.600,00				
Implementación	Material de instalación	\$ 800,00	\$ 800,00				
	Servicio de Instalación	\$ 900,00	\$ 900,00				
	Servicio de Ingeniería	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00				
	Supervisión y fiscalización	\$ 700,00	\$ 700,00				
	Imprevistos y terceros	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00				
TOTAL	INVERSION POR TRANSFORMADOR	\$ 16.000,00	\$ 16.000,00				
BUSHING	Capacitancia y factor de potencia					\$ 5.300,00	\$ 5.300,00
ACIETE, BOBINADOS Y CAMBIADOR DE TOMAS	Temperatura					\$ 10.200,00	\$ 10.200,00
ACEITE	Humedad y gases			\$ 7.800,00	\$ 7.800,00		
Implementación	Material de instalación	Implementación en CNEL Santo Domingo		\$ 5.800,00	\$ 5.800,00		
	Servicio de Instalación			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00		
	Servicio de Ingeniería			\$ 3.000,00	\$ 3.000,00		
	Supervisión y fiscalización			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00		
	Imprevistos y terceros			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00		
TOTAL	INVERSION POR TRANSFORMADOR			\$ 38.100,00	\$ 38.100,00		
		% DE INVERSION FRENTE A COSTO DEL EQUIPO		% DE INVERSION FRENTE A COSTO DEL EQUIPO			
		7,10	4,05	2,75	2,41		

Tabla V.XV. Porcentaje de inversión de implementación de monitoreo.

5.3.2.3.1) Consideraciones de inversión.

Se puede observar claramente el comportamiento de la inversión de acuerdo al costo total del transformador de potencia:

a.-La inversión representa un costo muy pequeño en comparación al costo del transformador o de una reparación grande.

b.- Mientras más alto es el costo del transformador, el porcentaje de costo del equipo de monitoreo, frente al costo del transformador, se hace más pequeño, incluso considerando un número mayor de equipos instalados.

c.- El costo de inversión de uno de los módulos de un sistema de monitoreo para la gestión de su vida útil, no excede el 4% del costo total del transformador de potencia, según experiencia de aplicación en transformador de 12,5 MVA CNEL Santo Domingo. Lo cual sí representa una inversión inicial, pero en comparación al costo que se podría evitar por la pérdida total del equipo es insignificante.

5.3.2.3.2) Comunicación.

a.- Transmisión de datos por la red de CELEC EP TRANSELECTRIC de fibra óptica a través de un enlace E1. Este no representa costo adicional ya que la empresa posee los técnicos necesarios y los equipos ya en funcionamiento.

b.- La contratación del sistema de monitoreo que incluye un enlace GPRS propietario del proveedor donde solo recibiremos la información ya procesada vía internet. Esta opción viene como parte de un paquete completo para el monitoreo.

5.3.2.3.3) Sistema Informático.

a.- Se puede utilizar la plataforma EMS del sistema de monitoreo, integrando los equipos al sistema mediante programación, para lo cual se necesitará apoyo externo de los proveedores del sistema de adquisición de información, y para la generación de un despliegue nuevo con estos datos para su análisis.

Esta opción es la más óptima, debido a que se utilizará todos los recursos de la empresa, pero está sujeta a la opinión y aprobación de los proveedores.

b.- La contratación del servicio de monitoreo el cual entrega los datos procesados en un data center propietario del proveedor recibiendo los datos vía internet.

c.- La compra de un servidor informático y la plataforma de información o sistema SCADA para el monitoreo del transformador, con esto se tendrá un sistema independiente al de operación, también se podría en este servidor instalar los programas especialistas de cada equipo, pero aparecería la necesidad de un programa de transporte, gestión de información y base de datos, lo que representa una inversión adicional.

5.3.2.4) Factores de evaluación económica.

5.3.2.4.1) Valor actual neto (VAN).

Permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja a futuro, originados por una inversión. Su formulación es la siguiente.^[111]

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \right) \quad .^{[111]} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Dónde:

V_t : Representa los flujos de caja en cada periodo t.

I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversión.

n : Número de períodos considerado.

k : Tasa de renta fija utilizada:

k conocida también como tasa de interés, para nuestro caso como las inversiones del sector eléctrico las hace el estado ecuatoriano desde el mandato constitucional 15, k=12% entregado por el Banco Central del Ecuador.

El valor actual anual (VA), es el valor dentro de la sumatoria de la formulación del VAN, y sirve para ver el flujo de caja anual por separado.

$$VAN = \sum_{t=1}^n (VA - I_0) \quad [111] \quad (\text{Ec. 5.2})$$

$$VA_1 = \frac{V_{t1}}{(1+k)^t} \quad [111] \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Las consideraciones para toma de decisiones son las siguientes:

- a.- VAN > 0, tiene valor positivo implica que el proyecto puede ser rentable.
- b.- VAN= 0, El proyecto no agrega valor monetario, por encima de la rentabilidad exigida, la decisión deberá basarse en otros criterios.

5.3.2.4.2) Tasa interna de retorno (TIR)

Es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto. Se lo obtiene cuando el VAN toma un valor igual a 0. Su formulación es la siguiente

$$0 = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \right) \quad [111] \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Las consideraciones para toma de decisiones con este indicador es si $TIR > k$ el proyecto se considera rentable.

5.3.2.4.3) Relación Beneficio-Costo (B/C).

Se determina como la relación entre el total de inversión del proyecto I_0 , que representa el costo y el beneficio que es la sumatoria de los flujos de caja en todo el periodo de duración del proyecto que viene a ser el beneficio.

Si es mayor a uno se entiende que existirá ganancia en el proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VA}{I_0} \quad [111] \quad (\text{Ec. 5.4})$$

5.3.2.4.4) Tiempo de Recuperación.

La medida de conveniencia económica más elemental es el tiempo de recuperación de la inversión. Se lo obtiene cuando la sumatoria de los Valores

[111] Ingeniería Económica, Guillermo Baca Currea, octava edición, Bogotá Colombia.

presentes anuales igualan (VA) a la inversión inicial (I₀).

$$TR: I_0 \approx \sum VA \quad [111] \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Mientras menor tiempo se demore en recuperar la inversión con referencia al tiempo de vida útil del proyecto, más factible será el proyecto.

5.3.2.4.5) Metodología.

A continuación se presenta de manera ordenada toda la información necesaria para el cálculo de los indicadores en la tabla V.XVI. Recopilando toda la información del análisis de factibilidad tanto técnica como económica.

DATOS DE CÁLCULO				
Vida útil promedio Transformador	30	años	Equipo de medición IEDs	23.300
Vida útil con sistema de monitoreo	40	años	Material de Instalación	5.800
Costo promedio por mantenimiento	8500	\$	Servicio de instalación	2.000
Costo de Transformador de potencia	1390000	\$	Servicio de ingeniería	3.000
Número de mantenimientos en 10 años	2		Supervisión y fiscalización	2.000
Duración de mantenimiento programado	3	días	Imprevistos y terceros	2.000
MW promedio de operación Transformador	100	MW	INVERSION INICIAL	38.100
Rubro por energía no suministrada	47,91	\$/MWdía		
Costo por análisis de aceite	600	\$		

Egresos	Valor		Ingreso (Ahorro anual)	anual	Valor
Análisis de datos y Operación	2200	\$ anual	Aplazamiento de mantenimiento programado	10%	1700
Mantenimiento en 5 años	3.810,00	\$ total	Prolongación de la vida útil del transformador	1%	1390
Prima de aseguramiento	1.905,00	\$ total	Ahorro por energía no suministrada	-	79,85
			Reducción de órdenes de trabajo	40%	6800
			Reducción de pruebas al aceite	13%	376,8
					10.346,5

Tabla V.XVI. Datos para cálculo de indicadores.

5.3.2.4.5.1) Cálculo del VAN.

Se aplica la formulación del VA (Ec. 5.3), y su sumatoria en el tiempo de duración del proyecto menos la inversión inicial será el VAN del proyecto,

$$VA_1 = 6.234,17$$

Los resultados del cálculo del VA se encuentran en la Tabla V.XVII. Flujo de caja

AÑO	INVERSION(I_0)	AHORRO ANUAL (AN)	EGRESOS ANUAL	FLUJO NETO (V_t)	VALOR PRESENTE ANUAL (VA)
0	- 38.100,00			- 38.100	- 38.100,00
1		10.346,65	- 4.105	6.242	6.234,17
2		10.346,65	- 2.200	8.147	8.127,13
3		10.346,65	- 2.200	8.147	8.117,39
4		10.346,65	- 2.200	8.147	8.107,66
5		10.346,65	- 6.010	4.337	4.310,72
6		10.346,65	- 2.200	8.147	8.088,24
7		10.346,65	- 2.200	8.147	8.078,55
8		10.346,65	- 2.200	8.147	8.068,86
9		10.346,65	- 2.200	8.147	8.059,19
10		10.346,65	- 2.200	8.147	8.049,53
	sumatorias	103.466,50	- 27.715,00	75.751,50	75.241,45

Tabla V.XVII. Flujo de caja.

Aplicamos a Ec.5.2 y obtenemos el valor del VAN del proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n (VA - I_0) = 75.241,45 - 38.100,00$$

$$VAN = 37.141,45$$

5.3.2.4.5.2) Cálculo del TIR.

Al tener el valor calculado del VAN se utilizar la formulación del TIR y se encuentra su valor para los años de duración del proyecto (Ec.5.3).

$$TIR = 14.35\%$$

5.3.2.4.5.3) Cálculo del Beneficio-Costo.

El beneficio costo se calcula aplicando la formulación (Ec.5.4).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VA}{I_0} = \frac{75.241,45}{38.100,00}$$

$$B/C = 1,97$$

Se puede notar claramente que en el flujo de caja neto de los primeros 4 años se recupera el valor de la inversión inicial.

5.3.2.4.5.3) Cálculo del Tiempo de Recuperación.

Si aplicamos la condición enmarcada en la formulación (Ec.5.5), sumamos los VA de los 5 primeros años del flujo de caja y se observa que se recupera la inversión inicial en ese periodo de tiempo.

$$I_0 \approx \sum VA$$

$$38.100,00 \approx 38.586,35$$

5.3.2.4.6) Análisis de Resultados.

INDICADORES ECONÓMICOS		
TIR	14,35%	TIR > k
VAN	37.141,45	VAN > 0
RELACIÓN B/C	1,97	B/C > 1

Tabla V.XVIII. Indicadores económicos.

Según los resultados de la factibilidad económica, el proyecto es muy viable económicamente, ya que cumple con todos los requisitos evaluados.

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1) CONCLUSIONES.

6.1.1) Para realizar un análisis del sistema de aislamiento del transformador de potencia, es necesario caracterizarlo en sus partes, con el fin de detectar las necesidades específicas de monitoreo, protección y las características eléctricas, químicas, físicas, etc., de los dieléctricos que los componen.

6.1.2) Se puede analizar las tendencias de los parámetros monitoreados, sólo si se entiende el comportamiento de los dieléctricos en presencia de los factores que los degradan. Dando como resultado la identificación de las consecuencias y productos de la degradación de los dieléctricos en el sistema de aislamiento.

6.1.3) Los resultados de las pruebas de rutina bajo la norma adecuada, entregan información necesaria para la implementación y selección de valores de referencia iniciales en el sistema monitoreo.

6.1.4) Las pruebas de rutina entregan valores absolutos entre periodos de tiempo muy largos, dándose la posibilidad de generación de fallas en sus etapas iniciales que podrían dañar seriamente al equipo, si no se toman las medidas correctivas a tiempo.

6.1.5) Las pruebas que se realizan al transformador fuera de línea, al momento de la aceptación en el sitio de instalación, dan un resultado veraz de la condición del transformador antes de su energización. Al comparar éstos con los realizados en fábrica, se puede observar posibles cambios ocurridos en su trayecto al sitio, como daño en su estructura y contaminación, pero de allí en adelante son solo referentes, y pueden cambiar en el tiempo de acuerdo a la forma de operación a la cual se someta al equipo como: niveles de cargabilidad, fallas externas del sistema, etc.

6.1.6) El sistema de monitoreo entrega mediciones en tiempo real para la supervisión, guardándolos en una base de datos que dependiendo de las aplicaciones del usuario puede variar de mili segundos a segundos y minutos,

generando históricos para el análisis de tendencias, las cuales muestran un comportamiento que puede anunciar la presencia de una falla.

6.1.7) Un sistema de monitoreo no puede ser el mismo para todos los transformadores en un sistema eléctrico. Depende mucho de las necesidades del sistema al que está sirviendo (importancia y posición geográfica de transformador) y del grado de inversión económica que esté dispuesto a suplir la empresa.

6.1.8) Los datos arrojados por el sistema de monitoreo aplicado en CNEL Santo Domingo, permitieron entender claramente el manejo que se debe tener con esta información. Ésta ocasionó cambios en la administración de los activos y políticas de la empresa, debido a la aplicación de tecnología de punta, mejora del nivel de conocimiento de sus técnicos y generación de estudios nuevos, influyendo claramente en las decisiones de las direcciones Comercial, Técnica y de Planificación, mejorando en gran manera los niveles de calidad del sistema eléctrico de distribución e imagen de la empresa.

6.1.9) La temperatura es el parámetro principal para la demostración del estado del aislamiento interno, cambios de 10° C en el periodo de tiempos de minutos son la indicación de posibles indicios de fallas, esto se constató en la experiencia de aplicación del sistema de monitoreo donde el transformador de la S/E Rocío presentó estos cambios de temperatura en periodos donde no existe demanda máxima, siendo su cargabilidad del 40%. Por causa de los datos entregados por el monitoreo de temperaturas se procedió a la contratación de una análisis cromatográfico del aceite, en el cual se constata la presencia de una falla mediante la generación de gases combustibles en un porcentaje anormal, pero que permiten aún la operación del equipo sin riesgo de falla catastrófica, Se planificó el cambio del transformador para su reparación en un futuro próximo.

6.1.10) Mediante el monitoreo de la temperatura de los bobinados y aceite de los transformadores de CNEL Santo Domingo, se corroboró la necesidad de transferir carga de transformadores, que antes de estos análisis se consideraban que operaban sin sobrecarga pero cerca de sus valores nominales, es el caso del transformador de la S/E Quevedo y Valle Hermoso, con temperaturas que bordean los 85°C a demanda máxima.

6.1.11) Debido a los buenos resultados arrojados por el monitoreo de temperatura de bobinados, se aprobó la compra de equipos que realicen el análisis físico químico y la cromatografía del aceite en tiempo real, aumentando así un módulo adicional al sistema de monitoreo, que permitirá aumentar la confiabilidad de los datos arrojados por el monitoreo y retrasar o eliminar la contratación anual de análisis del aceite de los transformadores de CNEL Santo Domingo.

6.1.12) Los datos en tiempo real recolectados y la estructura del sistema de monitoreo (control, protección y comunicación) de la experiencia de aplicación servirán de referencia cuando se implemente el sistema de monitoreo en los transformadores de mayor potencia de CELEC-EP TRANSELECTRIC.

6.1.13) La utilización de sistemas de monitoreo en línea para transformadores y equipo asociado de potencia trae diversos beneficios como: reducción de riesgo por fallas catastróficas, extensión de la vida útil, el aumento de disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de salidas por mantenimiento programado, la reducción de los costos de mantenimiento, la contratación de seguros, etc. Uno de los principales factores que contribuyeron para lo mencionado, es el empleo de tecnologías de punta, tales como la arquitectura de IEDs de monitoreo y control modular descentralizada y la transmisión inalámbrica de datos por la infraestructura de telefonía celular o por la red de información mundial.

6.1.14) Se están desarrollando más sistemas para conocer el estado del aislamiento en tiempo real, dejando de lado otros que por su grado de complejidad y costo, han llegado a ser ineficientes frente a los nuevos sistemas. Una muestra clara de este proceso, son los métodos no invasivos de medida de parámetros para la gestión del mantenimiento como: los ultrasonidos, las señales UHF, la termografía, etc., que desplazan a métodos de medición complejos como la detección eléctrica de descargas parciales, teniendo la misma o mayor confiabilidad en sus resultados de medición.

6.1.15) Los sistemas de monitoreo para la Gestión del Mantenimiento, si bien son muy parecidos en su estructura a los sistemas de monitoreo para la operación, se diferencian mucho en el tratamiento de sus datos y tomas de decisiones. Por un lado en la operación se toman datos con un muestreo de alrededor de milisegundo, mientras que para la gestión de mantenimiento el caso más crítico

toma muestras cada minuto, por lo que no necesita una supervisión tan profunda, pero el análisis de estos datos en un periodo de tiempo, los hacen imprescindibles, mediante éstos el analista puede adelantarse a los hechos y tomar las medidas correctivas, evitar fallas y gastos antes mencionados.

6.1.16) El análisis de factibilidad económica encuentra que el sistema de monitoreo es rentable y aplicable económicamente a todos los transformadores del sistema nacional de transmisión de energía. Mientras que el análisis de factibilidad técnica, arroja que el sistema de monitoreo es necesario para precautelar y supervisar al transformador, aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia y necesario por el cambio tecnológico.

6.2) RECOMENDACIONES.

6.2.1) La implementación de los distintos tipos de sistemas de monitoreo, no se la debe realizar tan solo por los costos de instalación, sino proyectando las necesidades del sistema y el valor que se ahorra cuando extendemos la vida útil del transformador

6.2.2) Para obtener los datos iniciales del sistema de monitoreo se recomienda la realización de las pruebas de rutina en los transformadores, antes de la implementación del monitoreo.

6.2.3) La aplicación del sistema de monitoreo, debe tener un estudio previo a la implementación, debido a que muchos transformadores no cuentan con las sondas necesarias para su instalación o pueden ser muy distintas a las que detecta el nuevo IED.

6.2.4) El avance e implementación de las nuevas tecnologías, equipo electrónico inteligente y supervisión en tiempo real, hacen necesario que las nuevas generaciones de profesionales, manejen técnicas de mantenimiento, diagnóstico de fallos, sistemas de comunicaciones, etc.

6.2.5) Se recomienda la adquisición de equipo de medición en línea no invasivo como: la termografía, medición de ondas de sonido o ultrasonido, señales UHF, cromatografía de aceite, etc. Para utilizarlos mediante un cronograma de mediciones en subestaciones que verifiquen los datos obtenidos por el sistema de monitoreo.

6.2.6) Las empresas eléctricas deben renovarse tecnológicamente, o pueden quedar rezagadas, perdiendo confiabilidad, calidad de servicio y con el tiempo deteriorar su imagen corporativa, por esto es recomendable cambiar los esquemas antiguos por otros más eficientes y modernos, como por ejemplo la planificación de mantenimientos en tiempo real.

6.2.7) Se recomienda la implementación del “Centro de Gestión del Mantenimiento”, el cual se encargaría de la supervisión en tiempo real del sistema para la preservación de la vida útil de los equipos primarios como el transformador de potencia en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, y podrá extenderse hasta ser un centro capaz de gestionar las actividades de protección, control y gestión de mantenimiento en tiempo real en el ámbito de transmisión de energía.

6.2.8) Para CELEC EP-TRANSELECTRIC, se recomienda un sistema de monitoreo de transformadores que cuente con las siguientes características:

- a.- Sistema de comunicación robusto y altamente confiable.
- b.- Estructura modular de implementación.
- c.- Sea de última generación tecnológica
- d.- Reaccione mediante tendencias de parámetros.
- e.- Realice monitoreo y control del equipo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Informes Técnicos.

- [73]. *CIGRE* (International Council on Large Electric Systems).
- [74]. *Transmission and Distribution World* (Revista Técnica)
- [75]. *Artec Ingenieria Mercosur*.
- [76]. *IEEE sección Mexico*.
- [77]. *TREETECH Sistemas Digitais Brasil*.
- [78]. *EDF energy*.
- [107]. México 2008 Acapulco CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2008
- [108]. México 2001 Irapuato CIGRÉ, Comité Mexicano BIENAL 2001
- [109]. XXII ERIAC. Décimo tercer encuentro iberoamericano de CIGRÉ 2009, Fox de Iguazú 2009 Brasil.
- [110]. 36th Annual Conference-Stockolm, 2003 International Association of Engineering Insurers "Analysis of Transformer Fialures"
- [112]. Presentación del sistema de monitoreo Treetech (Quito enero 2010),

Tesis.

- [79]. JUAN ASTUDILLO, "Análisis Técnico económico para la reparación o reemplazo de transformadores de potencia", Escuela Politécnica Nacional, Enero 2008.
- [80]. IVAN CALERO, "Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales", Escuela Politécnica Nacional, Julio 2008.
- [81]. MARITZA BACCA. "Caracterización de modelado de las perdidas en núcleos de acero al silicio empleados para la fabricación de pequeños transformadores y su relación con la temperatura de diseño" Universidad Nacional de Colombia, Febrero 2009.
- [82]. RICARDO LOPEZ, "Desarrollo de Modelos de Transformadores monofásicos y trifásicos con saturación, para el análisis de armónicos de potencia", Universidad Politécnica de Cataluña. Noviembre 2000.
- [83]. MONICA LARA, "Procedimiento de Puesta en servicio de una subestación de interconexión nacional a 230 kV", Escuela Politécnica Nacional, Diciembre 2006.

[84]. FEDERICO AVALOS, "Diagnostico de estado y control del Mantenimiento de los transformadores de la subestación 19 Cotocollao", Escuela Politécnica nacional, Julio 2008.

[85]. MILENA MAYORGA, "Sistema experto para el Diagnóstico preventivo de transformadores de potencia basado en el análisis fisicoquímico de aceites dieléctricos y cromatografía de gases", Universidad la Salle Bogota 2006.

[86]. JUAN NUÑEZ, "Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia", Escuela superior Politécnica del Litoral, Guayaquil 2004.

[87]. SANTIAGO MEDINA, Tesis "Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia, según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad", ESPOL Julio 2006.

NORMAS REVISADAS PARA LA INVESTIGACIÓN.

IEC Standards International Electrotechnical Commission.

[1]. IEC 60076-1 (2000). Power transformer- Part 1: General.

[2]. IEC 60076-2 (1993). Power transformer- Part 2: Temperature rise.

[3]. IEC 60076-3 (2000). Power transformer- Part 3: Insulation levels, dielectric test and external clearances.

[4]. IEC 60076-4 (draft). Guide to lightning impulse testing of power transformers.

[5]. IEC 60076-7 (2000). Loading guide for oil immersed power transformers.

[6]. IEC 60076-8 (1997). Power transformer- Part 8: Application guide.

[7]. IEC 60076-10 (2000). Power transformer- Part 10: Determination of sound levels.

[8]. IEC 60137 (1995). Bushings for alternating voltages above 1000V

[9]. IEC 60214 (1989). On load tap changers.

[10]. IEC 60345 (1991). Loading guide for oil immersed power transformers.

[11]. IEC 60542 (1976). Application guide for on load tap changers and Am. N°1(1988)

[16]. IEC 60050-421 (1990). International Electrotechnical Vocabulary.

[17]. IEC 60060-1 (1989). High-voltage test techniques Part 1: General definitions and test requirements

[18]. IEC 60060-2 (1994). High-voltage test techniques Part 2: Measuring systems.

- [19]. IEC 60060-3 (w.i.p). High-voltage test techniques Part 3: Definitions and requirements for on site test.
- [20]. IEC 60071-1 (1993). Insulations coordination Part 1: Definitions, principles and rules.
- [21]. IEC 60071-2 (1976). Insulations coordination Part 2: Application guide.
- [22]. IEC 60270 (2000). Partial discharge measurement.
- [23]. IEC 61083-1 (2001). Instruments and software used for measurements in high voltage test.
- [24]. IEC 61083-2 (1996). Instruments and software used for measurements in high voltage test. Part 2: Determination parameters.
- [25]. IEC 60076-10-1 (2001). Determinations of transformer and reactor sound level- User guide.
- [26]. IEC 60651 (2001). Sound level meters.
- [27]. IEC 61083-1 (2001). Digital recorders for measurements in high voltage impulse
- [28]. IEC 61181 (1993). Impregnated insulations materials- Application of dissolved gas analysis DGA.
- [29]. IEC 60052 (2002). Voltage Measurement by means of standard air gaps.
- [42]. IEC 60870-5-1 Transmission frame formats
- [43]. IEC 60870-5-101,2 Transmission Protocols in electric power system
- [44]. IEC 60870-5-103. "Protocolo de protección"
- [62] IEC 60060-1 Level of rain and humidity:
- [65] IEC 60137, Minimum value as per temperature.
- [66] IEC 60815 "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions", Pollution level.
- [69] IEC 61850-10 std. "Redes y sistemas de comunicación de subestaciones".
- [113] IEC 61968-1 Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management, Part 1 Architecture and general requirements.
- [114] IEC 61968-3 Aplicación integration at electric utilities System interfaces for distribution management Part 3 Interface for network operation.
- [115] M Duval "A Review of Faults Detectable by Gas-in- Oil Analysis in Transformers IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, no 3 pp8-17, 2002"

IEEE Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos/ ANSI American National Standards Institute.

- [30]. C57.12.00 (2000). ANSI/IEEE Standard General Requirements for liquid-immersed distributions, Power, and regulations transformers.
- [31]. C57.12.90 (1999). ANSI/IEEE Standard Test Code for liquid-immersed distribution, Power, and regulating transformers.
- [32]. C57.12.00 (2000). Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55° C or 65° C average winding rise (ANSI).
- [33]. Std 4 (1995). ANSI/IEEE Standard Techniques for high voltage testing.
- [34]. C57.12.80 (1978). IEEE Standard Terminology for Power and Distributions Transformers.
- [35]. C57.98 (1993). ANSI/IEEE Guide for Transformer impulse test.
- [36]. C57.113 (1991). ANSI/IEEE Guide for Partial discharge measurements in liquid.
- [37]. C57.123 (2002). ANSI/IEEE Guide for Transformer lost measurement.
- [38]. C57.98 (1993). ANSI/IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991.
- [39]. S1.4 (1983) American standard for sound level meters. (Reaff 1997) ISO standards.
- [40]. ISO 3746 (1995). Acoustics, Determinations of sound power levels of noise sources using sound pressure.
- [41] I ANSI/IEEE C37.91.2000. Guide for Protecting Power Transformers
- [14] ANSI/IEEE C57.106-1997 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil.
- [15] ANSI/IEEE estándar C62-1995 Prueba de humedad residual del aceite.
- [55] ANSI C57.12.80-1978, American National Standard Transformer Terminology
- [56] ANSI/IEEE Std 100-1977, Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms
- [57] ANSI/IEEE estándar C62-1995. Prueba de acidez del aceite.
- [58] ANSI / IEEE C57.12.30-1977 Requerimientos para cambiadores de tomas bajo carga para transformadores trifásicos de 230 kV hasta 100MVA.
- [60] ANSI/IEEE C57.121. Guide for acceptance and maintenance of less flammable hydrocarbon fluid in transformers.

- [61] ANSI/IEEE Std 1125-1993. Guide for Moisture Measurement and Control in SF6 Gas-Insulated Equipment.
- [63] ANSI/IEEE Std 1-1999, General Principles for Temperature Limits in the Rating of Electric Equipment.
- [64] ANSI/IEEE Std 101-1972, Guide for the Statistical Analysis of Thermal Life Test Data.
- [67] ANSI/IEEE C57.12.56-1986 Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Ventilated Power Transformers.
- [68] ANSI/IEEE Std 1283™-2004, Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories.
- [71] ANSI/IEEE Std 1159-1995. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality
- [72] ANSI/IEEE Latin American Transactions Vol 5, N°5, Septiembre 2007
Revisión del análisis de respuesta en frecuencia para evaluación de desplazamientos y deformaciones de devanados en transformadores de potencia
- [116] ANSI/IEEE Standard C57.104-1991. Guía para la interpretación de Gases generados en transformadores sumergidos en aceite
- [117] Códigos de interpretación de falla incipiente en Transformadores, utilizando el análisis de gases en el aceite, por RR CEGB Rogers, División de Transmisión, Guilford, Inglaterra. Circa 1995.^[117]

ASTM Standards (American Section of the International Association for Testing Materials).

- [45]. ASTM D971a; ASTM D2285-99: Tensión Interfacial
- [46]. ASTM D88-94; ASTM D445-01; ASTM D2161-93: Viscosidad
- [47]. ASTM D877-00 Aceites minerales
- [48]. ASTM D924-99c1: Factor de pérdidas, tgδ
- [49]. ASTM D2945-90; ASTM D3284-99; ASTM D3612-01: Contenido de gases
- [50]. ASTM D 1275-96a: Sulfuros corrosivos
- [51]. ASTM D664-01: Número de neutralización
- [52]. ASTM D2668-96: Contenido de inhibidor
- [53]. ASTM D1553-00: Contenido de humedad
- [54]. ASTM D5837-99: Compuestos furánicos

[59] ASTM E104-51 (R1971), Standard Recommended Practice for Maintaining Constant Relative Humidity by Means of Aqueous Solutions.

[70]. ASTM D1816-97: Rigidez dieléctrica

[12]. ASTM D974-02: Acidez de un aceite dieléctrico

[13]. ASTM D 3455-95, 2pp “Standard Test Methods for compatibility of construction Material with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin”

Libros.

[88] FITZGERALD, A.E., “Electric Machinery”, Third Edition, McGraw-Hill, New York, 1971.

[89] JOHN J. GRAINGER Y WILLIAN D. STEVENSON. “Análisis de sistemas de Potencia”. McGraw-Hill 1996.

[90] SEIJAS Z., FÉLIX L. Investigación por muestreo. División de Publicaciones. Caracas. 1981

[91] WESTINGHOUS E ELECTRIC CORPORATION. Electric Utility Engineering Reference . Westinghouse. USA 1965.

[92] GENERAL ELECTRIC. Data Books. General Electric. USA 1967.

[93] ABB DATA BOOKS, “Testing of Power Transformers”, Routine Tests, Type tests and Special tests 1996.

[94] IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, “ Partial Discharge Theory and Technologies Related to Medium – Voltage Electrical Equipment”, Vol. 37 No 1 Jan./February 2001.

[95] SABINO, CARLOS A., Cómo hacer una tesis y elaborar todo tipo de escritos, Ed. Lumen / HVmanitas, Argentina, 1998.

[96] VON HIPPEL, ARTHUR R., Dielectric Materials and Applications, Ed. The Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, 1954.

[111] Ingeniería Económica, Guillermo Baca Currea, octava edición, Bogotá Colombia.

Manuales.

[97] “DL/T 911-2004. Análisis de respuesta de frecuencia sobre la deformación de bobinados de transformadores de potencia, diciembre 2000.

[98] Equipo de Mediciones. Doble, General Electric, Areva, etc.

[99] Transformadores y equipo relacionado Subestación San Gregorio y Santa Rosa.

[100] ABB. "Transformer bushings, type GOB"

[101] LUIS TAPIA, "Operación de Subestaciones " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

[102] IVAN CALERO, "Protecciones Eléctricas " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

[103] PAUL AYORA, "Diseño de Alto Voltaje " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2009.

[104] LUIS RUALES, "Confiabilidad de Sistemas eléctricos de potencia " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2008.

[105] GABRIEL ARGUELLO, "Operación de Sistemas eléctricos de potencia " Apuntes de Clase Escuela Politécnica Nacional 2008.

[118] Manual de Operación de subestaciones del Centro de control de distribución CNEL Santo Domingo.

[106] **Páginas Electrónicas Visitadas.**

<http://www.abb.com>

<http://www.phoenixcontact.es>

<http://www.generalelectric.com>

<http://es.wikipedia.org>

<http://www.cigre.org>

<http://www.treetech.org>

<http://www.drilco.net>

<http://www.areva.org>

<http://www.doble.com>

<http://inducor.utnlat.com.ar/articulostecnicos>

<http://www.frm.utn.edu>

<http://www.bibdigital.epn.edu.ec>

<http://www.Cenace.org.ec>

<http://www.Conelec.com.ec>

<http://www.Transelectric.com.ec>

ANEXOS

A.1.- PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DE TRANSFORMADOR CHINO SUBESTACIÓN SAN GREGORIO PORTOVIEJO MANABÍ.

CELEC EP-TRANSELECTRIC. Adquirió un transformador como parte del equipamiento de la nueva subestación de energía San Gregorio Portoviejo Manabí, con el fin de mejorar el servicio eléctrico de la zona.

Un grupo de técnicos de la Gerencia de Operación y Mantenimiento conjuntamente con el autor de esta investigación, se trasladaron a esta subestación (enero 2010) con el fin de realizar las pruebas al equipo primario de los patios de 138 y 230 kV y por medio de ellas aceptar dicho equipo ya instalados en el sitio de operación presenciando su montaje electromecánico.

Las pruebas realizadas al transformador son las siguientes.

- 1.- Resistencia de aislamiento ATT- 3ϕ
- 2.- Resistencia óhmica de devanados
- 3.- Factor de potencia de devanados
- 4.- Factor de potencia del aceite dieléctrico
- 5.- Capacitancia en los bushings C1
- 7.- Reactancia de dispersión.
- 8.- Corriente de excitación
- 9.- Relación de transformación
- 11.- Análisis de respuesta de frecuencia
- 12.- Pruebas aplicadas a termómetros del transformador.

La realización de estas pruebas en el campo fue de gran ayuda para el investigador, debido a que fue la aplicación práctica en la investigación.



S/E SAN GREGORIO

PRUEBAS ELÉCTRICAS EN
AUTOTRANSFORMADOR ATT-3Ø

ENERO/2010
RECEPCIÓN



PRUEBAS ELÉCTRICAS

AUTO-TRANSFORMADOR-3Ø

ATT-3Ø

**CHINT ELECTRIC. CO. LDT.
No. 1ZDB300000 P-145**

**230/138/13.8 KV
225/225/75**

**S/E SAN GREGORIO
CELEC-EP TRANSELECTRIC**

ENERO 2010

Realizado por:	Ing. Jimmy Medina R	Aprobado por:	Ing. Marcelo López C.
DEPARTAMENTO. SERVICIOS ESPECIALIZADOS MANTENIMIENTO SUBESTACIONES.		CELEC-EP TRANSELECTRIC.	



S/E SAN GREGORIO

**PRUEBAS ELÉCTRICAS EN
AUTOTRANSFORMADOR ATT-3Ø**

**ENERO/2010
RECEPCIÓN**

PRUEBAS ELÉCTRICAS EN AUTO-TRANSFORMADOR-3Ø ATT-3Ø

**CHINT ELECTRIC. CO. LDT.
No. 1ZDB300000 P-145 230/138/13.8 KV**

S/E SAN GREGORIO

PRUEBAS REALIZADAS:

- 1.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ATT-3Ø**
- 2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE PARARRAYOS**
- 3.- RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS**
- 4.- FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS**
- 5.- FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE DIELECTRICO**
- 6.- CAPACITANCIA EN LOS BUSHINGS C1**
- 7.- FACTOR DE POTENCIA DE LOS PARARRAYOS**
- 8.- REACTANCIA DE DISPERSIÓN.**
- 9.- CORRIENTE DE EXCITACIÓN**
- 10.- RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**
- 11.- RELACION, POLARIDAD Y CURVAS DE SATURACIÓN DE TC'S TIPO BUSHINGS.**
- 12.- ANÁLISIS DE RESPUESTA DE FRECUENCIA**
- 13.- PRUEBAS APLICADAS A TERMÓMETROS DE INSTRUMENTACIÓN.**

CELEC-EP TRANSELECTRIC

ENERO 2010

Realizado por: Ing. Jimmy Medina R	Aprobado por: Ing. Marcelo López C.
DEPARTAMENTO. SERVICIOS ESPECIALIZADOS MANTENIMIENTO SUBESTACIONES.	CELEC-EP TRANSELECTRIC.

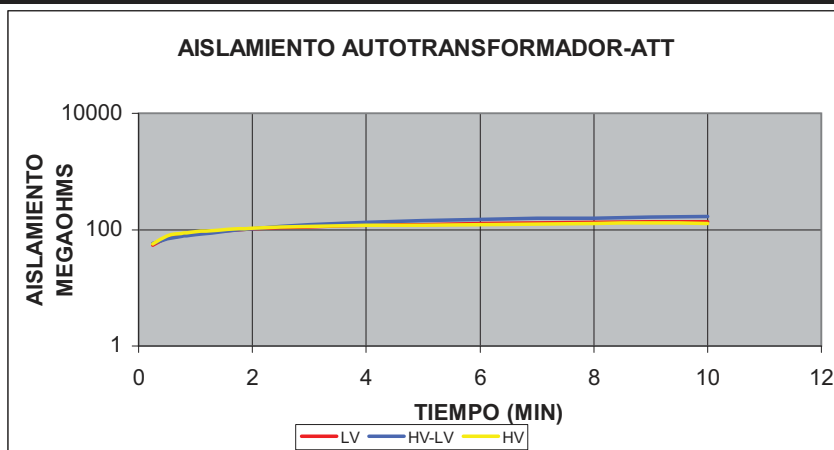
PRUEBA ELÉCTRICA: MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA: S/E SAN GREGORIO
 OT: 31034
 INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA: MEGGER-BM-25

FECHA:	19-ene-10
TEMP AMB:	30.2 °C
TEMP ACEITE:	33 °C
TEMP:	33 °C
BOBINADO:	
%HR:	48%
AMBIENTE:	SOLEADO

DATOS DEL EQUIPO A PROBAR	
EQUIPO PROBADO:	AUTOTRANSFORMADOR
ID EQUIPO:	ATT
MARCA:	CHINT ELECTRIC
CLASE/TIPO:	ONAN/ONAF 1/ONAF2
SERIE:	1ZDB300000P-145
TIPO DE CONEXIÓN:	Y-Y-D
VOLTAJE:	230/138/13.8 KV
CAPACIDAD:	225/225/75MVA
Nº FASES:	TRIFASICO

PRUEBA Nº	1		2		3	
VDC	5000		5000		5000	
A LINEA	ALTA (H-L-H0X0)		BAJA (T)		ALTA (H-L-H0X0)	
A GUARDA	TIERRA		ALTA		BAJA	
A TIERRA	BAJA(T)		TIERRA		TIERRA	
TIEMPO (MIN)	GYGAOHMS		GYGAOHMS		GYGAOHMS	
	MEDIDO	VALOR CORREGIDO A 20° C	MEDIDO	VALOR CORREGIDO A 20° C	MEDIDO	VALOR CORREGIDO A 20° C
0.25	57.5	113.85	54	106.92	57	112.86
0.5	69.5	137.61	71	140.58	78	154.44
0.75	76.5	151.47	79	156.42	86.5	171.27
1	82.8	163.944	86.5	171.27	93	184.14
2	104	205.92	104	205.92	105	207.90
3	121	239.58	112	221.76	114	225.72
4	135	267.3	119	235.62	118	233.64
5	144	285.12	121	239.58	120	237.60
6	150	297	127	251.46	122	241.56
7	156	308.88	131	259.38	126	249.48
8	159	314.82	134	265.32	128	253.44
9	163	322.74	136	269.28	130	257.40
10	168	332.64	138	273.24	129	255.42
INDICE DE ABSORCIÓN	1.19	1.19	1.22	1.22	1.19	1.19
INDICE DE POLARIZACIÓN	2.03	2.03	1.60	1.60	1.39	1.39



CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO

NUEVO:	X	BUENO:	MALO
--------	---	--------	------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

PRUEBAS DE RECEPCIÓN (PREVIO A ENERGIZACION DE EQUIPO)	EJECUTADO POR:	ING. JIMMY MEDINA R.
	APROBADO	ING. MARCELO LÓPEZ



MEDIDA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

LOCALIZACION DE LA PRUEBA:		S/E SAN GREGORIO	
EQUIPO:	UTOTRAFO TRIFASICO	N° FASES:	3 (TRIFÁSICO)
ID-EQUIPO:	TRAFO-TRIFASICO	CAPACIDAD:	225/225/75 MVA
No. SERIE:	1ZDB300000P-145	CLASE:	ONAN/ONAF/ONAF 2
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TENSION:	230/138/13.8 kV
CONEXIÓN:	Y-Y-D		

FECHA:	19-ene-10
TEMP. AMBIENTE:	32 °C
TEMP. ACEITE:	29 °C
TEMP. DEVANADO H:	28 °C
TEMP. DEVANADO X:	30 °C
TEMP. DEVANADO Y:	29 °C
%HR:	56%
AMBIENTE:	SOLEADO

POSICIÓN	DEVANADO DE ALTA TENSION		(75 °C)		DEVANADO DE ALTA TENSION		(75 °C)	
	H1-H0X0		OHMS	°C	H2-H0X0		OHMS	°C
	OHMS	K75			OHMS	K75		
1	0.401	1.1790	0.473	28	0.400	1.1790	0.472	28
2	0.390	1.1790	0.460	28	0.389	1.1790	0.459	28
3	0.379	1.1790	0.447	28	0.378	1.1790	0.446	28
4	0.390	1.1790	0.460	28	0.389	1.1790	0.459	28
5	0.401	1.1790	0.473	28	0.400	1.1790	0.472	28

POSICIÓN	DEVANADO DE ALTA TENSION		(75 °C)	
	H3-H0X0		OHMS	°C
	OHMS	K75		
1	0.400	1.1790	0.472	28
2	0.389	1.1790	0.459	28
3	0.378	1.1790	0.446	28
4	0.390	1.1790	0.460	28
5	0.401	1.1790	0.473	28

CONDICION	NUEVO	BUENO	X	MALO	DUDOSO:
------------------	-------	-------	----------	------	---------

OBSERVACIONES	<p>Los valores medidos se encuentran dentro del rango permitido. Prueba medida con terminales Bushings-cable</p>
REALIZADO POR:	ING. JIMMY MEDINA R.
	ING. FAUSTO VALENCIA
APROBADO POR:	ING. MARCELO LOPEZ



MEDIDA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA:		S/E SAN GREGORIO	
EQUIPO:	AUTOTRAFO TRIFASICO	N° FASES:	3 (TRIFÁSICO)
ID-EQUIPO:	TRAFO-TRIFASICO	CAPACIDAD:	225/225/75 MVA
No. SERIE:	1ZDB300000P-145	CLASE:	ONAN/ONAF1/ONAF 2
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TENSION:	230/138/13.8 kV
CONEXIÓN:		Y-Y-D	

FECHA:	19-ene-10
TEMP. AMBIENTE:	32 °C
TEMP. ACEITE:	31 °C
TEMP. DEVANADO H:	30 °C
TEMP. DEVANADO X:	31 °C
TEMP. DEVANADO Y:	31 °C
%HR:	58%
AMBIENTE:	SOLEADO

DEVANADO DE ALTA TENSION			(75 °C)			DEVANADO DE ALTA TENSION			(75 °C)		
POSICIÓN	H1-X1		OHMS	°C	K75	H2-X2		OHMS	°C	K75	OHMS
	OHMS	°C				OHMS	°C				
1	0.171	30	1.1701	30	1.1701	0.171	30	1.1701	30	1.1701	0.200
2	0.161	30	1.1701	30	1.1701	0.160	30	1.1701	30	1.1701	0.187
3	0.149	30	1.1701	30	1.1701	0.149	30	1.1701	30	1.1701	0.174
4	0.161	30	1.1701	30	1.1701	0.160	30	1.1701	30	1.1701	0.187
5	0.172	30	1.1701	30	1.1701	0.171	30	1.1701	30	1.1701	0.200

DEVANADO DE ALTA TENSION			(75 °C)			
POSICIÓN	H3-X3		OHMS	°C	K75	OHMS
	OHMS	°C				
1	0.171	30	1.1701	30	1.1701	0.200
2	0.159	30	1.1701	30	1.1701	0.186
3	0.148	30	1.1701	30	1.1701	0.173
4	0.160	30	1.1701	30	1.1701	0.187
5	0.170	30	1.1701	30	1.1701	0.199

CONDICION NUEVO BUENO MALO DUDOSO:

OBSERVACIONES	REALIZADO POR:
Los valores medidos se encuentran dentro del rango permitido. Prueba medida con terminales Bushings-cable	ING. JIMMY MEDINA R.
	ING. FAUSTO VALENCIA
	APROBADO POR:
	ING. MARCELO LÓPEZ



PRUEBA DE FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA

DATOS DEL TRANSFORMADOR			
LOCALIZACION DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO	FECHA	25-Ene-10
MARCA	CHINT ELECTRIC	CAPACIDAD	32 ° C
SERIE	1ZDB300000P-145	VOLTAJE	31 ° C
ESPECIMEN	Autotransformador ATT-3Ø	% HR	48%
O.T #	31034	Temp. Devanado H:	30 ° C
		Temp. Devanado X	30 ° C
		N° DE FASES	3Ø
		N° DE BOBINADOS	3
		CLASE	ONAN/ONAF1/ONAF2
		CONEXIÓN	YN a0 d1
		Imp. Devanado	30 ° C

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	
MODELO/SERIE	DOBLE IM4000

DATOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE BOBINADOS

TEST No.	ANSLAMIENTO	PROBADO	MODO	TEST	CAPACITANCIA			Tan δ (%)			WATTS / MILLIWATTS				
					DIAL READING	REV	MULT	DIAL READING	REV	20°C	%DF	DIAL READING	REV		
1	CHG+CHL	10 KV	10 KV					11658			0.1334				1.052
2	CHG	10 KV	10 KV					5610.5			0.27				0.61
4	CHL	10 KV	10 KV					6048.6			0.18				0.443
5	CLG+CHL	10 KV	10 KV					16944			0.4				2.719
6	CLG	10 KV	10 KV					10891			0.53				2.284
7	CLH	10 KV	10 KV					6047.8			0.19				0.448
8	ACEITE	10 KV	10 KV								0.03				0.002

DATOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE BUSHINGS

ITEM	MARCA	TIPO / SERIE	TENSION (KV)	C1 (a 32°C)	
				Tan δ (%)	C1 (pF)
H1 (A)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-252/1250-3 / 082713	10	0.34	307.73
H2 (B)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-252/1250-3 / 082709	10	0.36	313.48
H3 (C)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-252/1250-3 / 083495	10	0.34	308.2
X1 (A)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-170/1250-3 / 082725	10	0.3	349.01
X2 (B)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-170/1250-3 / 083499	10	0.33	358.34
X3 (C)	NANJING ZHIDA ELECTRIC	BRDLW-170/1250-3 / 082720	10	0.31	345.53

CONDICION	<input checked="" type="checkbox"/> BUENO	<input type="checkbox"/> MALO
-----------	---	-------------------------------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:	REALIZADO POR:
Los resultados obtenidos se encuentran dentro de los rangos permitidos.	ING. JIMMY MEDINA R.
(H) Bushings de Alta Tensión, (X) Bushings de Media Tensión	APROBADO POR:
	ING. MARCELO LÓPEZ C.

PRUEBA DE MEDICIÓN DEL FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA



LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO
---------------------------	------------------

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	OBSERVACIONES
FACTOR DE POTENCIA DE 10 KV	DOBLE	M4000	

DATOS DEL AUTOTRANSFORMADOR A PROBAR			
EQUIPO PROBADO:	PARARRAYO ALTA	VOLTAJE:	230 KV
ID EQUIPO:	ATT-3Ø-PY-H	CAPACIDAD (KA):	10 KA
MARCA:	CROMPTON GREAVES	TIPO :	ZLAX 25C
N° SERIE:	X405128/29/30	N° DE FASES:	3

FECHA:	17/01/2010
TEMP. AMBIENTE:	30 °C
TEMP. ACEITE:	29 ° C
TEMP. BOBINADO:	28 ° C
% HR:	50%
AMBIENTE:	SOLEADO

TEST N°	AISLAMIENTO PROBADO	MODO DE PRUEBA	kV	CAPACITANCIA		% DE FACTOR DE DISIPACIÓ	WATTS/MILIWATTS
				PF	W		
1 H1(A)		GST - R	10				0.087
2 H2(B)		GST - R	10				0.077
3 H3(C)		GST - R	10				0.078

CONDICION DE AISLAMIENTO:	NUEVO	X	BUENO	MALO
---------------------------	-------	----------	-------	------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS: Los resultados obtenidos se ajustan a un rango permisible.	REALIZADO POR:
	ING. JIMMY MEDINA R.
	APROBADO POR:
	ING. MARCELO LÓPEZ C.

PRUEBA DE MEDICIÓN DEL FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA



LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO
---------------------------	------------------

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	RESERVACIONES
FACTOR DE POTENCIA DE 10 kV	DOBLE	M4000	

DATOS DEL AUTOTRANSFORMADOR A PROBAR	
EQUIPO PROBADO:	PARARRAYO MEDIA
ID EQUIPO:	ATT-3Ø-PY-X
MARCA:	CROMPTON GREAVES
N° SERIE:	X405139/40/41
	VOLTAJE: 138 kV
	CAPACIDAD (KA): 10 kA
	TIPO : ZLAX 25C
	N° DE FASES: 3

FECHA:	17/01/2010
TEMP. AMBIENTE:	30 °C
TEMP. ACEITE:	29 °C
TEMP. BOBINADO:	28 °C
% HR:	50%
AMBIENTE:	SOLEADO

TEST N°	AISLAMIENTO PROBADO	MODO DE PRUEBA	MODO DE PRUEBA	kV	CAPACITANCIA		FACTOR DE DISIPACIÓN		WATTS/MILIWATTS
					GST - R	PF	%	W	
1 X1 (A)		GST - R		10					0.058
2 X2 (B)		GST - R		10					0.051
3 X3 (C)		GST - R		10					0.054

CONDICION DE AISLAMIENTO:	NUEVO	X	BUENO	MALO
---------------------------	-------	----------	-------	------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:	REALIZADO POR:
Los resultados obtenidos se ajustan a un rango permisible.	ING. JIMMY MEDINA R.
	APROBADO POR:
	ING. MARCELO LÓPEZ C.



**PRUEBA DE REACTANCIA DE
DISPERSION EN
AUTOTRANSFORMADORES**

DATOS DEL TRANSFORMADOR										
LOCALIZACION DE LA PRUEBA		S/E SAN GREGORIO		FECHA		20-Ene-10		N° DE FASES		3Ø
MARCA	CHINT ELECTRIC		CAPACIDAD		225/225/75 MVA		Temp. Amb.		32 ° C	
SERIE	1ZDB300000P-145		VOLTAJE		230/138/13.8 Kv		Temp. Aceite		31 ° C	
ESPECIMEN	O. T. #		Autotransformador ATT-3Ø		% HR		51%		CONEXIÓN	
	31034		Temp. Devanado Hi:		30 ° C		Temp. Devanado X		30 ° C	

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA		DOBLE	
MODELO/SERIE		M4000	

DATOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE BOBINADOS

TEST No.	ASLAMIENTO	PROBADO (H-L)	DETC-LTC	AMP	% REACTANCIA			% IMPEDANCIA			WATTS / MILLIWATTS				
					READING NAMEPLATE	MEAS	DIF	READING NAMEPLATE	MEAS	DIF	DIAL READING NORM	REV	WATTS	MILLIWATTS	
1	H1-H2 (A)		3-0	1.902	11.18	11.237		0.51	11.18	11.239		0.527			3.398
2	H2-H3 (B)		3-0	1.926	11.18	11.237		0.51	11.18	11.239		0.527			3.522
3	H3-H1 (C)		3-0	2.047	11.18	11.237		0.51	11.18	11.239		0.527			4.373

CONDICION	NUEVO	X	BUENO	MALO
------------------	--------------	----------	--------------	-------------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:

Los resultados obtenidos se encuentran dentro de los rangos permitidos. PRUEBAS EJECUTADAS PREVIO A LA ENERGIZACION DE LOS EQUIPOS

REALIZADO POR:	ING. JIMMY MEDINA R.
APROBADO POR:	ING. MARCELO LÓPEZ C.



PRUEBA DE REACTANCIA DE DISPERSION EN AUTOTRANSFORMADORES

DATOS DEL TRANSFORMADOR									
LOCALIZACION DE LA PRUEBA		S/E SAN GREGORIO		FECHA	20-Ene-10	N° DE FASES	3Ø		
MARCA	CHINT ELECTRIC	CAPACIDAD	225/225/75 MVA	Temp. Amb.	32 ° C	N° DE BOBINADOS	3		
SERIE	1ZDB300000P-145	VOLTAJE	230/138/13.8 Kv	Temp. Aceite	31 ° C	CLASE	ONAN/ONAF1/ONAF2		
ESPECIMEN	Autotransformador ATT-3Ø	% HR	51%	CONEXIÓN	YN a0 d1				
O.T #	31034	Temp. Devanado Hi:	30 ° C	Temp. Devanado X	30 ° C	Temp. Devanado	30 ° C		

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	DOBLE
MODELO/SERIE	M4000

15.607

DATOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA DE BOBINADOS

TEST No.	AISLAMIENTO	PROBADO (H-T)	DETC-LTC	AMP	% REACTANCIA			% IMPEDANCIA			WATTS / MILLIWATTS				
					READING	MEAS	DIF	Delta Avq %	READING	MEAS	DIF	Delta Avq %	NORM	REV	
1	H1-H2 (A)	3-0	3-0	0.456	15.44	15.604	15.604	1.062	15.44	15.607	15.607	1.084			0.878
2	H2-H3 (B)	3-0	3-0	0.472	15.44	15.604	15.604	1.062	15.44	15.607	15.607	1.084			1.038
3	H3-H1 (C)	3-0	3-0	0.457	15.44	15.604	15.604	1.062	15.44	15.607	15.607	1.084			1.027

CONDICION	NUEVO	X	BUENO	MALO
-----------	-------	----------	-------	------

OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:
Los resultados obtenidos se encuentran dentro de los rangos permitidos. PRUEBAS EJECUTADAS PREVIO A LA ENERGIZACION DE LOS EQUIPOS
REALIZADO POR: ING. JIMMY MEDINA R.
APROBADO POR: ING. MARCELO LOPEZ C.



PRUEBA DE MEDICIÓN DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES

No. ORDEN DE TRABAJO:	31034
LOCALIZACION DE LA PRUEBA:	S/E SAN GREGORIO

FECHA:	17-ene-10
TEMP. AMB.:	30 ° C
TEMP. ACEITE:	28 ° C
%HR:	50%
AMBIENTE:	SOLEADO

EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	DOBLE M4000
MODELO:	M4000
CERTIFICADO:	
MARCA:	DOBLE

OBSERVACIONES:	
----------------	--

EQUIPO PROBADO:	AUTOTRANSFORMADOR	N° FASES:	3 (TRIFASICO)
ID-EQUIPO:	ATT-3Ø	CAPACIDAD:	225/225/75 MVA
No. SERIE:	1ZDB300000P-145	CLASE:	ONAN/ONAF1/ONAF2
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TENSION:	230/138/13.8 KV
CONEXIÓN:			YN a0 d1

RESULTADOS DE LA PRUEBA

TEST	N° TAP	VOLTAJE DE PRUEBA	TERMINAL	MILIAMP (ACTUAL)
1	3	10	H1-H0X0	21.362
2	3	10		22.541
3	3	10		23.797
4	3	10		25.175
5	3	10		26.672

TEST	N° TAP	VOLTAJE DE PRUEBA	TERMINAL	MILIAMP (ACTUAL)
1	3	10	H2-H0X0	13.609
2	3	10		14.382
3	3	10		15.275
4	3	10		16.207
5	3	10		17.725

TEST	N° TAP	VOLTAJE DE PRUEBA	TERMINAL	MILIAMP (ACTUAL)
1	3	10	H3-H0X0	21.517
2	3	10		22.694
3	3	10		23.983
4	3	10		25.343
5	3	10		26.852

CONDICION	NUEVO:	X	BUENO:		MALO:		DUDOSO	
-----------	--------	----------	--------	--	-------	--	--------	--

OBSERVACIONES 1.- PRUEBAS DE RECEPCION. Los resultados se encuentran dentro del rango de valores aceptados	REALIZADO POR:
	ING. JIMMY MEDINA R.
	APROBADO POR:
	ING. MARCELO LÓPEZ C.



**PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION
AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO SIN OLTC**

No. ORDEN DE TRABAJO:	31034
LOCALIZACION DE LA PRUEBA:	S/E SAN GREGORIO
EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:	TTR 3Ø

FECHA:	18-ene-10
TEMP. AMB.:	29 °C
TEMP. ACEITE:	31 °C
TEMP. BOB. H:	32 °C
TEMP. BOB. X:	30 °C
%HR:	59%
AMBIENTE:	SOLEADO

DATOS DEL AUTOTRANSFORMADOR	
EQUIPO:	AUTOTRANSFORMADOR-TRIFASICO
ID EQUIPO:	ATT-3Ø
No. SERIE:	1ZDB300000P-145
MARCA:	CHINT ELECTRIC
CAPACIDAD:	225/225/75 MVA
CLASE:	ONAN/ONAF//ONAF2
TENSION:	230/138/13.8 KV
CONEXIÓN:	Y-Y-D

TAP No.	OLTC	H1-H0:X1-X0 (A)			H2-H0:X2-X0 (B)			H3-H0:X3-X0 (C)		
		TEORICO	MEDIDO	% ERROR	TEORICO	MEDIDO	% ERROR	TEORICO	MEDIDO	% ERROR
1		1.7500	1.7513	-0.0743	1.7500	1.7526	0.1484	1.7500	1.7512	0.0685
2		1.7083	1.7098	-0.0878	1.7083	1.7110	0.1578	1.7083	1.7096	0.0760
3	N	1.6667	1.6681	-0.0840	1.6667	1.6693	0.1558	1.6667	1.6681	0.0839
4		1.6250	1.6260	-0.0615	1.6250	1.6272	0.1352	1.6250	1.6259	0.0554
5		1.5833	1.5844	-0.0695	1.5833	1.5855	0.1388	1.5833	1.5844	0.0694

TAP No.	OLTC	H1-H0:Y1 (A)			H2-H0:Y2 (B)			H3-H0:Y3 (C)		
		TEORICO	MEDIDO	% ERROR	TEORICO	MEDIDO	% ERROR	TEORICO	MEDIDO	% ERROR
1		10.1036	10.1480	-0.4394	10.1036	10.1460	0.4179	10.1036	10.1490	0.4473
2		9.8631	9.8947	-0.3204	9.8631	9.8929	0.3012	9.8631	9.8958	0.3304
3	N	9.6225	9.6512	-0.2983	9.6225	9.6503	0.2881	9.6225	9.6518	0.3036
4		9.3819	9.4086	-0.2846	9.3819	9.4080	0.2774	9.3819	9.4103	0.3018
5		9.1414	9.1692	-0.3041	9.1414	9.1680	0.2901	9.1414	9.1696	0.3075

TAP No.	OLTC	X1-X0:Y1-Y2		X2-X0:Y2-Y3		X3-X0:Y2-Y1	
		TEORICO	MEDIDO	% ERROR	TEORICO	MEDIDO	% ERROR
1	N	5.7735	5.7847	-0.1940	5.7735	5.7810	0.1297
							0.1764

CONDICIONES DEL EQUIPO:	NUEVO	<input checked="" type="checkbox"/>	BUENO	<input type="checkbox"/>	MALO	<input type="checkbox"/>	DUDOSO	<input type="checkbox"/>
-------------------------	-------	-------------------------------------	-------	--------------------------	------	--------------------------	--------	--------------------------

OBSERVACIONES

El autotransformador no tiene LTCs.
Los datos se encuentran dentro de los rangos permitidos.

REALIZADO POR	ING. JIMMY MEDINA
APROBADO POR	ING. FAUSTO VALENCIA
APROBADO POR	ING. MARCELO LOPEZ

PRUEBA DE ANÁLISIS DE RESPUESTA DE FRECUENCIA



LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO
---------------------------	------------------

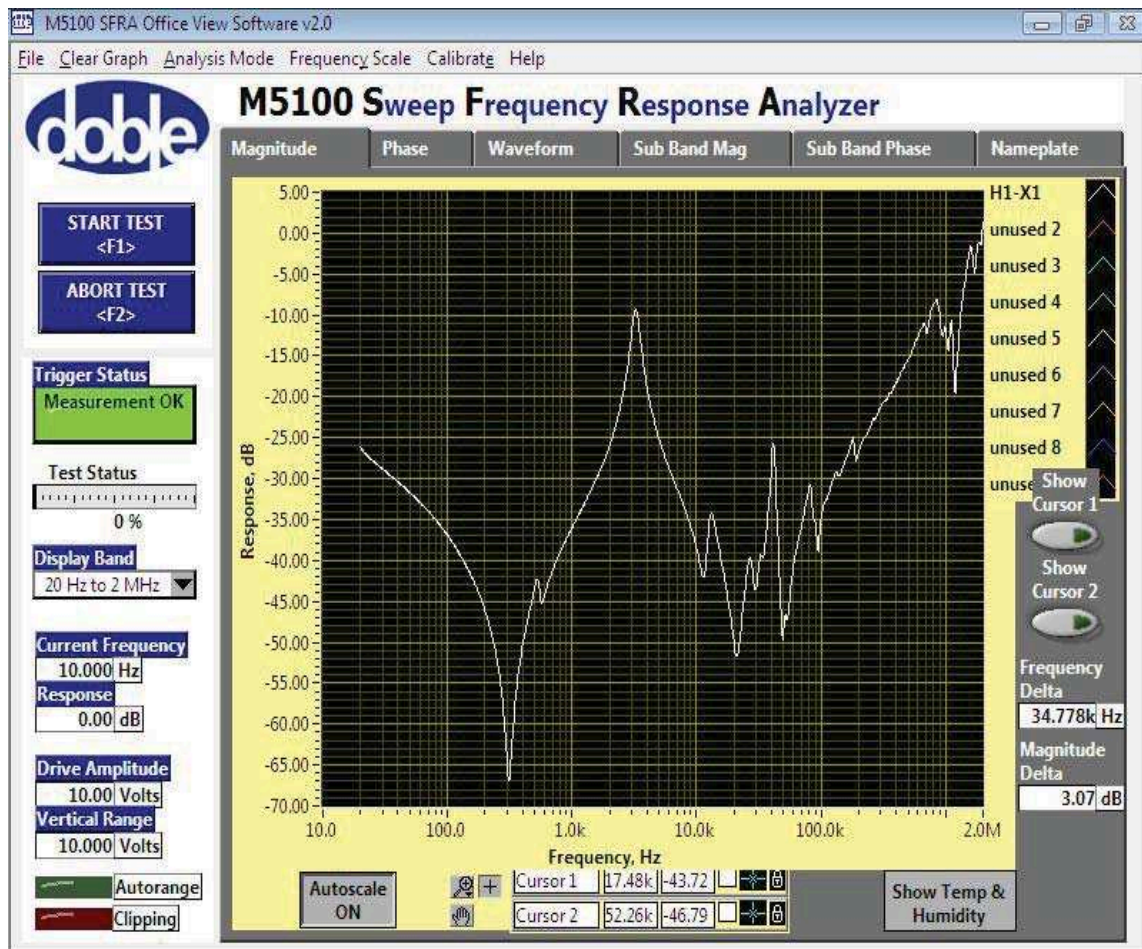
INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	OSERVACIONES
SFRA	DOBLE	M5100	

DATOS DEL TRANSFORMADOR A PROBAR

EQUIPO PROBADO:	Auto-Transformador ATT-3Ø	VOLTAJE:	230/138/13.8 kV	CLASE:	ONAN/ONAF1/ONAN
ID EQUIPO:	ATT-3Ø	CAPACIDAD (MVA):	225/225/75 MVA		
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TIPO DE CONEXIÓN:	YNa0d1		
Nº SERIE:	1ZDB30000P-145	Nº DE FASES:	3		

FECHA:	20/ene/2010
TEMP. AMBIENTE:	30°C
MAX:	MIN:
TEMP. ACEITE:	29 °C
TEMP. BOBINADO:	39 °C
% HR:	49%
MAX:	MIN:
AMBIENTE:	SOLEADO

CONEXIÓN: H1- X1
FASE A



OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:	REALIZADO POR: ING. JIMMY MEDINA R.
PRUEBAS EJECUTADAS PREVIO A LA ENERGIZACIÓN DE LOS EQUIPOS	APROBADO POR: ING. MARCELO LÓPEZ C.

PRUEBA DE ANÁLISIS DE RESPUESTA DE FRECUENCIA



LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO
---------------------------	------------------

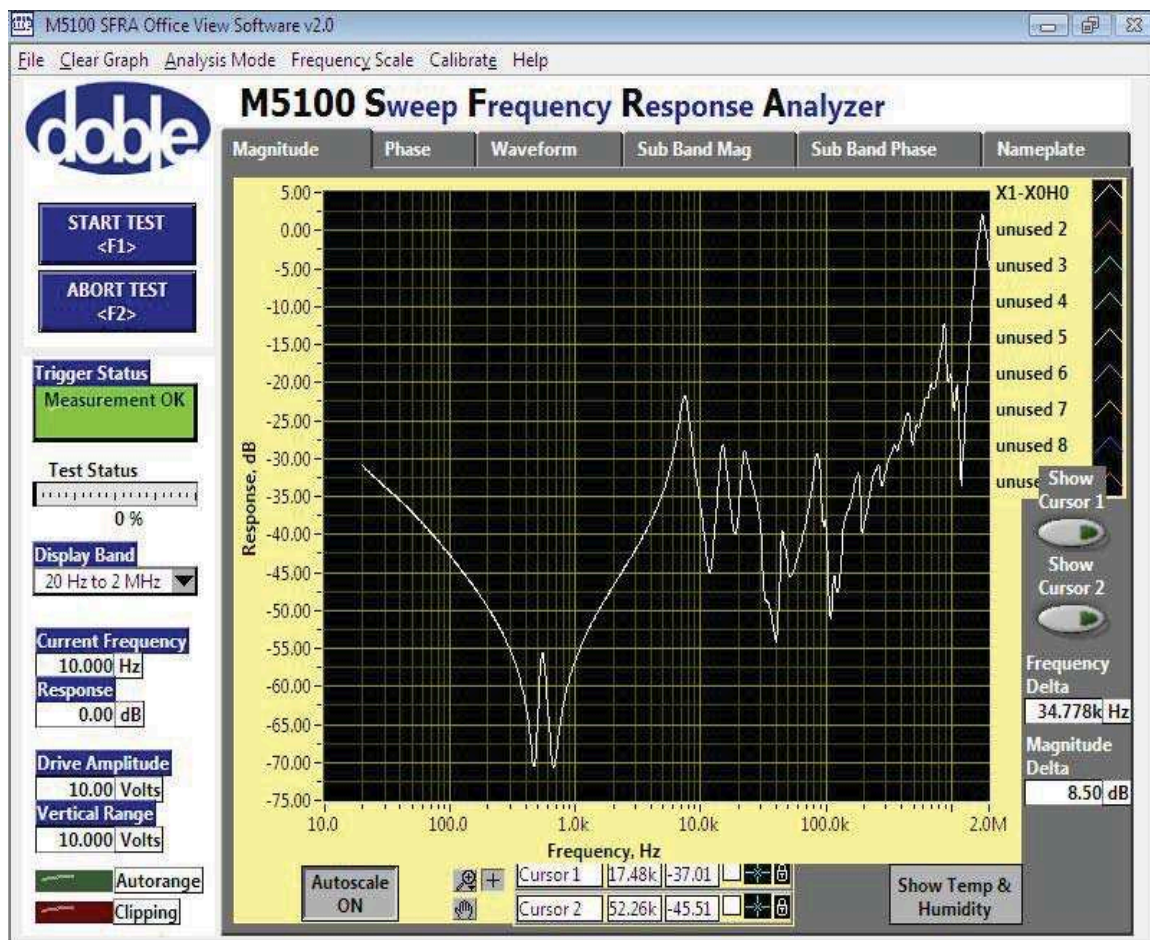
INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	OSERVACIONES
SFRA	DOBLE	M5100	

DATOS DEL TRANSFORMADOR A PROBAR

EQUIPO PROBADO:	Auto-Transformador ATT-3Ø	VOLTAJE:	230/138/13.8 kV	CLASE: ONAN/ONAF10
ID EQUIPO:	ATT-3Ø	CAPACIDAD (MVA):	225/225/75 MVA	
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TIPO DE CONEXIÓN:	YNa0d1	
N° SERIE:	1ZDB300000P-145	N° DE FASES:	3	

FECHA:	20/ene/2010
TEMP. AMBIENTE:	30°C
MAX:	MIN:
TEMP. ACEITE:	29 °C
TEMP. BOBINADO:	39 °C
% HR:	49%
MAX:	MIN:
AMBIENTE:	SOLEADO

CONEXION: X1- H0X0
FASE A



OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:	REALIZADO POR: ING. JIMMY MEDINA R.
PRUEBAS EJECUTADAS PREVIO A LA ENERGIZACIÓN DE LOS EQUIPOS	APROBADO POR: ING. MARCELO LÓPEZ C.

PRUEBA DE ANÁLISIS DE RESPUESTA DE FRECUENCIA



LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA	S/E SAN GREGORIO
---------------------------	------------------

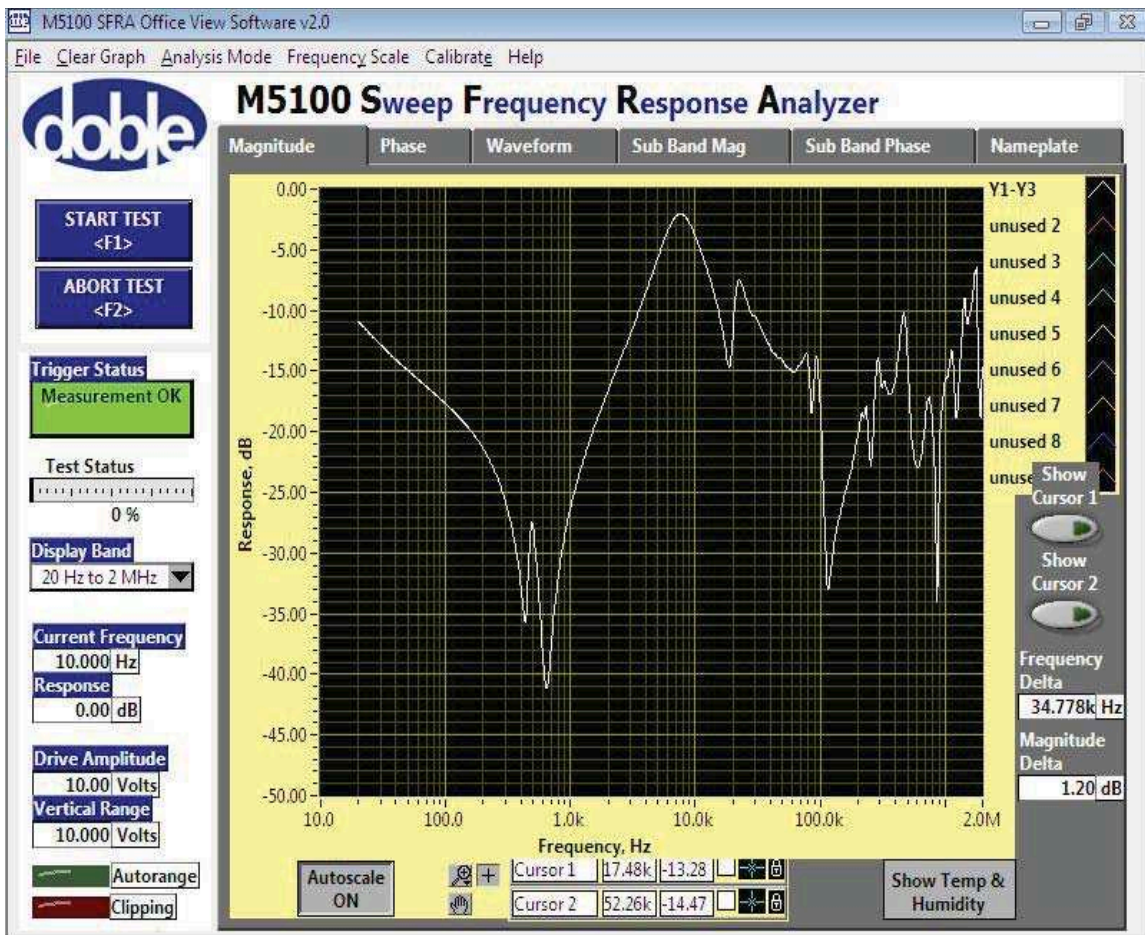
INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	OSERVACIONES
SFRA	DOBLE	M5100	

DATOS DEL TRANSFORMADOR A PROBAR

EQUIPO PROBADO:	Auto-Transformador ATT-3Ø	VOLTAJE:	230/138/13.8 kV	CLASE: ONAN/ONAF1/O
ID EQUIPO:	ATT-3Ø	CAPACIDAD (MVA):	225/225/75 MVA	
MARCA:	CHINT ELECTRIC	TIPO DE CONEXIÓN:	YNa0d1	
N° SERIE:	1ZDB300000P-145	N° DE FASES:	3	

FECHA:	20/ene/2010
TEMP. AMBIENTE:	30°C
MAX:	MIN:
TEMP. ACEITE:	29 °C
TEMP. BOBINADO:	39 °C
% HR:	49%
MAX:	MIN:
AMBIENTE:	SOLEADO

CONEXIÓN: Y1-Y3
FASE A Y C



OBSERVACIONES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS:	REALIZADO POR: ING. JIMMY MEDINA R.
PRUEBAS EJECUTADAS PREVIO A LA ENERGIZACIÓN DE LOS EQUIPOS	APROBADO POR: ING. MARCELO LÓPEZ C.



**REPORTE DE PRUEBAS APLICADAS A
TERMÓMETROS DE INSTRUMENTACIÓN
PRUEBAS FUNCIONALES Y CONTRASTACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE**

LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA: S/E SAN GREGORIO (MANABI)		FECHA: 16/ene/2010
ORDEN DE TRABAJO: 31846	TEMP. AMB.: 32°C	
EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA: FLUKE - HART SCIENTIFIC 9172 METROLOGY WELL	%HR: 66%	
EQUIPO PATRÓN: HORNO PROBADOR DE TERMOCUPLAS	AMBIENTE: SOLEADO	
MODELO: 9172 S/N: A59033		
DATOS DEL EQUIPO A PROBAR		
EQUIPO PROBADO: TERMÓMETROS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TENSIÓN : 230/138/13.8 kV.	
ID EQUIPO: AUTOTRANSFORMADOR ATT 30	CONEXIÓN: YNa0d1	
POTENCIA: 225/225/75 MVA	SERIE No. : 1ZDB300000P-145	
CLASE: ONAN/ONAF1/ONAF2	MARCA: CHINT ELECTRIC	

DATOS GENERALES DE LOS TERMÓMETROS (Configuración de Fábrica)			
TERMÓMETRO:	POP1	POP2	REPUESTO
MARCA:	DALIAN JINZHOU		
TIPO:	BWY-804J (TH)		
SERIE No:	2130019	2130019	2130019
DISPLAY:	Analógico		
ALARMA (°C):	55	54	55
DISPARO (°C):	65	65	66
OBSERVACIONES POP1 CERCANO A POP3 POP2 CERCANO A POP4 Los valores de accionamiento se cambio, por otros proporcionados por la GOM: 85 95			

PRUEBA FUNCIONAL DE LOS TERMÓMETROS (SETEO DE CONTACTOS - ALARMAS - DISPAROS)			
TERMÓMETRO:	POP1	POP2	REPUESTO
Temp. Inicio °C	32	28	30
Temp. Ambiente °C	34	29	32
Alarma (°C): enfriamiento	88	88	88
calentamiento	84	82	84
Disparo (°C): enfriamiento	97	96	98
calentamiento	90	90	93
BORNES Observaciones Toma de valores impedancia En borneras del Termómetro En borneras del Termómetro			



**REPORTE DE PRUEBAS APLICADAS A
TERMÓMETROS DE INSTRUMENTACIÓN
PRUEBAS FUNCIONALES Y CONTRASTACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE**

PRUEBA DE CONTRASTACIÓN DE LOS TERMÓMETROS ACEITE CALENTAMIENTO (Comparación mediciones entre equipo patrón y termómetros)									
POP1			POP2			REPUESTO			Observaciones
Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	
60	60	121.84	69.80	60	122.46	76.00	62	122.36	
82.42	70	124.77	83.87	70	125.63	78.82	70	124.81	
84.97	82	128.49	90.00	82	129.73	88.91	82	128.44	
90.00	84	129.33	93.22	84	130.05	89.76	84	129.06	
92.82	85	129.89	94.00	85	130.41	89.97	85	129.43	
93.31	86	130.34	94.62	86	130.95	91.97	87	130.18	
94.10	88	130.92	94.99	89	131.97	94.48	88	130.48	
94.71	90	131.29	100.00	90	132.3	96.37	90	131.16	
96.99	92	132.33	104.03	94	134.08	100.00	94	132.56	
100.00	95	132.87	104.69	96	134.51	101.98	96	133.00	
104.38	97	134.19	104.95	98	135.05	104.85	98	133.72	
104.18	100	134.42	105.00	99	135.25	108.82	99	134.17	

PRUEBA DE CONTRASTACIÓN DE LOS TERMÓMETROS ACEITE ENFRIAMIENTO (Comparación mediciones entre equipo patrón y termómetros)									
POP1			POP2			REPUESTO			Observaciones
Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	
100.00	98	134.04	100.00	98	134.32	102.41	100	133.61	
95.00	96	132.34	98.00	96	133.77	98.50	98	132.59	
93.17	95	131.78	95.99	95	133.2	95.12	95	131.92	
90.91	92	131.5	93.02	92	132.22	94.00	93	131.29	
89.33	90	130.63	91.23	90	131.45	91.16	90	130.44	
87.00	88	129.76	89.51	88	131	90.46	88	130.35	
85.00	86	129	86.00	85	129.8	84.28	85	129.40	
83.00	85	128.63	83.00	83	128.92	82.76	84	128.92	
81.52	84	128.12	82.61	82	128.68	81.45	82	128.34	
80.11	81	127.67	80.00	80	127.94	80.55	80	127.95	
80.00	80	127.52	76.00	76	126.72	74.27	75	126.11	

Estado de los termómetros: BUENO
Resultado de las pruebas: SATISFACTORIO

REALIZADO POR: Ing. Jimmy Medina R.
APROBADO POR: Ing. Marcelo López C.



**REPORTE DE PRUEBAS APLICADAS A
TERMÓMETROS DE INSTRUMENTACIÓN
PRUEBAS FUNCIONALES Y CONTRASTACIÓN DE TERMÓMETROS DE BOBINADOS**

LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA: ORDEN DE TRABAJO:		S/E SAN GREGORIO (MANABI) 31846		FECHA:	17/ene/2010
EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA: EQUIPO PATRÓN:		FLUKE - HART SCIENTIFIC 9172 METROLOGY WELL HORNO PROBADOR DE TERMOCUPLAS		TEMP. AMB.:	35°C
MODELO:		9172 S/N: A59033		%HR:	65%
				AMBIENTE:	SOLEADO
DATOS DEL EQUIPO A PROBAR					
EQUIPO PROBADO:		TERMÓMETROS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA		TENSIÓN:	230/138/13.8 KV.
ID EQUIPO:		AUTOTRANSFORMADOR ATT 3Ø		CONEXIÓN:	YNa0d1
POTENCIA:		225/225/75 MVA		SERIE No.:	1ZDB300000P-145
CLASE:		ONAN/ONAF1/ONAF2		MARCA:	CHINT ELECTRIC

DATOS GENERALES DE LOS TERMOMETROS (Configuración de Fábrica)					
TERMOMETRO:	POP3	POP4	POP5	REPUESTO	OBSERVACIONES
MARCA:	DALIAN JINZHOU				
TIPO:	BWR2-04AJ (TH)				
SERIE No:	2130019	2130019	2130019	2130019	POP3 (H1H2H3)
DISPLAY:	Analogico				
ONAF1 (°C):	30				POP4 (X1X2X3)
ONAF2 (°C):	50				POP5 (Y1Y2Y3)
ALARMA (°C):	115				ALTA, MEDIA Y BAJA
DISPARO (°C):	135				

PRUEBA FUNCIONAL DE LOS TERMOMETROS (SETEO DE CONTACTOS - ALARMAS - DISPAROS)						
TERMOMETRO:	POP3 (H)	POP4 (X)	POP5 (Y)	REPUESTO	BORNES	Observaciones
Temp. Inicio °C	29	32	34	32	105 Y 106 en PT-100	Medida de impedancia
Temp. Ambiente °C	30	32	35	33	1 Y 2	Termómetro
ONAF1 (°C):	65	65	65	65	Micro K1	Termómetro
ONAF2 (°C):	60	62	60	58	3 Y 4	Termómetro
ALARMA (°C):	75	76	74	75	Micro K2	Termómetro
DISPARO (°C):	73	71	70	71	5 Y 6	Termómetro
ONAF1 (°C):	90	91	90	90	Micro K3	Termómetro
ONAF2 (°C):	85	86	86	85	7 Y 8	Termómetro
ALARMA (°C):	105	107	106	106	Micro K4	Termómetro
DISPARO (°C):	100	101	102	101		



**REPORTE DE PRUEBAS APLICADAS A
TERMÓMETROS DE INSTRUMENTACIÓN
PRUEBAS FUNCIONALES Y CONTRASTACIÓN DE TERMÓMETROS DE BOBINADOS**

PRUEBA DE CONTRASTACIÓN DE LOS TERMÓMETROS BOBINADO CALENTAMIENTO (Comparación mediciones entre equipo patrón y termómetros)							
POP5							
Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	mili amperios	REPUESTO			Observaciones
				Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	
65.25	50	120.98		68.55	52	124.77	10.22
79.16	60	126.72		72.50	60	126.96	10.79
83.02	65	128.02		79.88	65	129.77	11.50
88.11	70	130		97.49	70	133.43	12.42
89.57	74	131.6		98.98	75	136	13.04
95.44	80	133.45		99.98	80	137.53	13.52
108.08	86	136.58		109.99	88	141.42	14.54
109.36	90	138.05		114.68	90	142.18	14.76
112.02	96	140.21		128.58	96	145.6	15.66
119.46	102	142.69		129.91	100	147.9	16.24
119.98	106	144.12		129.99	104	148.78	16.47
119.99	109	144.43		133.85	106	149.13	16.55

PRUEBA DE CONTRASTACIÓN DE LOS TERMÓMETROS BOBINADOS ENFRIAMIENTO (Comparación mediciones entre equipo patrón y termómetros)							
POP5							
Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	mili amperios	REPUESTO			Observaciones
				Patrón	Termómetro	Impedancia (Ω)	
107.69	105	142.17		118.65	105	147.71	16.16
105.12	102	141.3		115.29	101	146.2	15.76
101.12	98	139.87		110.41	96	144.42	15.26
96.80	94	138.28		103.00	90	141.24	14.45
92.88	90	136.76		98.20	87	139.12	14.01
87.81	86	135.5		95.14	85	138.61	13.75
82.27	80	133.61		92.38	80	136.88	13.24
72.25	73	130.01		81.20	73	132.21	12.22
70.52	70	128.05		80.90	71	132.52	12.17
66.23	65	126.37		73.72	65	129.63	11.42
58.05	60	122.93		65.84	60	126.65	10.65
55.44	55	121.95		62.02	58	126.35	10.56

Estado de los termómetros:	BUENO
Resultado de las pruebas:	SATISFACTORIO

REALIZADO POR	Ing. Jimmy Medina R.
APROBADO POR:	Ing. Marcelo López C.

A.2.- EQUIPO UTILIZADO PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO.

A.2.1.- ION 7650.

El analizador de redes ION7650, utilizado en puntos clave de distribución y cargas sensitivas, ofrecen una funcionalidad inigualable que incluye análisis avanzados de la calidad de energía, alta precisión, opciones múltiples de comunicación, compatibilidad con la web y capacidades de control. Con su display gráfico de alta resolución, incluyen una extensa selección de pantallas configurables con una navegación sencilla y funcional. Viene con una extensa selección de pantallas de datos y mediciones pre configurada de forma que se puede encontrar la configuración requerida o personalizarla a requerimientos especiales. Es integrable con cualquier software u otro sistema de administración de energía o sistema SCADA mediante múltiples puertos y protocolos de comunicación.

Cuenta con detección de eventos transitorios, captura de forma de onda de 1024 muestras por ciclo y análisis de calidad de la energía de acuerdo a normas.

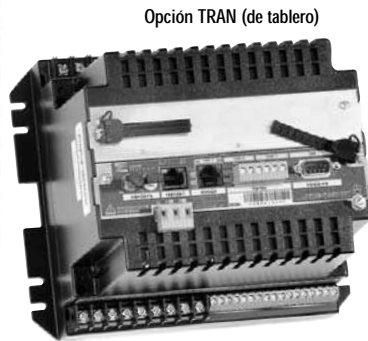
A.2.2.- QUALITROL ETM 505.

Equipo para el monitoreo local y remoto de todos los parámetros críticos del aceite del transformador, incluyendo el control del sistema de refrigeración y seguimiento de la carga del interruptor.

- Posee 5 relés: Control del enfriamiento, situación del sistema, alarma y control de dos entradas sobre la base de modular.
- Salida analógica con blindaje magnético (0-1 o 4-20 mA seleccionable)
- Configuración local RS-232, RS-485 comunicación a distancia y puertos Ethernet
- Monitor Modelo de refrigeración (509-200) para un control avanzado o modelo de monitor de la carga de interruptor (509-300) para el control detallado del rendimiento
- Datos integrados (hasta 20 parámetros) y registro de eventos (Ocho eventos) con 32 MB de memoria compartida. MODBUS / DNP / ASCII / IEC 61850 / IEC 60870.
- Carcasa resistente a la intemperie.



Modelo de pantalla integrada



ION
7550
7650

Medidores y Dispositivos Inteligentes de Control

Los medidores ION® 7550 e ION® 7650 utilizados en puntos clave de distribución y cargas sensitivas, ofrecen una funcionalidad inigualable que incluye análisis avanzados de la calidad de energía aunados con la precisión de facturación, opciones múltiples de comunicación, compatibilidad con la web y capacidades de control.

Los medidores incluyen una extensa selección de pantallas de datos pre-configurados y medidas que usted puede utilizar inmediatamente como predeterminadas o puede adaptarlas a sus necesidades específicas.

Para una solución de administración de energía empresarial, los medidores pueden integrarse con el software ION EEM, ION Enterprise®, o bien otro software de administración de energía y sistemas SCADA a través de canales múltiples de comunicación y protocolos.

La tecnología patentada ION también le permite personalizar las funciones de medición y análisis en su estación de trabajo sin necesidad de conexiones. Sólo tiene que unir gráficamente unos iconos de arrastrar y soltar o bien seleccionar unos parámetros predeterminados y ya puede empezar.

No todas las funciones están disponibles en todos los modelos. Consulte las descripciones aquí detalladas para obtener una lista completa de la disponibilidad de las funciones.



**POWER
MEASUREMENT**

Resumen de las Aplicaciones

Verificación de cumplimiento

Utilice el medidor ION 7650 para resumir las medidas de calidad de energía en indicadores simples de paso/ fallo. Verifique el cumplimiento de las normas internacionales tales como EN50160, IEC 61000-4-7 (armónicas), e IEC 61000-4-15 (fluctuaciones), o configure la unidad para las normas IEEE 519-1992, IEEE 1159 y SEMI F47.

Análisis de los Disturbios

Rangos de entradas únicas y dinámicas mantienen la precisión de facturación al rango de medidas regulares mientras captura simultáneamente una gran escala de disturbios, lo que otros medidores pueden omitir. Descubra las fuentes de eventos de calidad de energía, armónicas y sags/swells. Analice problemas y evite interrupciones repetidas.

Asignación de Costos y Facturación

Determine los centros de coste, identifique las oportunidades de control de la demanda y revise las pautas de consumo de energía.

Control de la Demanda y del Factor de Potencia

Evite penalizaciones mediante la separación automatizada de la carga, los planes de programación, la reducción de los picos y el control de los bancos de condensadores.

Estudios sobre la Carga y Optimización del Circuito

Determine la capacidad de su red eléctrica y opere siempre con una eficiencia pico. Analice las tendencias de carga.

Monitoreo y Control del Equipo

Mejore el rendimiento de los procesos y alargue la vida de los equipos. Extensas E/S analógicas y digitales le permiten el monitoreo y control del sistema.

Mantenimiento Preventivo

Configure las alarmas para que le adviertan de problemas pendientes. Registre los eventos y las alarmas de todos los estados críticos.

Medición Integrada de Compañías Públicas

Acumule, gradúe y registre lecturas de agua, aire, gas, electricidad y vapor de medidores conectados o transductores y envíe la información a sistemas centrales de control.

Resumen de las Funciones Mediciones

Mediciones

- Excede la Clase 0.2 de precisión de facturación
- Voltaje de 3 fases Instantáneo, corriente, frecuencia y factor de poder
- Energía: bidireccional, absoluta y neta, tiempo de uso, pérdida de compensación
- Demanda: Sliding window (bloque rotatorio), prevista, y térmica
- Armónicas: distorsión armónica individual y total hasta la armónica 63 (511 en software)
- Detección de transitorios: 17us a 60 Hz (20us a 50 Hz) y almacenamiento de sag/swell

Comunicaciones Compatibles con Internet

- WebMeter, MeterM@il® permite la distribución de información medida y alarmas por medio de Internet
- Módem integrado opcional con ModemGate permite acceso por medio de módem para otros 31 dispositivos
- Opción puerto Ethernet Base10-T ó Base 10 -FL con EtherGate le permite transferencia de datos directa desde Ethernet a puerto RS-485
- Dos puertos RS-485, uno conmutable a RS-232
- Un puerto óptico de panel frontal ANSI Tipo 2
- Soporte para los protocolos Modbus RTU/TCP y DNP 3.0
- Soporte para Modbus Master

Almacenamiento de Datos en Memoria Interna

- Carga programada o derivada de eventos
- Secuencia de eventos, mínimas / máximas, formas de onda, fallos y cargas de transitorios

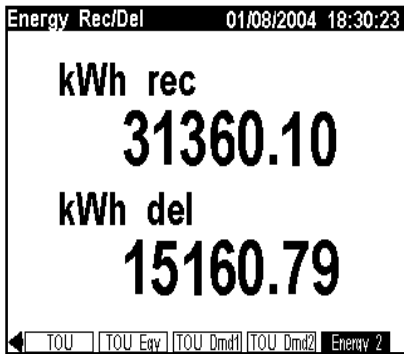
Setpoints para el Control y las Alarmas

- Setpoint en cualquier parámetro o condición
- Funcionamiento de 1 segundo o medio ciclo

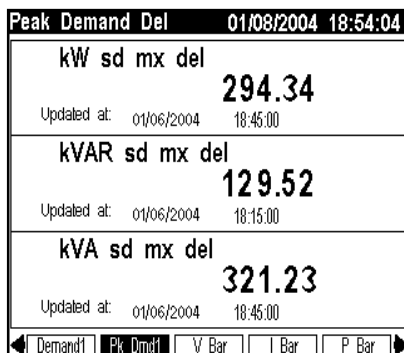
Entradas y Salidas

- El formato estándar incluye 8 entradas digitales, 3 salidas de regulador Forma C (electromecánica) para funciones de control, y 4 salidas digitales Forma A (estado sólido) para funciones de pulsos
- También disponible con 8 entradas digitales adicionales, 4 salidas analógicas, y/ó 4 entradas nálogas

Pantalla de Energía



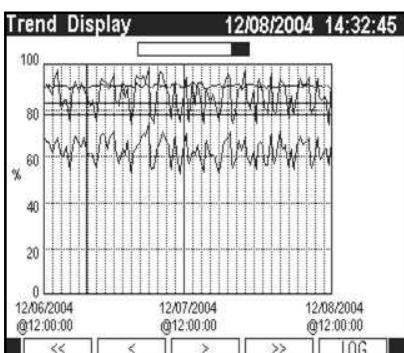
Demanda Pico con reloj fechador



Los medidores muestran la fiabilidad del sistema mediante nueves (por ej. 99.99% del tiempo productivo)



Visualice las tendencias de uso de kWh directamente en el panel frontal



Pantalla del Panel Frontal

Los medidores ofrecen una pantalla LCD única y fácil de leer de 87 x 112 mm (3 1/2 x 4 1/2 pulgadas) con iluminación posterior brillante y contraste ajustable. Pueden mostrar el Tiempo de Uso (TOU), armónicas, carga de eventos, etapas y parámetros instantáneos de poder. Una selección de tamaños de caracteres resalta la visibilidad bajo condiciones difíciles de luz o a larga distancia. Ofrecen una interfaz de fácil manejo con un sistema de menús en la pantalla para configurar los parámetros de medición y una extensa selección de pantallas pre-configuradas para aplicaciones comunes.

Medición

Energía

Los medidores son completamente bidireccionales, y monitorean energía en cuatro cuadrantes. Los medidores ofrecen los parámetros de energía activos, reactivos y aparentes y pueden integrar cualquier parámetro de potencia para ofrecer medidas como:

- ♦ kWh (producidos y recibidos)
- ♦ kWh, kVARh, kVAh netos (producidos menos recibidos)
- ♦ kWh, kVARh, kVAh total (producidos + recibidos)
- ♦ kVARh, kVAh producidos y recibidos
- ♦ Voltios-hora y Amperios-hora
- ♦ Integración de cualquier medición instantánea.

Registros de energía pueden ser cargados automáticamente en horarios programados.

Demanda

Los medidores ofrecen soporte para todos los métodos estándar de cálculo de la demanda, incluida la demanda en bloque, la demanda en sliding window (bloque rotatorio), térmica (exponencial), y prevista. Los medidores pueden medir la demanda en cualquier valor instantáneo y registrar al segundo la demanda pico (máxima) y la mínima con relojes fechadores. Los registros de la demanda pico pueden reajustarse manualmente (protegidos por contraseña) o bien introducirse y reajustarse automáticamente basándose en un programa planificado. Las mediciones incluyen:

- ♦ Demanda kW, kVAR y kVA, mín./máx.
- ♦ Demanda de amperios y voltios, mín./máx.
- ♦ Demanda de cualquier medición instantánea

El Transformador y la Compensación de Pérdida de Línea

- ♦ Métodos de compensación flexibles
- ♦ Configuración fácil
- ♦ Actualización cada segundo
- ♦ Disponibles a través de todos los protocolos soportados

Instantáneo

Ambos medidores ofrecen una selección de mediciones de alta precisión, de 1 segundo o alta velocidad y de 1/2 ciclo así como RMS verdaderos por fase y totales para:

- ♦ Voltaje y Corriente
- ♦ Potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAR)
- ♦ Potencia aparente (kVA)
- ♦ Factor de potencia y frecuencia
- ♦ Desequilibrio entre voltaje y corriente
- ♦ Inversión de la fase

Tiempo de Uso

Los medidores ofrecen una completa medición del tiempo de uso (TOU), un calendario de 20 años es adaptable, prácticamente, a cualquier estructura de tarifas de suministros. Pueden registrar automáticamente los valores TOU en intervalos especificados por el usuario, en fechas y horas predeterminadas o en el momento de producirse eventos internos y externos.

Tendencias

Ambos medidores ofrecen acceso a información histórica en el panel frontal. Los medidores despliegan, tienden a y continuamente actualizan información histórica con el reloj checador para hasta cuatro parámetros simultáneamente.

Medición de la Calidad de Energía

Control de Cumplimiento*

- ♦ Norma de monitoreo EN 50160
- ♦ Norma IEC 61000-4-7 de armónicos e inter armónicos **
- ♦ Norma IEC 61000-4-15 de señalización de fluctuaciones
- ♦ CBEMA/ITI
- ♦ Normas IEEE 519 y IEEE 1159

Registro de las Formas de Onda

Los medidores pueden captar simultáneamente todos los canales de voltaje y corriente.

- ♦ Captura de alteración de subciclos
- ♦ El número máximo de ciclos por captura de forma de onda contigua es 214,000 (basada en 16 muestras / ciclo x 96 ciclos y la más amplia capacidad de memoria del medidor)
- ♦ Hasta 512 muestras / ciclo estándar, 1024 muestras / ciclo opcional con el medidor ION 7650
- ♦ Hasta 256 muestras / ciclo con el medidor ION 7550
- ♦ Rango dinámico: Entradas de voltaje - 16 bits efectivos, Entradas de corriente -
- ♦ 19 bits efectivos

Medición del Tiempo Productivo Utilizando Nueves

La infraestructura actual de alimentación eléctrica puede suministrar electricidad con una fiabilidad del 99.9% (3 nueves ó 8.8 horas de tiempo de parada al año). No obstante, cualquier interrupción es inaceptable para los negocios de la economía digital, los cuales pueden requerir hasta un 99.9999999% (9 nueves ó 2 ciclos de tiempo de parada al año) para que su modelo empresarial opere eficazmente. Con los medidores ION 7550 y ION 7650 puede medir el número de nueves correspondiente a la fiabilidad.

Detección Fuera de Límite

Detecte, registre y genere informes sobre las características específicas de los desequilibrios de voltaje y corriente y las variaciones en las pérdidas y el factor de potencia, las sobretensiones o subtensiones, etc.

Indicadores de Rendimiento

Los medidores pueden ser configurados para monitorear un amplio rango de indicadores de rendimiento de la Utilidad, incluyendo:

- Tiempo total de corte de electricidad (en segundos)
- Duración intolerable para la distorsión de armónicas total, voltaje, frecuencia y factor de poder en cientos u otros índices definibles

Medición de la Distorsión de Armónicas

Medición completa de la distorsión armónica, registro y reporte en tiempo real, hasta la armónica 63 (511 para el medidor ION 7650 por medio del software ION Enterprise) para todas las entradas de voltaje y corriente

- Individual (incluyendo la magnitud, la fase y las interarmónicas en el medidor ION 7650)
- Armónicas impares totales o pares totales
- Armónicas totales (pares + impares)
- Factor K, factor de cresta.

Componentes Simétricos*

Secuenciales cero, positivo y negativo así como la fase y magnitud para entradas de voltaje y corriente. Identifique desequilibrios de voltaje y corriente adversos en el equipo antes que causen daños.

Detección de Sag / Swell

La capacidad de captura de Sag / Swell de los medidores ION 7550 e ION 7650 le pueden ayudar a analizar la gravedad de los mismos y su impacto potencial.

- Datos sobre la magnitud y duración adecuados para el trazado de las curvas de tolerancia de voltaje
- Inicadores por fase para la grabación de formas de onda u operaciones de control

Captación de Transitorios*

- El medidor ION 7650 puede detectar y registrar transitorios de subciclos tan cortos como 17us hasta 60 Hz (20 us hasta 50 Hz)

Registro de Datos y Eventos

Los medidores ofrecen una memoria configurable no volátil de 5MB (hasta 10MB en opción de fábrica) para el almacenamiento de formas de onda, eventos y carga

Perfil de Carga

El ION 7550 y el ION 7650 incorporan 800 canales a través de 50 registradores de datos. Asignación de canales puede ser configurada para grabar la tendencia histórica de energía, demanda, voltaje, corriente, calidad de energía o cualquier otro parámetro medido. Los registradores pueden activarse en función de intervalos de tiempo, un programa de calendario, condiciones de alarma/eventos o bien manualmente.

Registro de Datos de Alta Velocidad

El registro de "explosiones" de alta velocidad (tan rápidos como intervalos de 1/2 ciclo) almacena características específicas sobre las interferencias o las interrupciones del suministro eléctrico. El registro puede activarse mediante un setpoint definido por el usuario o un equipo externo. El registro con desconexión intermitente sólo introduce datos durante el evento crítico a fin de conservar la memoria.

Registro Coincidente mín./máx.

Registre los valores de los parámetros clave o las condiciones del equipo que coincidan con una condición extrema, completo con la fecha/hora a la marcada con reloj fechador. Por ejemplo, registre todas las tensiones y corrientes del dispositivo de alimentación cuando se produzca una condición de demanda pico.

Sincronización de Tiempos y GPS

Relojes de tiempo real permiten fechar y registrar la hora de los eventos internos y de los registros de datos con una resolución de milisegundos.

Sincronice los con cualquiera de las tres fuentes:

- El cristal interno del medidor (+/- 5ppm a 0° a 40°C, 32° a 104°F)
- La frecuencia de línea de la red eléctrica medida**
- Un receptor GPS externo con una precisión de +/- 1 ms.

El puerto serial utilizado para la sincronización de tiempos GPS es dedicado exclusivamente como una entrada GPS.

Lógica Matemáticas y Control

Realice cálculos internamente sobre cualquier valor medido, calcule cantidades reales a partir de las entradas de impulsos (por ej. cálculos BTU) y calcule valores de compensación de pérdidas de transformadores. Además, puede implementar esquemas de facturación en tiempo real.

Funciones Matemáticas

Determine fórmulas utilizando los siguientes operadores:

- Aritméticos (+, x, -, ÷)
- Comparativos (>, <, =, ≥, ≤, ≠)
- Lógicos (AND, OR, NOT, TRUE, FALSE, IF)
- Trigonométricos (SIN, COS, TAN, ASIN, ACOS, ATAN)
- Matemáticos (PI, SQRT, POWER, SUM, SUMSQ, AVG, RMS, LOG10, LN, MAX, MIN)

Lógica Programable y Setpoints

24 setpoints pueden ser establecidos para operaciones de 1 segundo ó 1/2 ciclo y pueden ser activados por cualquier condición sobre o baja. Los setpoints pueden activar:

- Las alarmas acústicas (a través de software) y visuales
- La función de rellamada del módem/buscapersonas
- Registro de datos
- Registro de formas de onda con control sobre captura de pre y post eventos
- Control de relés
- Los setpoints relativos

Formatos de pantallas múltiples están disponibles, incluyendo gráfica de barras con indicadores mín./máx.

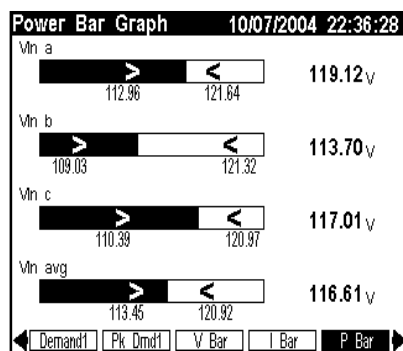
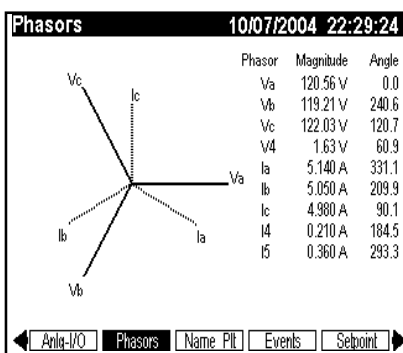
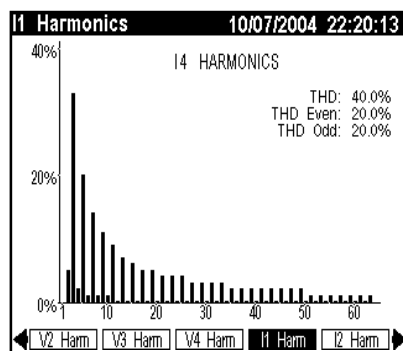


Diagrama vector con ángulos de magnitud y fase puede ayudarle a reducir el tiempo de instalación



Visualice THD y armónicas individuales a través de la pantalla del panel frontal



El servidor web integrado le provee acceso a buscadores para localizar información extensa del medidor en tiempo real

Operation	Voltage	Current
Consumption	Vln avg 119.96 V	I avg 4.32
Power Quality	Vln a 119.06 V	I a 3.75
Setup	Vln b 119.97 V	I b 5.00
Network Setup	Vln c 120.04 V	I c 4.22
	Vll avg 207.77 V	I4 0.21
	Vll a-b 207.61 V	I unbal 15.4
	Vll b-c 207.79 V	
	Vll c-a 207.92 V	Power Factor
	V unbal 0.09 %	PF sign para 1.00

Integración del Software

Amplias capacidades de comunicación le permiten a los medidores ser fácilmente integrados al software de Power Measurement o con cualquier otro sistema de administración de energía o control de distribución.

Software ION EEM™

Los medidores pueden ser integrados con el software ION EEM, un paquete integrado de programas de software empresarial que satisface un espectro completo de necesidades de administración de energía, desde reducción de costos operacionales hasta obtención de soporte para asignación de costos, evaluación comparativa y presupuestos.

Software ION Enterprise™

Los medidores son compatibles con el software de operaciones ION Enterprise basado en Windows, el cual presenta datos en tiempo real y datos registrados así como funciones manuales de control y configuración. Además, proporciona un sistema de compartición de datos para toda la empresa en un entorno de red seguro.

Software ION Setup™

Ambos medidores pueden ser enriquecidos con el software gratuito ION Setup para Windows, un asistente de fácil configuración y solución de software que despliega información en tiempo real desde sus dispositivos de monitoreo de energía y provee capacidades de configuración de dispositivos.

Modbus Master

Los medidores pueden leer y escribir datos en los dispositivos esclavos Modbus a través de un puerto serial designado. Esta potente función permite a los medidores recolectar datos de dispositivos Modbus, procesarlos y después entregar la información condensada en diferentes formas.

La habilidad de lectura del Modbus Master le permite adquirir datos de medidores de bajo costo cercanos, datos que pueden ser almacenados en la memoria

interna, presentados en despliegues gráficos o monitoreados usando setpoints internos.

La habilidad de escritura del Modbus Master le permite realizar funciones como controlar puntos de E/S remotos, reconfigurar setpoints o parámetros de configuración en PLC (Controladores lógicos programables) y simplemente intercambiar datos con otros sistemas de información.

Conexión por Internet

MeterM@il®

Los medidores equipados con un puerto Ethernet pueden enviar automáticamente notificaciones de alarma por correo electrónico así como actualizaciones programadas del estado del sistema. Los mensajes de MeterM@il pueden recibirse, como cualquier otro mensaje de correo electrónico, en una estación de trabajo, un teléfono celular, un buscapersonas o en una PDA. Los registros de datos también pueden enviarse mediante correo electrónico por ocurrencia de eventos o de forma programada adaptándose a las restricciones de firewall

WebMeter®

Un servidor web interno que, en combinación con un puerto Ethernet, ofrece un acceso rápido y fácil a información sobre la energía e información básica sobre la calidad de la energía en tiempo real sin necesidad de utilizar un software especial. Las páginas web integradas despliegan información diversa sobre la energía e información básica sobre la calidad de la energía a través de cualquier dispositivo compatible con la web y además soporta actividades básicas de configuración de medidores.

Compatibilidad con XML

Los medidores también pueden intercambiar información utilizando el formato estándar XML. Este simple formato legible por computadora soporta una integración fácil con informes personalizados, hojas de cálculo, bases de datos y otras aplicaciones.

Comunicaciones

Acceso multipuerto, multiprotocolo

Comunicación simultánea con hasta 4 puertos proporciona una compartición segura de datos con una variedad de sistemas de administración de energía usando una selección de opciones de normas y protocolos de comunicación.

Puerto RS-232/RS-485

Seleccionables entre RS-232 y RS-485

- ◆ Protocolos: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate, ModemGate o Modbus Master
- ◆ Velocidad en baudios: 300bps a 115,200bps.

Puerto RS-485

- ◆ Protocolos: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate, ModemGate, o Modbus Master
- ◆ Velocidad en baudios: 300bps a 57,600bps

Puerto de Datos Infrarrojos:

Puerto Óptico ANSI Tipo 2 puede descargar información en tiempo real a una computadora personal portátil

- ◆ Protocolos: ION, Modbus RTU, DNP 3.0
- ◆ Velocidad en baudios: 1200 bps hasta 19,200 bps.

Módem Interno

Módem interno de teléfono disponible ofrece una conexión rápida y ModemGate, un portal de red, permite compartir el módem interno del medidor a través de los puertos disponibles de serie con hasta 31 dispositivos adicionales.

- ◆ Protocolos: ION, Modbus RTU, DNP 3.0
- ◆ Velocidad en baudios: Hasta 33.6 kbps.

Puerto Ethernet

El puerto opcional Base 10-T ó Base 10-FL ofrece acceso directo a través de un LAN/WAN de Ethernet e incorpora EtherGate™, un sistema que permite transferir datos directamente entre una red Ethernet a un máximo de 62 dispositivos a través de los dos puertos de serie del medidor.

- ◆ Protocolos: TCP/IP, ION, Modbus TCP, DNP 3.0, Telnet, NTP, DNS y SMTP
- ◆ Velocidad en baudios: Hasta 10 Mbps.

Interoperatividad

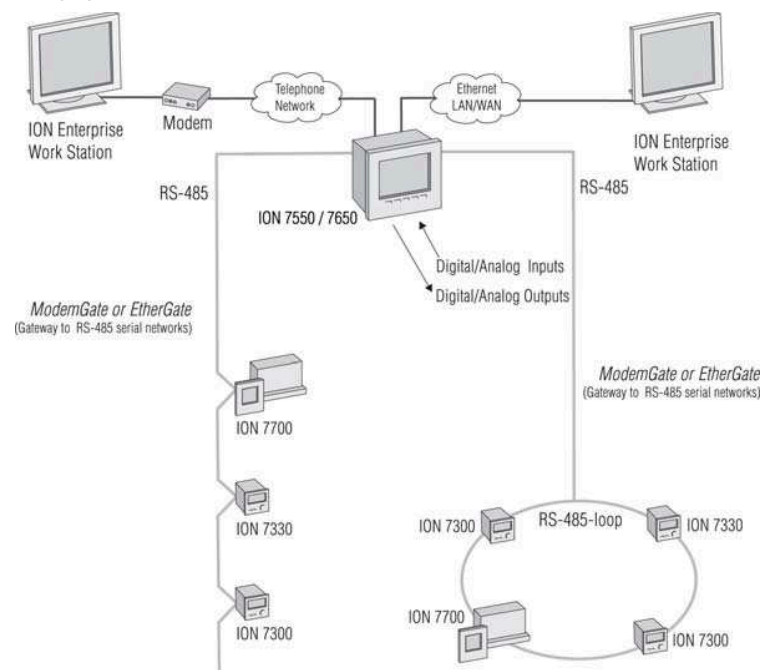
La habilidad de comunicaciones simultáneas mediante protocolos múltiples le permiten utilizar funciones avanzadas de cualquier medidor para expandir una red existente de Modbus, DNP o ION. Registros y valores en tiempo real también están disponibles mediante Modbus.

Soporte para Software UTS

Los medidores son totalmente compatibles con plataformas de software UTS incluyendo MV-90®, MVP, MVRS, MVLT y MVCOMM, y ofrecen una conexión directa entre Ethernet a MV-90.

Firmware basado en Módulos Flash

Realice actualizaciones mediante comunicaciones sin retirar la unidad de su emplazamiento.



Entradas / Salidas

E/S digitales estándar y analógicas opcionales le permiten monitorear una amplia gama de condiciones, tales como la velocidad de flujo, los ciclos del dispositivo (RPM), los niveles de combustible, la presión de aceite y la temperatura del transformador. Usted puede enviar los impulsos de energía a un RTU o bien llevar a cabo operaciones de control del equipo.

Entradas / Salidas Digitales

- ♦ 8 entradas digitales pueden monitorear el estado o contar los pulsos desde un contacto seco "libre de voltios" externo
- ♦ 4 puertos de salidas de estado sólido y 3 relés internos pueden ser controlados automáticamente por medio de setpoints internos o manualmente vía un puerto de comunicaciones.

Entradas / Salidas Analógicas

Cualquier medidor puede ser equipado con una tarjeta opcional de E/S analógica:

- ♦ 8 Entradas digitales
- ♦ 4 entradas analógicas aceptando 0 a 1mA ó 0 a 20mA (escalable desde 4 a 20mA)
- ♦ 4 salidas analógicas aceptando -1 a 1mA ó 0 a 20mA (escalable desde 4 a 20mA)
- ♦ 4 entradas analógicas aceptando 0 a 20mA y 4 salidas analógicas aceptando 0 a 20mA
- ♦ 4 entradas analógicas aceptando 0 a 1mA y 4 salidas analógicas aceptando -1 a 1mA

Contacte a Power Measurement para saber las combinaciones de E/S soportadas.

El Poder de ION

Los medidores están basados en nuestra Tecnología ION® patentada la cual garantiza la longevidad de su solución de medición porque puede adaptarse a sus necesidades cambiantes y le permite tomar ventaja de nuestros avances continuos en tecnología.

Las mediciones y otras funciones de ambos medidores son proporcionadas por los módulos ION. Puede agregar o reorganizar rápidamente las funciones con iconos de arrastrar y soltar y haciendo clic con el ratón. Imagine nuevas funciones y hágalas realidad con ION.

Montaje

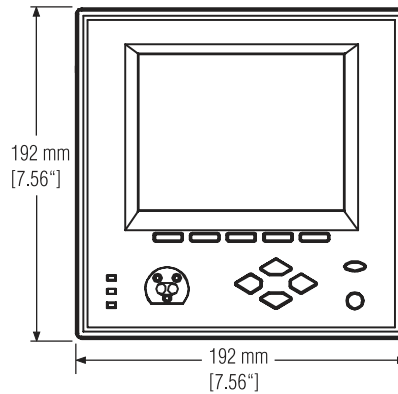
Los medidores ION 7550 e ION 7650 pueden ser montados en paneles en una abertura DIN estándar de 186 mm x 186mm:

- ♦ Tamaño del bisel: 192mm x 192mm (DIN)
- ♦ Un despeje de una distancia de 160mm (6 ½ pulgadas) es requerido detrás del panel (además de dejar espacio para los conectadores y cables)
- ♦ Una tarjeta adaptadora para facilitar la conversión de los medidores de la serie 3000 a medidores ION 7550 y ION 7650 está disponible. Por favor contáctenos para mayor información.

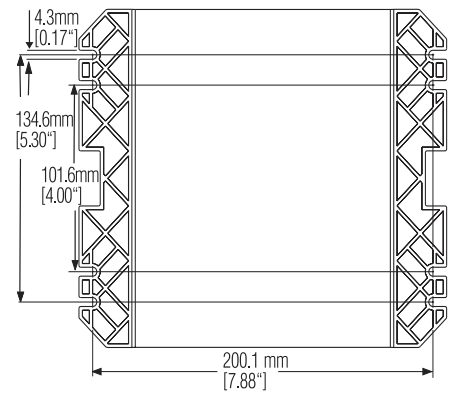
Los modelos TRAN no cuentan con una pantalla integrada y pueden colocarse a ras sobre cualquier superficie plana.

Dimensiones

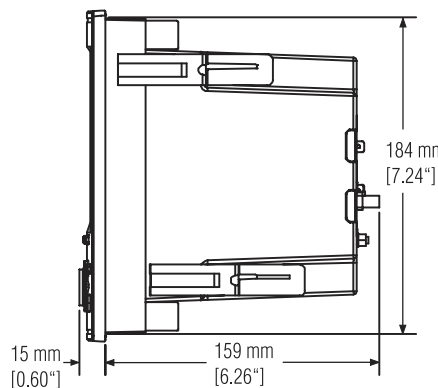
Vista Frontal



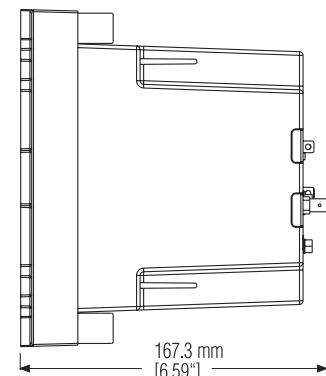
Vista Frontal, Modelo TRAN



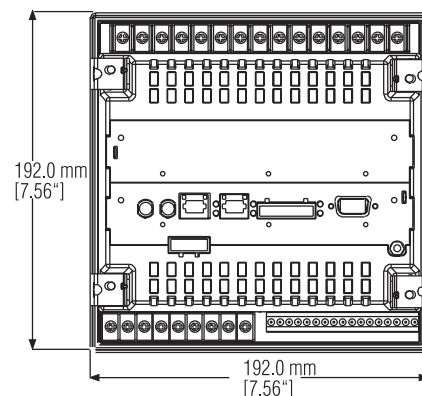
Vista lateral



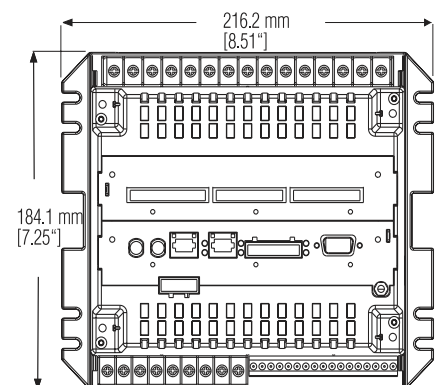
Vista lateral, Modelo TRAN



Vista Posterior

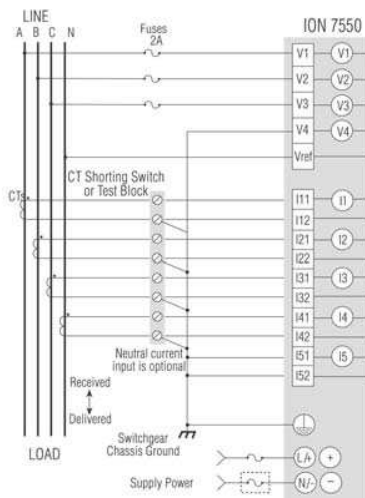


Vista Posterior, Modelo TRAN



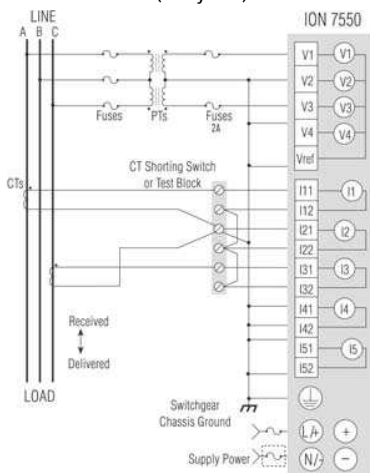
Ejemplos de Conexiones

Conexión en Y de 4 cables (Conexión directa)



Nota: Fusible es necesario si la corriente es proveída desde una fuente sin tierra (ejemplo voltaje L-L)

Conexión Delta de 3 Cables (2 TP y 2 TC)



Nota: Fusible es necesario si la corriente es proveída desde una fuente sin tierra (ejemplo voltaje L-L)

Conexiones

Instalación

- Conexión Y de 4 cables, Y de 3 cables, Delta de 3 cables, Delta Directa y sistemas de fase sencilla
 - 4 Entradas de voltaje y 5 de corriente
 - Todas las entradas cumplen con la norma ANSI/IEEE-C37.90-1989 de resistencia de supertensión y pruebas de transitorios rápidos
- #### Entradas de Voltaje y de Corriente
- Entradas de auto ajuste 57V a través de 347V LN/600V LL
 - No TP necesarios para sistemas Y hasta de 347/600 VAC
 - Entradas de corriente estándar 5 a 20 A
 - Entradas de corriente 1A opcionales
 - Opción de sensores de corriente de bajo voltaje

Control de Poder

La fuente de poder estándar de los medidores ION 7550 e ION 7650 tiene un rango de voltaje de 85 a 240 VAC y 100 a 330 VCC, y puede ser suministrado desde un alimentador de fusibles dedicado

Especificación de medidas†

Parámetro	Precisión ± (%Lectura)
	1 segundo
Voltaje (l-l) (l-n)	0.1%
Frecuencia	±0.005Hz
Corriente (I1, I2, I3)	0.1%
Corriente (I4, I5)	0.4%
kW, kVAR, kVA	clase 0.2*
kWh, kVARh, kVAh	clase 0.2*
Demandas KW, KVA	clase 0.2*
Factor de Potencia (a Unidad PF)	0.2%
Armónica (hasta la 40)#	IEC 61000-4-7
Armónica (hasta la 63)	1% Escala Total
Factor K	5% Escala Total
Factor Cresta	1% Escala Total
Componentes simétricos#	Voltaje:0.2% FS**, Corriente 0.4% FS**

†Referirse al manual del usuario para rangos válidos de medidas *Referirse a la sección de Normas en la página 7

Solo en medidor ION 7650

** FS=Escala Total

La resolución de la pantalla cumple o excede con la precisión.

Capacidad del Registro Programable por el Usuario

Ejemplo de configuraciones:

	ION 7550		ION 7650	
	500 Eventos	500 Eventos	500 Eventos	500 Eventos
Datos ^A	1.5 años	3.1 años	1.3 años	2.9 años
Forma de onda	180 ^B	180 ^B	360 ^C	360 ^C

^A 16 parámetros registrados cada 15 minutos

^B 30 Forma de onda en 6 canales a la máxima velocidad de muestreo

^C 30 Forma de onda en 12 canales con cualquier formato seleccionable (por ejemplo, 6 son 512 muestras por ciclo por 4 ciclos y 6 canales son 32 muestras por ciclo durante 54 ciclos)

Especificaciones

Entradas de Voltaje

- Entradas: V1, V2, V3, V4, VREF
- Entradas valoradas: 347IN/600 II VAC RMS
- Sobrecarga: 1500VAC RMS continuos
- Resistencia dieléctrica: 2500VAC RMS, 60Hz por 1 minuto
- Impedancia: 5M Ohms/fase
- Captura de Fallo: 1200 Vpico

Entradas de corriente

- Entradas: I1, I2, I3, I4, I5

Transformadores de Corriente Estándar

- **Rango de Corriente Estándar**
 - Nominal valorada: 5A, 10A y/o 20A (Corriente ANSI Clase 2 y 10)
 - Corriente inicial: 0.005A RMS
 - Captura de Fallos: 70A (instantáneos) pico
 - Voltaje máximo: 600V RMS (CAT III IEC61010-1)
 - Resistencia dieléctrica: 3250VAC, 60Hz por 1 minuto
 - Carga pesada: 0.05VA por fase (a 5A)
 - Impedancia: 0.002 Ohms por fase
- **Rango de Corriente Opcional:**
 - Nominal valorada: 1A, 2A, 5A, y/o 10A (Corriente ANSI clase 10 y 20)
 - Corriente inicial: 0.001A RMS
 - Captura de fallos: 17.5A (instantáneos)pico
 - Voltaje máx.: 600V RMS (CAT III IEC61010-1)
 - Sobrecarga: 50A RMS por segundo, no recurrente
 - Resistencia dieléctrica: 2500 VAC, 60Hz por minuto
 - Carga pesada: 0.015VA por fase (a 1A)
 - Impedancia: 0.015 Ohms por fase

Detectores de Corriente con Salidas de Voltaje AC

(Disponible sólo con los medidores ION 7500 e ION 7600)

- Entradas valoradas: 1V RMS
- Sobrecarga: 5.5V (CAT I IEC 61010-1)
- Impedancia: 220k Ohms máx.
- 2 opciones
 - Entradas de detectores de corriente para uso con detectores de corriente de 0 -1 VAC. Detectores se venden separadamente. La precisión depende de las especificaciones en los detectores
 - Entradas de detectores de corriente con 3 Transformadores de corriente (CTs) con sujetadores calibrados de la técnica universal 10A, que cumple con la norma IEC 61036 de precisión

Entradas Digitales

- 8 Entradas: S1-S8, SCOM auto-activado, detección de contacto en seco, no requiere voltaje externo.
- Anchura mínima de pulso: 1ms
- Pulso máximo: 20 pulsos / segundo
- Resolución de sincronización: 1ms
- Velocidad de actualización: ½ ciclo (después de la resolución de sincronización)
- Aislamiento: 300 Vpico para 10s, 60Hz
- Voltaje valorado máximo 120 VCC (activación externa)

Relés Electromecánicos

- 3 Relés Forma C: R1-R3
- Contactos Forma C: NO, K, NC
NO, K y NC son abreviaciones para "Normalmente abierto", "Común" y "Normalmente cerrado" - corresponden a las terminales R11, R12 y R13 respectivamente en el relé # 1
- Voltaje valorado: 250 VAC / 30 VCC
- Carga valorada a voltaje valorado:
- Resistente: 10 A AC / CC
- Inductiva: 7.5A (AC, PF=0.4) / 5A (CC, L/R = 7ms)
- Voltaje máximo: 380 VAC / 125 VCC
- Protección MOV: 300 V máximo entre NO y NC
- Carga máxima y voltaje máximo: 0.2A (CC) / 3A (AC)
- Tiempo encendido: 15ms máximo
- Tiempo apagado: 5ms máximo
- Aislamiento: 5,000 VAC por 1 minuto
- Tiempo de vida:
- 10,000,000 operaciones (sin carga)
- 100,000 operaciones (carga y voltaje valorados)
- Velocidad de actualización: ½ ciclo ó 1 segundo

Salidas de Estado Sólido

- 4 Salidas Forma A: D1 - D4
- Voltaje máximo: 30 VCC
- Corriente máxima: 80mA
- Aislamiento: Aislado ópticamente. Máximo Aislamiento 5000V RMS (UL:E64380)
- Velocidad de actualización: ½ ciclo ó 1 segundo

Salidas Análogas (opcional)

- Salidas: 4: AO1 - AO4
- Tipo de señal: Corriente CC
- Rango: 0-20 mA (escalable 4-20) ó -1-1mA (escalable 0-1)
- Capacidad de conducción: 500 Ohms (20mA) ó 10k Ohms (1mA)
- Precisión +/- 0.2% a escala total
- Velocidad de actualización: ½ ciclo ó 1 segundo
- Aislamiento: 750 V a tierra

Entradas Análogas (opcional)

- Entradas: 4: AI 1 a AI 4
- Tipo de señal: Corriente CC
- Rango: 0 a 20mA (escalable 4 a 20), ó 0 a 1 mA
- Impedancia de la entrada: 24 Ohms (20mA), ó 475 Ohms (1mA)
- Precisión: +/-0.2% escala total
- Velocidad de actualización: 1 segundo
- Aislamiento: 750V a tierra
- Modo común: máximo 400K Ohms (canal a canal)

Fuente de Alimentación

- Entradas valoradas: AC: 85 a 240 VAC (+/-10%), 47 a 63Hz, CC: 110 a 330 VCC (+/-10%)
- Resistencia dieléctrica: 2000VAC RMS, 60Hz para 1 minuto
- Carga pesada: Típica 15VA, máxima 35VA
- Interrupciones soportadas: Mínimo: 100ms (6 ciclos a 60 Hz a 96 VAC), 200ms (12 ciclos a 60Hz a 120VAC), 800ms (48 ciclos a 60Hz a 240 VAC)

Comunicaciones

Puertos seriales

- 1 puerto RS-232/485 y 1 puerto adicional RS-485
- Protocolos: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate, ModemGate, Modbus Master
- Velocidad en baudios: RS-232 - 300bps a 115,200 bps
- Velocidad en baudios: RS-485 - 300bps a 57,600bps

Puerto Óptico ANSI Tipo 2

- Interfaz: Puerto óptico ANSI Tipo 2
- Velocidad en baudios: 1200 - 19,200bps
- Dúplex: medio
- Protocolos: ION 2.0, Modbus RTU, DNP 3.0
- Localización: Al frente del medidor

Modem Interno

- Velocidad de transmisión de datos: 300bps - 33.6kbps (V.3.4, V.32 bis, V.32, V.22 bis, V.22 A/B, V.23, V.21, Bell 212A, Bell 103)
- Detección automática de la velocidad de transmisión de datos es soportada
- Corrección de error: V.42 LAPM, MNP 2-4, MNP 10
- Compresión de información: : V.42 bis/MNP 5
- Interfaz: RJ11 (hilos de punta y nuca)
- Aprobaciones gubernamentales: FCC P68 (EEUU), Industria de Canadá CS-03, CTR21 (Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza, Reino Unido)

Puerto Ethernet

- Protocolos: TCP/IP, Telnet, ION, Modbus TCP, DNP 3.0
- Interfaz: IEEE 802.3-1993, ISO/IEC 8802-3:1993 (Ethernet) Base 10-T ó Base 10-FL (opcional)
- Base 10-T:
- Cableado: par de cables torcidos sin aislamiento, 0.5mm (24A WG), máximo 100 metros de largo
- Conector: RJ45
- Aislamiento: transformador aislado, voltaje mínimo de aislamiento: 1500VAC RMS/2250VCC
- Base 10-FL:
- Cableado: cable de fibra óptica, 62.5/125um nominal, largo de onda 850nm, máximo 2000 metros de largo
- Conector: ST (macho)
- Aislamiento: Óptico

Condiciones Ambientales

- Temperatura de operación: -20°C a +70°C (sin formación de hielo) (-4°F a 158°F)
- Almacén: -40°C a +85°C (-40°F a 185°F)
- Humedad: 5 a 95% no-condensación

Embalaje

- 3.2kgs / 7.1 libras
- 17x 10 x 11 pulg. (0.98 pies3)
- 40.8 x 24 x 27.9 cms (0.0235 metros3)

Pantalla

- Tipo: Pantalla de cristal líquido FSTN (LCD)
- Resolución: 320 x 240 pixeles (1/4 VGA)
- Temperatura: Rango de operación -20°C a +70°C (-4°F a 158°F)
- Iluminación trasera: LED

Cumplimiento de la Normativa

Precisión

- Conformidad independiente con las normas IEC62053-22 0.2S, 1A y 5A probada por KEMA*
- Cumple con ANSI C12.20, Clase 10 y Clase 20
- Cumple con Mediciones de Canadá AE-1021*

Los productos cumplen o exceden los requerimientos de las normas enlistadas. Todos los productos fueron probados internamente por Power Measurement. Algunos productos fueron probados en laboratorios de terceros. Debido al factor de forma, algunos medidores no cumplen con las pruebas de las normas ANSI/IEC. Contacte a Power Measurement para mayor información al respecto.

Seguridad / Diseño

- Requerimientos de seguridad IEC1010-1 para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios
- Requerimiento de seguridad CSA C22.2 No. 10101-1 para equipos eléctricos de medición, control y uso en laboratorios de la Asociación Normalizadora de Canadá
- Norma UL 61010B-1 de equipos de medición, pruebas y generación de señal

Inmunidad Electromagnética

- IEEE C.37-90.1-1989: Pruebas de capacidad estándar IEEE de resistencia a la sobretensión (SWC) para relés protección y sistemas de relé (ANSI) (Para todas las entradas excepto los puertos de comunicación de red)
- IEC1000-4-2 (EN61000-4-2/IEC801-2): Descarga electrostática
- IEC1000-4-3 (EN61000-4-3/IEC801-3): Inmunidad de campos EM radiados
- IEC1000-4-4 (EN61000-4-4/IEC801-4): Transitorios eléctricos rápidos
- IEC1000-4-5 (EN61000-4-5/IEC801-5): Inmunidad a la sobretensión
- IEC1000-4-6 (EN61000-4-6/IEC801-6): Inmunidad conducida
- IEC1000-3-2 (EN6100-3-2) Límites para emisiones de corrientes de armónicas (corriente entrada de equipo < 16 amperios por fase)
- IEC1000-3-3 (EN6100-3-3) Límite de fluctuaciones de voltaje y flicker en sistemas de suministro de bajo voltaje para equipos con corriente valorada < 16 amperios
- EN50082-2 Compatibilidad electromagnética, estándares de inmunidad para ambientes industriales

Emisiones Electromagnéticas

- FCC Parte 15 Subparte B, Clase A: Clase A Dispositivo Digital, Emisiones Radiadas
- EN55011 (CISPR 11) Emisiones radiadas/conducidas para equipo industrial, científico y médico (ISM)
- EN55022 (CISPR 22) Emisiones radiadas/conducidas para equipo de la tecnología de la información (IT)
- EN61000-6-4 (EN50081-2) Compatibilidad electromagnética, estándares de emisiones para ambiente industrial



Certificado No. 002188

Algunas funciones son opcionales

Para identificar funciones estándar y opcionales, por favor refiérase a las "Formas de Orden de Producto" en www.pwr.com

Lista de Funciones y Opciones	ION 7550	ION 7650
Potencia, Energía y Demanda		
Voltaje/corriente por fase, promedio, desequilibrio	■	■
Potencia: real, reactiva, aparente, factor de potencia, frecuencia	■	■
Energía: bidireccional, total, recibida, enviada, neta	■	■
Demanda: de bloque, sliding window (bloque rotatorio) térmica, prevista	■	■
Calidad de la potencia		
Monitoreo de sags/swells	■	■
Componentes simétricos: cero, positivo, negativo	■	■
Detección de transitorios, microsegundos†	■	17
Armónicas: individuales, pares, impares, total hasta	63 rd	63 rd
Armónicas: magnitud, fase e interarmónicos	■	40 th
Velocidad de muestreo, número máximo de muestras por ciclo	256	1024
Fluctuaciones (armónicas según EN50160, IEC 6100-4-7/4-15)	■	■
Configurable para IEEE 519 - 1992, IEEE159, SEMI	■	■
Tiempo productivo en nueve dígitos	■	■
Registro y grabación		
Capacidad estándar de memoria	5MB	5MB
Máxima capacidad de memoria opcional	10MB	10MB
Registro mín./máx. para cualquier parámetro	■	■
Registros históricos, número máximo de canales	800	800
Registros de formas de onda, número máximo de ciclos	96	96
Resolución de registro de hora en segundos	0.001	0.001
Información de tendencias histórica vía pantalla del panel frontal	■	■
Sincronización de tiempos GPS	■	■
Comunicaciones y E/S		
Puertos RS-232/485	1	1
Puertos RS-485	1	1
Puertos Ethernet	1	1
Puerto óptico infrarrojo ANSI Tipo 2	1	1
Módem interno	1	1
3 Puertos DNP 3.0 mediante puertos seriales, módem y puertos	■	■
Modbus RTU esclavo en puertos seriales, módem y puertos infrarrojos	■	■
Modbus RTU maestro en puertos seriales	■	■
Modbus TCP mediante Ethernet	■	■
EtherGate, transmisión de datos entre Ethernet y RS-485	■	■
ModemGate, transmisión de datos entre el módem interno y RS-485	■	■
MeterM@il, datos registrados y alarmas por e-mail	■	■
WebMeter, servidor web integrado	■	■
Entradas analógicas	4	4
Salidas analógicas	4	4
Entradas digitales de estado	16	16
Salidas digitales de estado (estándar)	4	4
Salidas de relés (estándar)	3	3
Setpoints, alarmas y control		
Setpoints, tiempo mínimo de respuesta	1/2 ciclo	1/2 ciclo
Setpoints, número	65	65
Fórmulas matemáticas, lógicas, trigonométricas, logarítmicas y de linealización	■	■
Alarmas simples y de condiciones múltiples	■	■
Llamada en caso de alarma	■	■
Medición de Facturación & Normativa		
ANSI C12.16 relativa a la precisión	■	■
ANSI C12.20 0.2, Clase 10 & 20	■	■
IEC 62053-22 0.2S, 1 & 5A*	■	■
IEC 62053-22 0.5S 1 & 5A*	■	■
Aprobado por Mediciones de Canadá*	■	■
Soportado por MV-90	■	■
Compensación de pérdida de transformador / línea	■	■

† línea de frecuencia 60Hz, 17us para línea de frecuencia 50 Hz

* Certificación pendiente

Conoce al líder mundial

Power Measurement es un proveedor líder de sistemas de administración de energía para empresas y servicios en todo el mundo, provee a grandes compañías de suministro eléctrico y consumidores. Nuestro software ION® compatible con la web y nuestros medidores inteligentes le proporcionan la información y control que los negocios necesitan para reducir los costos relacionados con la energía, maximizar la productividad al administrar la calidad de energía y confiabilidad, además le ofrece servicios de valor agregado. Nuestras oficinas en EEUU, Canadá y regiones en el extranjero soportan una red global de representantes de ventas y servicios.

Oficina central

2195 Keating Cross Rd.
Saanichton, BC, Canadá V8M 2A5
Tel: 1-250-652-7100 Fax: 1-250-652-0411
email: sales@pwr.com

Europa

Schulstrasse 6
91320 Ebermannstadt, Alemania
Tel. +49 (0) 9194-724 765
Fax +49 (0) 9194-724 766
email: pme@pwr.com



**POWER
MEASUREMENT**

Para conocer la información más actual, visite

www.pwr.com

Fecha de Revisión: Octubre 2004

© 2004 Power Measurement. Impreso en Canadá 70100-0176

ION, ION Enterprise, MeterM@il, y WebMeter, son marcas registradas de Power Measurement. Queda rigurosamente prohibida la reproducción o retransmisión total o parcial del presente documento sin la autorización previa de Power Measurement. La información aquí incluida está sujeta a cambios sin previo aviso. Cualquier asistencia técnica proveída por este documento de Power Measurement para el diseño o configuración de sistemas debe ser estimada como una propuesta no como una recomendación. La responsabilidad para determinar la factibilidad de dicha propuesta queda en manos del comprador original y debe ser probada por el comprador original.

SU REPRESENTANTE LOCAL



smart energy everywhere



Finally:
An easy-to-use,
multi-purpose,
affordable ETM
Top quality
protection
for all of your
transformers—
even the smallest
ones



If you're still using mechanical devices to monitor oil and winding temperature and the load tap changer (LTC) in your transformers because electronic solutions are beyond your budget, it's time to make the switch to an affordable electronic monitor—one that's easy to configure and use, and that comes with the guaranteed dependability and quality you expect from the industry's leading supplier.

The Qualitrol 505 Electronic Temperature Monitor (ETM) gives you the multi-function versatility of top-of-the-line devices at a price point you can afford, even if you operate a smaller power distribution system.

The 505 can monitor all three critical transformer performance factors—main tank oil temperature, winding temperature and LTC temperature—as well as calculate the differential temperature of the LTC and the main tank. The device measures up to three RTD inputs, and uses a clamp-on CT, from which the 505 calculates the winding temperature. All of the

temperature and condition information is displayed locally, or is accessible in real time via RS-485 using DNP 3.0 or MODBUS, eliminating costly trips to the substation and helping you avert potential problems.

Four relays—each with up to five set points—control fans and alarms for each temperature source. Each relay can respond to multiple monitored conditions to close a contact the moment a set point is exceeded. The new, versatile matrix function of the relays reduces installation costs by eliminating costly wiring schemes.

- The 505 ETM:**
- Lowers costs
 - Is easy to install and use
 - Provides superior temperature control for higher loads
 - Provides real-time data and remote control to avert problems
 - Performs multiple functions

A u t o m a t i o n m a d e e a s y





Lower cost

- With one device centralizing all of your transformer temperature and LTC information, you can make one purchase and install one monitor—lowering your wiring, installation and training costs.
- The new, versatile matrix function of the relays reduces installation costs by eliminating costly wiring schemes.

Easy to install and use

- The 505 ETM can be panel mounted in your control cabinet, or mounted directly to the outside of the transformer in a self-contained, weatherproof enclosure.
- Computer-aided programming simplifies the setup of operating parameters for the 505. Configure the system using familiar Windows-compatible software through a RS-232 port, or use the push-buttons on the front panel.
- Load current input is measured by snapping a small CT around the conductor of the transformer CT. This provides total isolation of the monitoring system from the transformer system.
- Universal style RTDs and magnetic RTDs are available for retrofits and difficult installations.
- A universal power supply connects to any substation power with a voltage range from 80 VAC to 264 VAC, or 20 VDC to 285 VDC. This minimizes inventory, simplifies control wiring design, and helps eliminate damage from incorrect wiring or voltages.
- Front panel auto/manual fan control allows you to select the cooling mode.

Superior temperature control for higher loads

- The 505 lets you choose your configuration and make adjustments on site to monitor multiple set points, using Windows software or the push-button panel.
- Four set point contacts operate from any of the active input channels in a logical “OR” function.
- Each relay offers up to five set points—one for each of the four key monitoring functions (main tank oil temperature, winding temperature, LTC temperature and differential), or for other uses determined by substation operators, like ambient temperature.
- Each relay can respond to multiple monitored conditions to close a contact the moment a set point is exceeded.
- The 505 uses advanced simulation algorithms to calculate CT winding temperature based on three different cooling modes.
- You never need to wonder if the elements have compromised your critical information. The 505 holds measurement accuracy across the complete range of environmental and power-supply extremes, including the hostile electromagnetic substation environment.
- Self-diagnostic functions continuously test the internal circuitry processor system, external sensors and applied power. In the event of a problem, “fail-safe” relays activate cooling and alarm.

Provides real-time data and remote control to avert problems

- There’s no need to wait for reports from the substation to be sure that all systems are working normally.
- 0-1 or 4-20mA output, or an optional RS-485 data port with DNP 3.0 or MODBUS communications, allow the 505 to function as an Intelligent Electronic Device (IED). The 505 can send the data to the central control room, the substation control house or any other location.

Performs multiple functions

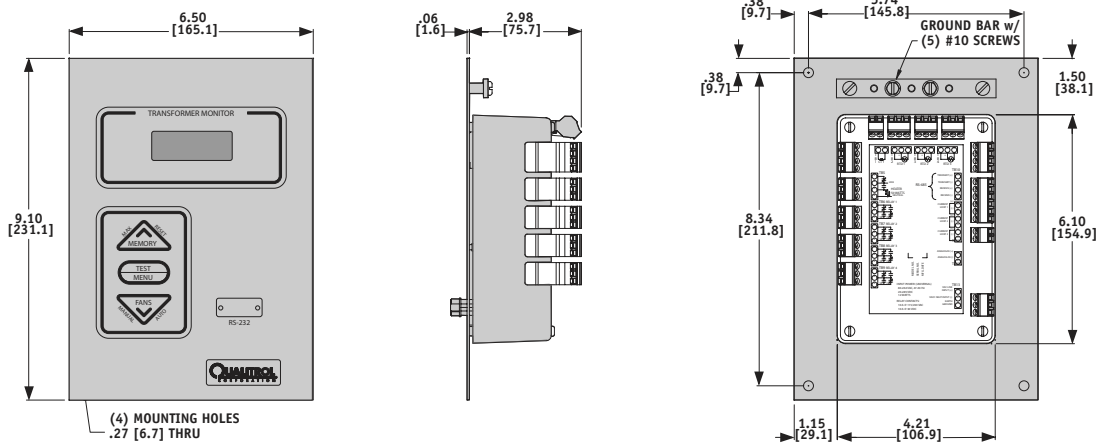
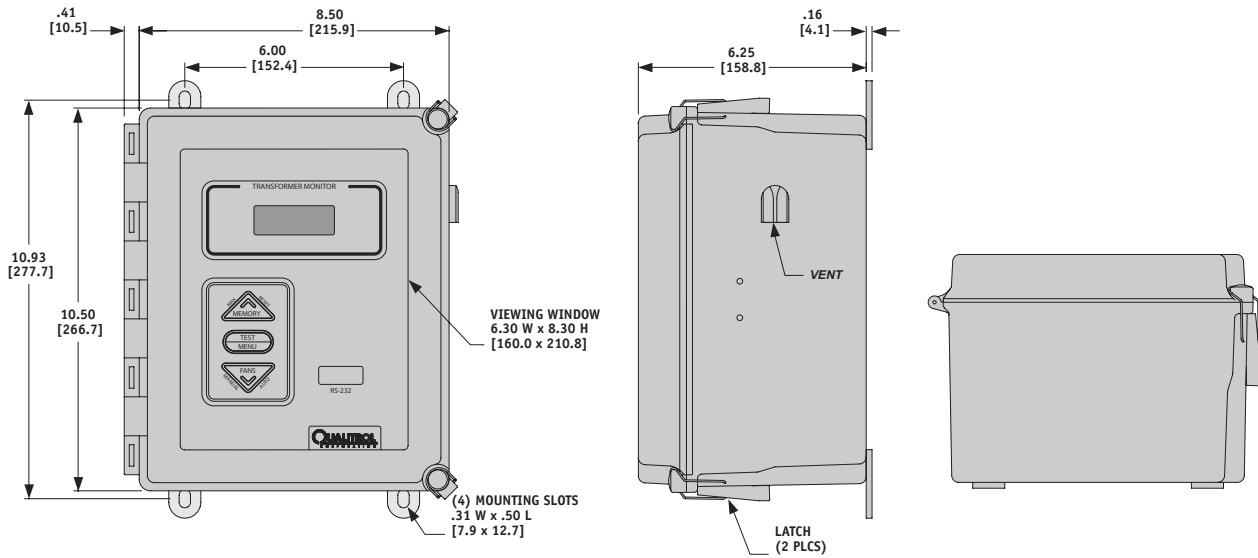
- No longer are you forced to buy an off-the-shelf monitor—or a series of monitors—and conform your system to its operating parameters.
- Most monitoring solutions require separate devices for main tank oil temperature, winding temperature and load tap changer (LTC) temperature monitoring. The 505 ETM does all three, as well as oil vs. LTC differential.
- Automatic cooling-bank exercising and switching evens out the wear and prolongs the life of the cooling bank controls, fans and pumps.

Specifications

Environmental	Operating temperature:	-30°C to 72°C
	Storage temperature:	-50°C to 85°C
	Relative humidity:	10 to 90% non-condensing
	Hi-pot:	2300VAC 50/60Hz for 1 minute relay contact and over to sensor terminals and earth ground.
	Vibration:	50 to 180 Hz @ .004" displacement
	Shock:	10g in 3 orthogonal planes
	Electromagnetic Compatibility:	Generic IEC immunity per EN50081-2 (emissions) EN61000-6-2-2 (immunity), EN61010-1 (safety)
	Surge Withstand Capability:	IEEE C37.90.1 Oscillatory and Fast Transient
Performance	Input Power:	80 VAC to 264 VAC 47-63 Hz or 20 VDC to 285 VDC 12 Watts
	Inputs:	3 100 ohm RTDs, 1 clamp-on CT, 1 options 4-20mA
	Measurement Range:	0°C to 200°C, RTD (will display from -50°C to 250°C) 0°C to 50°C for CT measurement added to oil temp (will display from -50°C to 250°C) -50°C to 50°C for differential temperatures
	Display resolution:	1°C
	Display accuracy:	±1% of Full Scale RTD and CT, over temperature range. Winding temperature to be calculated to a 1°C resolution. Display will show negative values when input is below 0°C but accuracy is not specified. Display will show values up to 250°C but accuracy is not specified.
	Memory retention:	40 years with power off
Outputs	Control/Alarm Contacts:	4 form-C relay contacts for cooling control, alarms, trip, each controlled by multiple inputs
	Heater Control:	1 relay
	Contact Rating:	12.0A @ 240 VAC resistive, 12.0A @ 30 VDC resistive, 0.35 @ 250 VDC
	Remote (SCADA) Output:	3 outputs, 0-1mA, 4-20mA, maximum allowable
	Load resistance:	10,000 ohms for 0-1mA, 450 ohms for 4-20mA
	Data Communication:	RS-232, RS-485, MODBUS, DNP 3.0
Mechanical	Front Panel:	Graphic Overlay
	Mounting:	Panel Mount Width = 6.5", Height = 9.1", Depth = 2.98" Cutout 4.21"W x 6.10"H Mounting four (4) #1/4 bolts on a 5.74" W x 8.34" H pattern OR Enclosure Mount Nema 3R Width = 8.91", Height = 10.50", Depth = 6.25" Mounting Four (4) #1/4 bolts (0.31 x 0.50 slot) on a 6.00" W x 10.93" H pattern
	Terminals:	Screw terminal; maximum 12 gauge wire
Approvals		Declaration of CE Mark pending



Configurations



For the panel mounted version our recommended cutout is 5.24 X 8.50 inches [133 X 216 mm]



Qualitrol Company, LLC
1385 Fairport Road
Fairport, NY 14450
USA

Phone: 585-586-1515
Fax Orders: 585-377-0220
Fax Quotes: 585-377-9613

E-mail: info@qualitrolcorp.com
www.qualitrolcorp.com

Flygfaltsgatan 6C
128 30 Skarpnack
Sweden

Phone: +46 8 447 54 50
Fax: +46 8 604 68 10

E-mail: info@akmsweden.com
www.akmsweden.com



A.3.- MEMORIA TÉCNICA EXPERIENCIA DE DISEÑO Y APLICACIÓN SISTEMA DE MONITOREO.

A.3.1.- Generalidades.

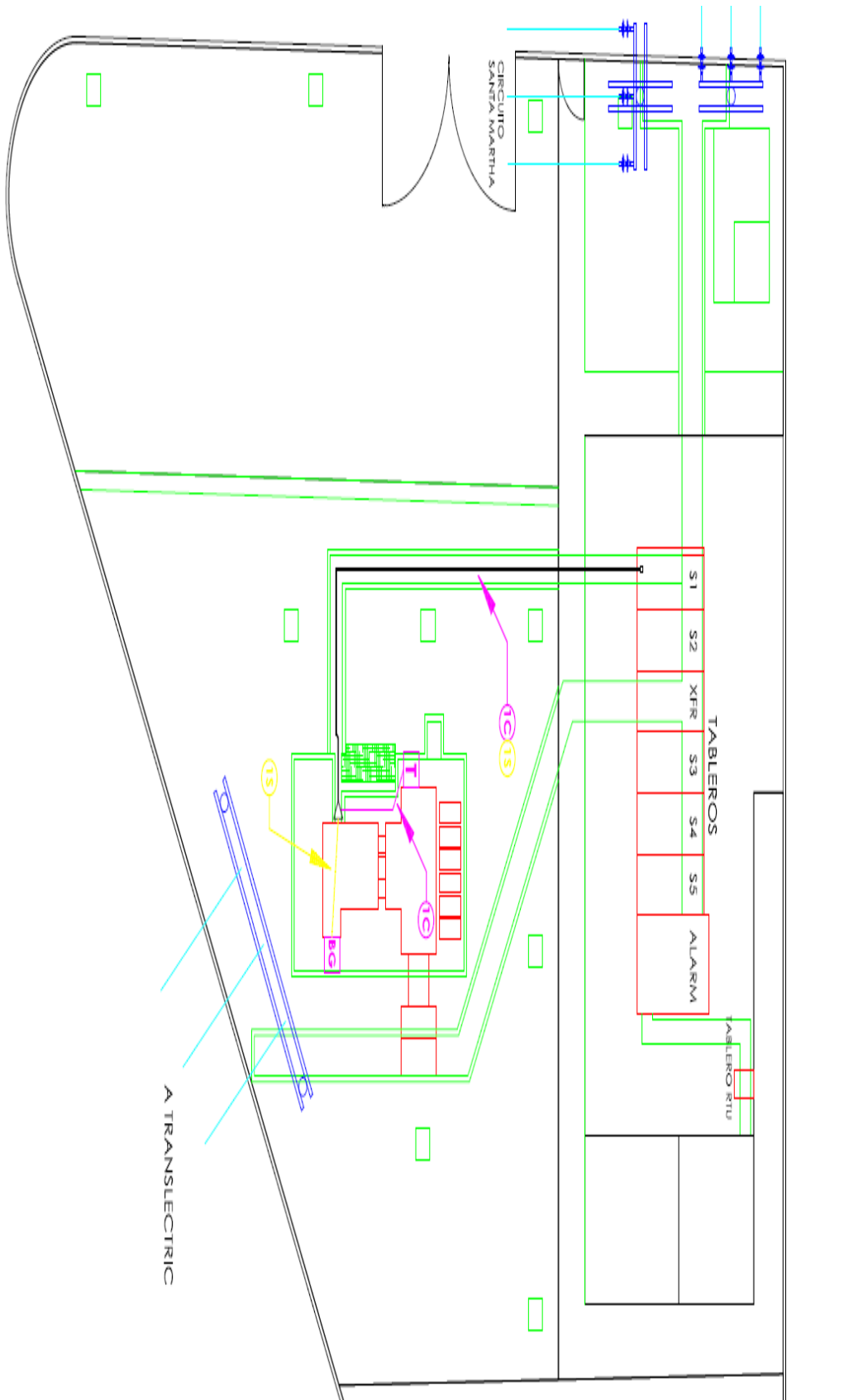
Este sistema permite las operaciones de control sobre los elementos de potencia seccionadores e interruptores asociados al transformador de potencia, La información recopilada incluye indicación de status de elementos eléctricos, control de apertura y cierre, medición de parámetros eléctricos y temperaturas, alarmas del transformador y equipo asociado, El servidor principal para la supervisión se encuentra en el centro de control. Se provee una conexión Ethernet para el enlace sobre TCP entre la RTU SCOUT concentrador de datos y el centro de control.

A.3.2.- Señales del sistema.

- a.- Señales de energía a través de medidor ION 7650.
- b.- Señales de protección y disparo de relé diferencial de corriente ABB SPAJ 140C y relé de sobre voltaje ABB SPAD 346 C.
- c.- Señales de alarma. 14 alarmas tomadas del tablero de servicios auxiliares.
- d.- Señales de estados. Contactos auxiliares de posición de interruptor 52, posición de seccionador 89 y posición local remoto 43LR de GIS 69 kV y de posición de interruptor 52 de celda de entrada transformador.
- e.- Señales de control. Entradas auxiliares de control de interruptor 52 y control seccionador 89 de gis 69 kV, interruptor 52 celda entrada transformador y comando local remoto sistema de enfriamiento.
- f.- Señal digital de temperatura de transformadores de poder ETM 505.

A.3.3.- Planos de estructura e implementación.

PLANO DE UBICACIÓN DE EQUIPOS EN SUBESTACIÓN



LEYENDA DE PLANO DE IMPLANTACIÓN
SUBESTACIÓN LA CADENA

SIMBOLOGIA
SUBESTACIÓN LA CADENA

CABLES STP O ESPECIALES

1C.- TEMPERATURE MONITOR, 1 CABLE STP SOLID TO RTU SCOUT

CABLE CONCENTRICO 4X16AWG

1S.- TRANSFORMER GIS 52, 89, 57

- 1 CONC. STATUS OPEN/CLOSE 52 A C. CONTROL PANEL N°3
- 1 CONC. STATUS OPEN/CLOSE 89 A C. CONTROL PANEL N°3
- 1 CONC. POSICIÓN 57 Y POSICIÓN 43 A C. CONTROL RTU SCOUT
- 1 CONC. CONTROL OPEN/CLOSE 52 A C. CONTROL PANEL N°3
- 1 CONC. CONTROL OPEN/CLOSE 89 A C. CONTROL PANEL N°3

BG

CONTROL GIS 69KV

T

MONITOR DE TEMPERATURA
ETM 505

RT

RELE DE TRANSFORMADOR

RF

RELE DE FRECUENCIA
SEL 351 A DISTRIBUTION PROTECTION

— — — — — CONDUCTORES CONCENTRICOS 4X16AWG

----- CONDUCTOR STP

————— CONDUCTORES STP Y CONCENTRICOS

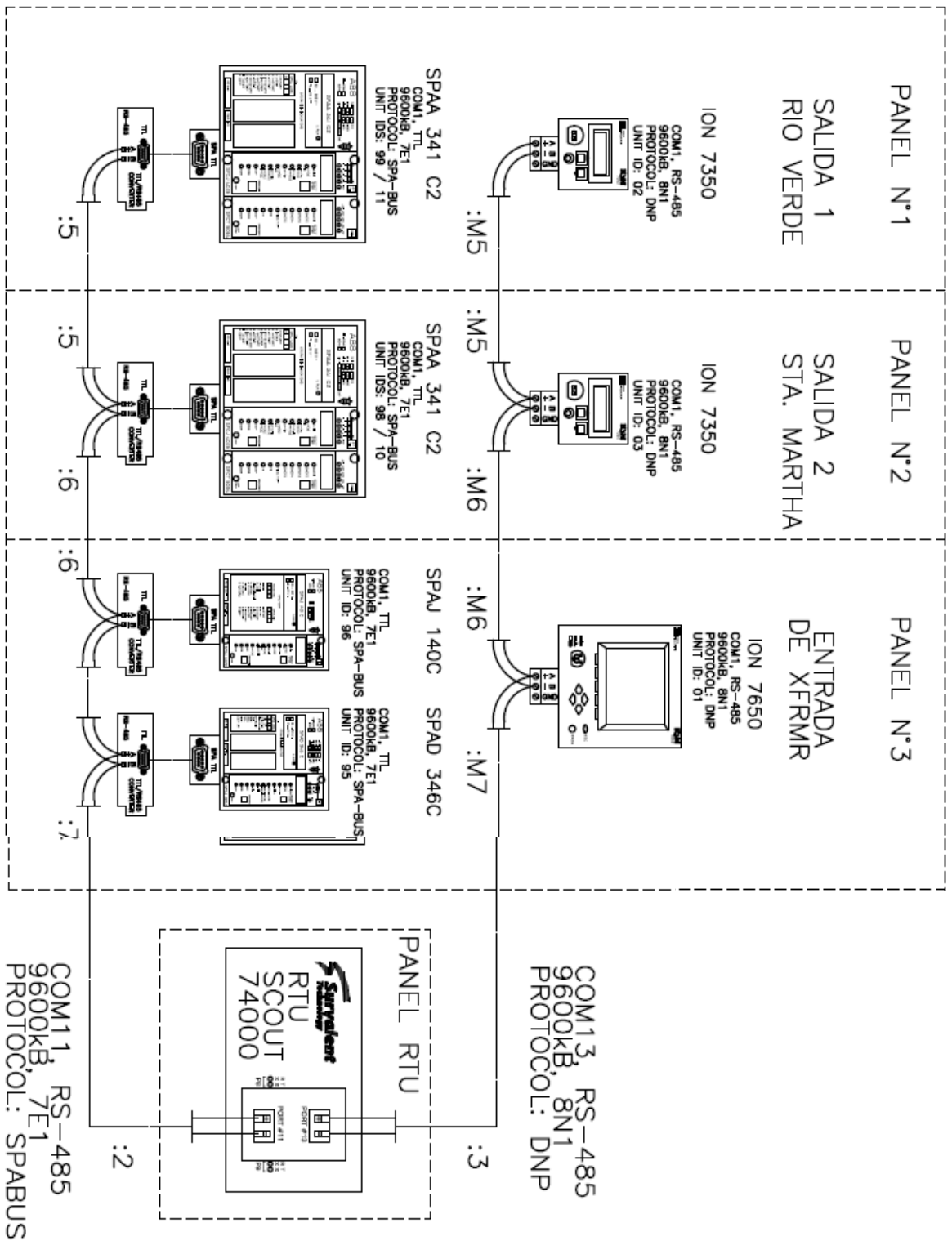


UNION DE CONDUCTORES STP
Y/O CONCENTRICOS
(CUALQUIER DIRECCIÓN)

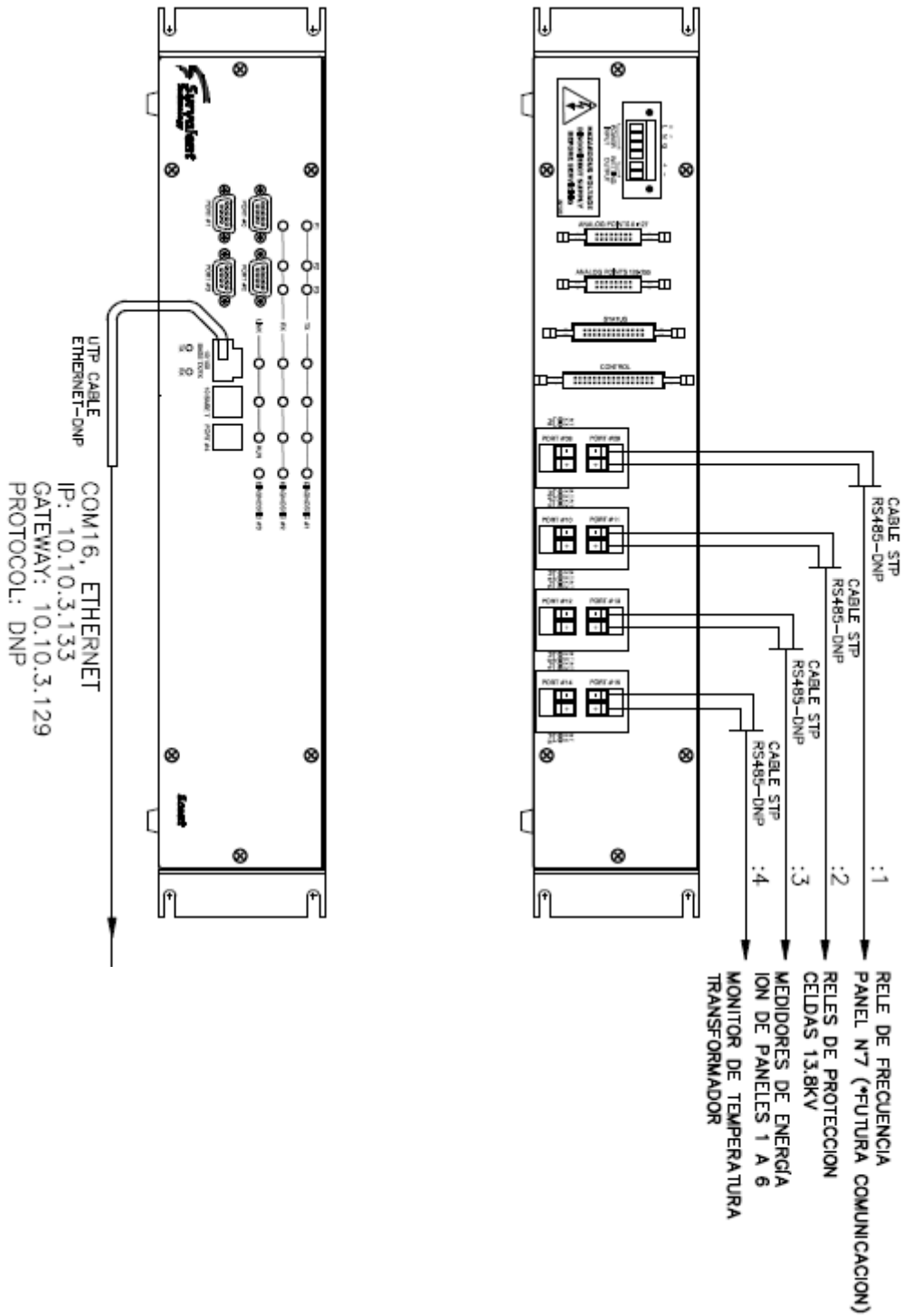


UNION DE CONDUCTORES STP
Y/O CONCENTRICOS EN DIRECCIÓN
SEÑALADA (ENTRADA O SALIDA)

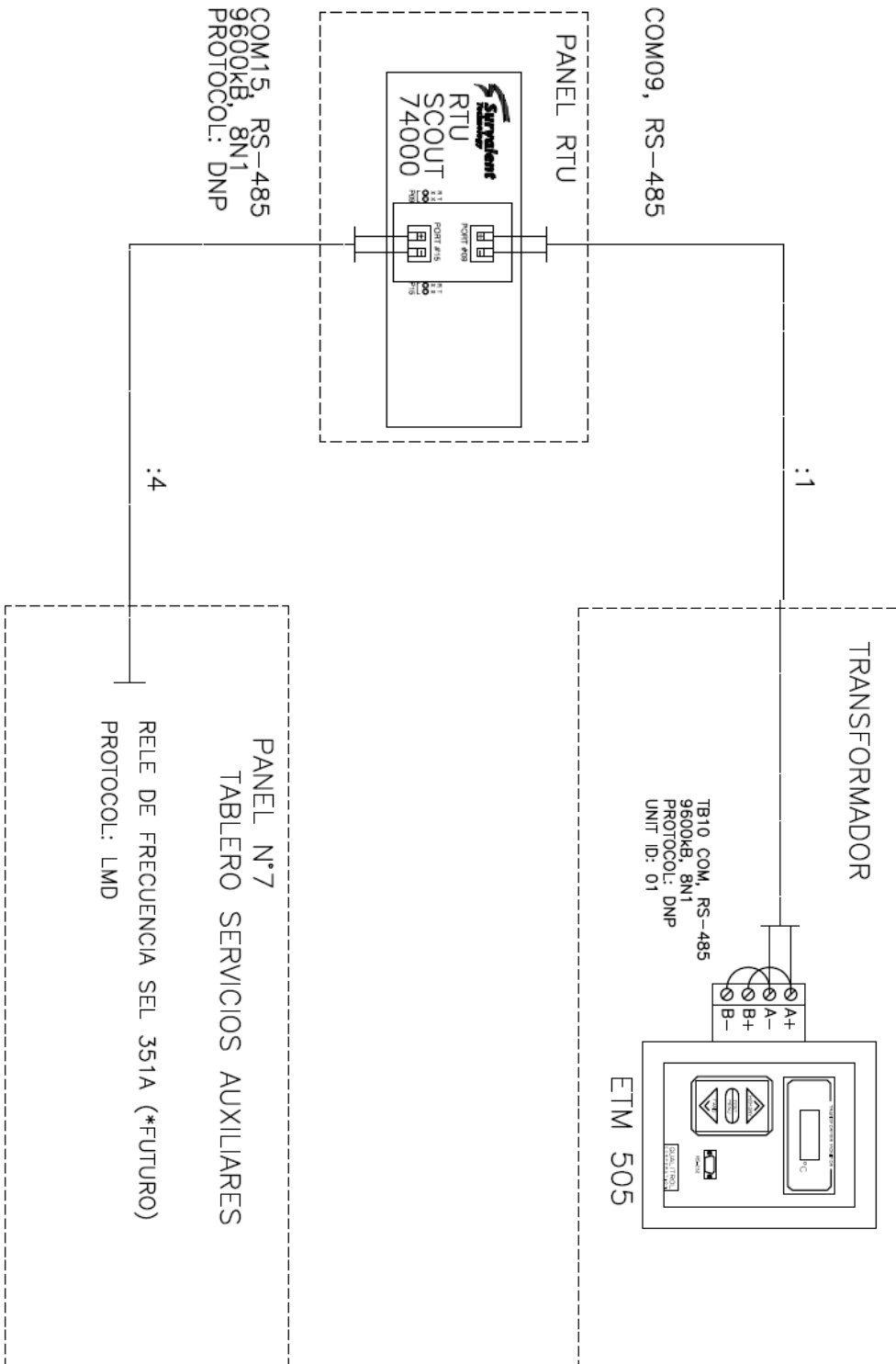
CONEXIONES PARA COMUNICACIÓN Y TRANSMISIÓN DE DATOS



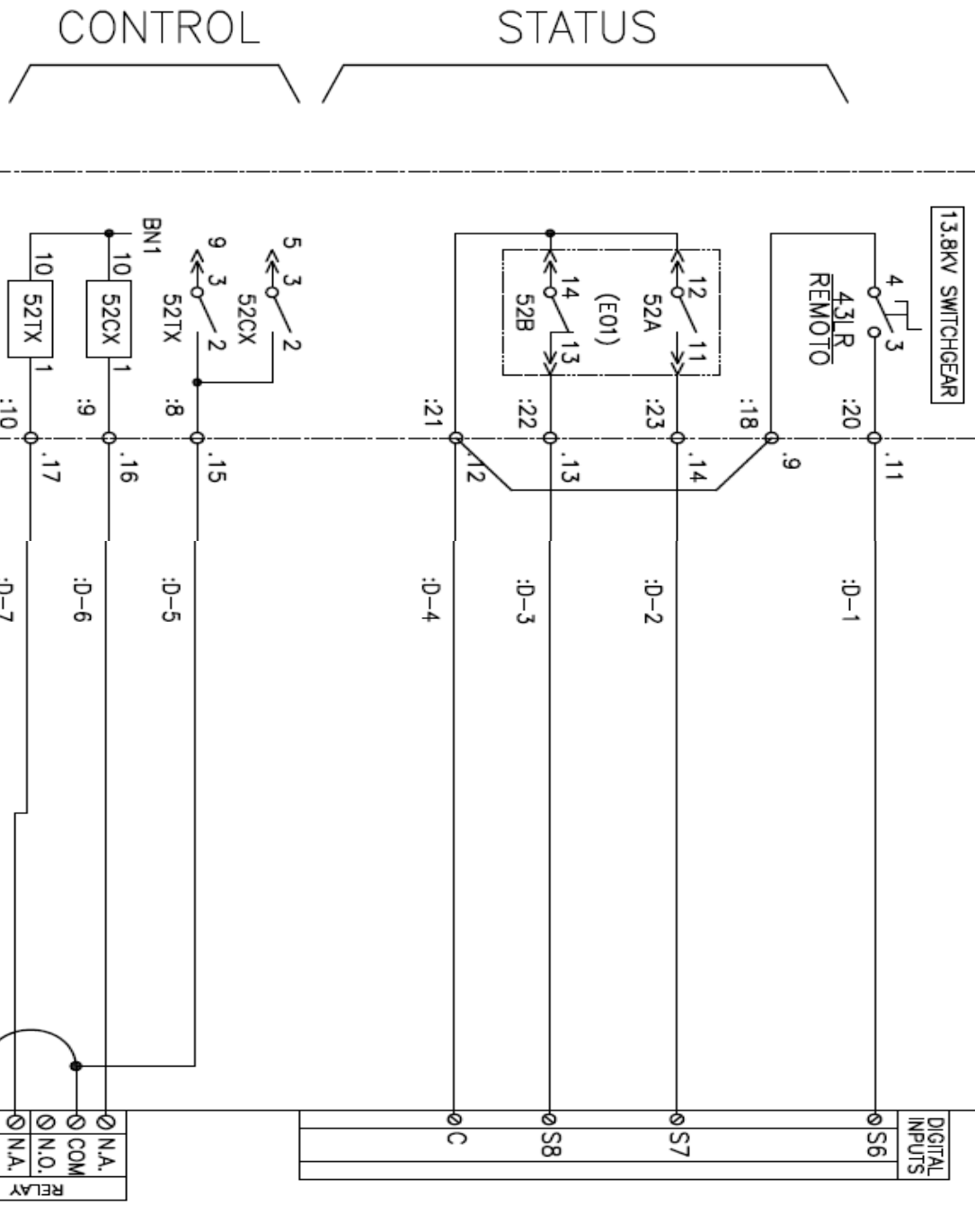
VISTA FRONTAL Y TRASERA DE RTU CON CONEXIONES EN LOS PUERTOS DE COMUNICACIÓN



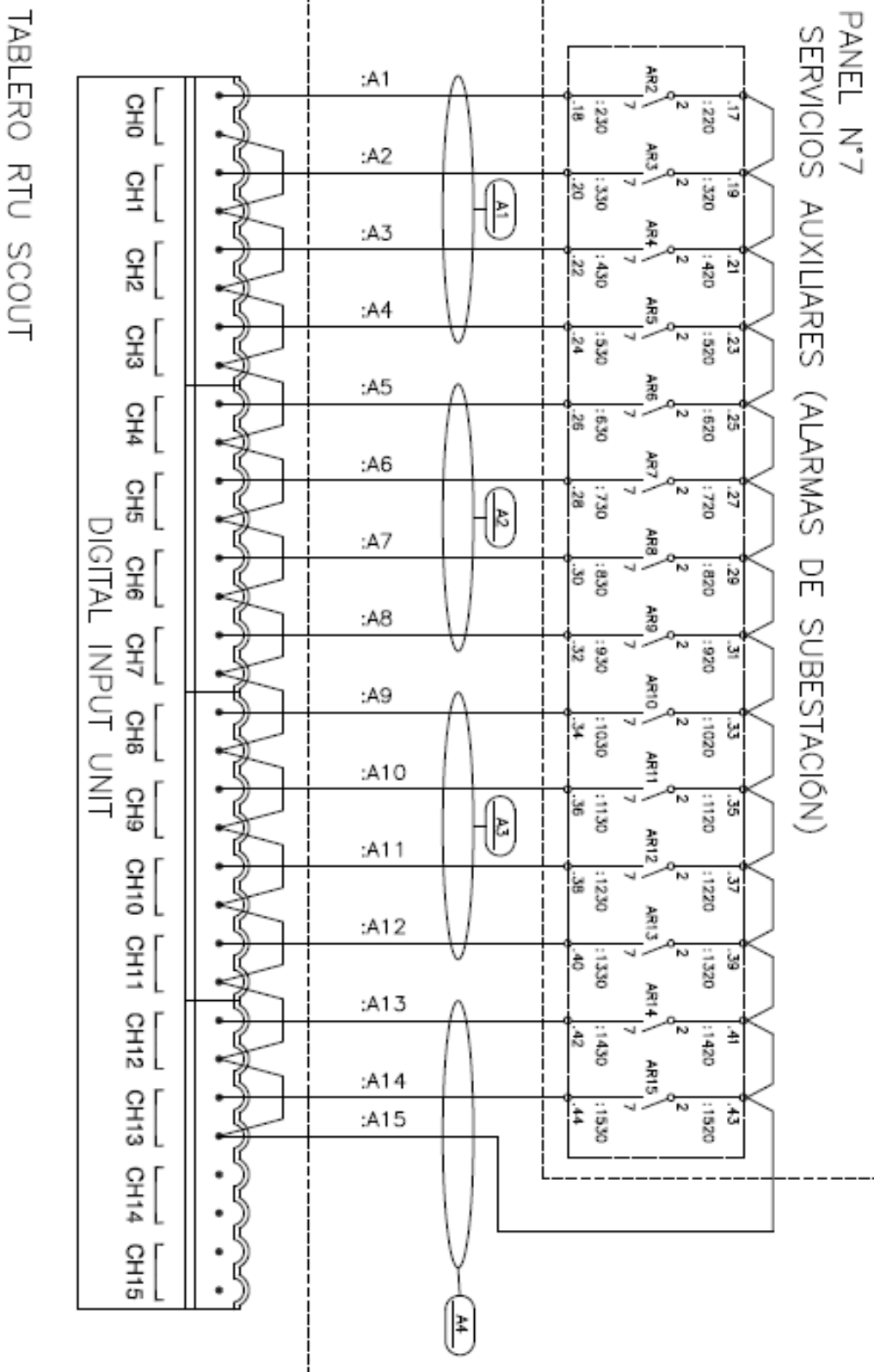
CONEXIONES DE TABLERO DE SERVIDOS AUXILIARES Y EQUIPO MEDIDOR DE TEMPERATURA.



CONEXIONES PARA CONTROL Y ESTADOS DEL INTERRUPTOR DE BARRA A 13.8 KV.



CONEXIONES DEL TABLERO DE SERVICIOS AUXILIARES Y ALARMAS.



ALARMAS DE SUBESTACIÓN LA CADENA

- AR2: FALLA ALIMENTACIÓN VDC 69KV
- AR3: BAJA PRESIÓN DE GAS
- AR4: SOBRE TEMPERATURA TRANSFORMADOR
- AR5: FALLA DE ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADOR
- AR6: BAJO NIVEL DE ACEITE DE TRANSFORMADOR
- AR7: FALLA DE MOTOR INTERRUPTOR-SECCIONADOR 69KV
- AR8: FALLA ALIMENTACIÓN VDC 13.8KV
- AR9: DISPARO DE RELE DE PRESIÓN SÚBITA DE TRANSFORMADOR
- AR10: FALLA DE ALIMENTACIÓN VAC
- AR11: FALLA DE SOBRECORRIENTE 13.8KV
- AR12: OPERACIÓN DE RELE DE FRECUENCIA
- AR13: FALLA DE CARGADOR DE BATERÍAS
- AR14: DISPARO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL
- AR15: DISPARO POR FALLA DE FUSIBLE EN PT

CONEXIONES DEL INTERRUPTOR GIS A 69 KV A LA ENTRADA DEL TRANSFORMADOR.

CELDA ENTRADA DE TRANSFORMADOR

ION 7650

7650	
DIGITAL INPUTS	
S1 0	STATUS 52B GIS 69KV
S2 0	STATUS 52A GIS 69KV
S3 0	43LR REMOTO GIS 1 69KV
S4 0	STATUS 89B GIS 69KV
S5 0	STATUS 89A GIS 69KV
S6 0	STATUS 43LR REMOTO BREAKER ENTRADA XFRMR
S7 0	STATUS 52B BREAKER ENTRADA TRANSFORMADOR
S8 0	STATUS 52A BREAKER ENTRADA TRANSFORMADOR
C 0	COMUN DE SEÑALES

DIGITAL OUTPUTS	
D1 0	CONTROL CERRADO 89CX GIS 69KV
- 0	
D2 0	CONTROL APERTURA 89TX GIS 69KV
- 0	
D3 0	CONTROL CERRADO 52CX GIS 69KV
- 0	
D4 0	CONTROL APERTURA 52TX GIS 69KV
- 0	
N.A. 0	
COM 0	CONTROL CERRADO 52 BREAKER ENTRADA TRANSFORMADOR
N.O. 0	
COM 0	CONTROL APERTURA 52 BREAKER ENTRADA TRANSFORMADOR
N.O. 0	
N.A. 0	
COM 0	
N.O. 0	

**ANEXO 4. Tablas de análisis de factibilidad.
A 4.1.- ANALISIS CON COSTOS UNITARIOS DE EQUIPOS DE MONITOREO PARA TRANSFORMADORES BASE.**

Análisis de factibilidad Económica		COSTO REAL		COSTO PROYECTADO	
Características Técnicas		Transformador Trifásico , 69 kV, 13,8 kV, 2.5/5 MVA, 2 Devanado(s), No , 3 Fase(s), 0-1000 msnm	Transformador Trifásico , 69 kV, 13,8 kV, 12.5/15 MVA, 2 Devanado(s), No. , 3 Fase(s), 0-1000 msnm	Autotransformador, 138 kV, 69 kV, 13,8 kV, 60/80/100 MVA, 18/24/30 MVA, Con cambiador de tomas	Autotransformador, 230 kV, 138 KV, 13,8 kV, 135/180/225 MVA, 45/60/75 MVA sin cambiador de tomas
TRANSFORMADOR		5 MVA	15 MVA	100 MVA	225 MVA
COSTO PROMEDIO UNITARIO		\$ 225.410,50	\$ 395.420,70	\$ 1.382.654,38	\$ 1.586.955,08
Equipo seleccionado	ION 7650 multifuncional	\$ 6.000,00	\$ 6.000,00		
	ETM 505 Temperatura	\$ 5.600,00	\$ 5.600,00		
	Material de instalación	\$ 800,00	\$ 800,00		
	Servicio de instalación	\$ 900,00	\$ 900,00		
	Servicio de Ingeniería	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00		
	Supervisión y fiscalización	\$ 700,00	\$ 700,00		
	Imprevistos y terceros	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00		
TOTAL	INVERSION POR TRANSFORMADOR	\$ 16.000,00	\$ 16.000,00		
BUSHING	Capacitancia y factor de potencia			\$ 5.300,00	\$ 5.300,00
ACIETE, BOBINADOS Y CAMBIADOR DE TOMAS	Temperatura			\$ 10.200,00	\$ 10.200,00
	Humedad y gases			\$ 7.800,00	\$ 7.800,00
	Material de instalación			\$ 5.800,00	\$ 5.800,00
	Servicio de instalación			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00
	Servicio de Ingeniería			\$ 3.000,00	\$ 3.000,00
	Supervisión y fiscalización			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00
	Imprevistos y terceros			\$ 2.000,00	\$ 2.000,00
TOTAL	INVERSION POR TRANSFORMADOR			\$ 38.100,00	\$ 38.100,00
		% DE INVERSION FRENTE A COSTO DEL EQUIPO		% DE INVERSION FRENTE A COSTO DEL EQUIPO	
		7,10	4,05	2,75	2,41

**TODOS LOS COSTOS FUERON TOMADOS DE LOS CATALOGOS DE VENTA DEL SISTEMA DE MONITOREO ESCOGIDO
COMO BASE Y SON VIGENTES PARA EL AÑO 2011.**

**ANEXO 4.
A 4.2.- BASE DE ORDENES DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL MONITOREO.**

Ubicación SNT	Descripción	Fecha inicio	Fecha finalización.	Retraso	Nombre Equipo.
UTS-POS-069-ATQ1	CORRECCION DE FUGA DE ACEITE POR BUSHIN	23/12/2010	23/12/2010	0%	Transformadores de corriente
UTS-MAC-230-TRK	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	19/12/2010	19/12/2010	0%	Banco de Autotransformadores TRK
UTS-SEL-138-ATQ1	Lavado aislación.	14/12/2010	14/12/2010	0%	Autotransformador (Trifásico)
UTS-POS-138-ATQ1	Lavado de Aislación.	13/12/2010	13/12/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásica)
UTS-MOL-230-0AT1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	12/12/2010	12/12/2010	0%	Banco de Autotransformadores AT1
UTS-MOL-230-0AT2	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	11/12/2010	11/12/2010	0%	Banco de Autotransformadores AT2
UTN-IBA-138-ATR1	Revisión del control del LTC	10/12/2010	10/12/2010	0%	Autotransformador de Potencia (Trifásico)
UTN-QVD-138-ATR1	Pruebas eléctricas a ATR fase C	09/12/2010	09/12/2010	0%	Autotransformador de Potencia-Fase C
UTS-POS-138-ATQ1	REGENERACION ACEITE OLTC ENERGIZADO	06/12/2010	10/12/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásic)
UTN-FOR-138-ATQ	Cambio de transformador de potencia	03/12/2010	05/12/2010	0%	Bahia Autotransformador ATQ 138 kV
UTN-FOR-138-ATQ	Fabricación puntas terminales terciario	30/11/2010	01/12/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTN-MUL-138-ATQ1	Corrección de fuga de aceite	21/11/2010	21/11/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-TOT-230-ATT1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	17/11/2010	20/11/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase C)
UTN-DOM-138-ATR1	Lavado de aislación trafo desenergizado	14/11/2010	14/11/2010	47%	Banco Autotransformadores ATR 138/69
UTN-MUL-138-ATQ1	Reglaje pernos Terciario - Fuga aceite	11/11/2010	11/11/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-MUL-138-ATQ1	CORRECCIÓN DE FUGA DE ACEITE	11/11/2010	11/11/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-MUL-138-ATQ1	CORRECCIÓN DE FUGA DE ACEITE	11/11/2010	11/11/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-SEL-138-ATQ1	REGENERACION ACEITE OLTC ENERGIZADO	10/11/2010	14/11/2010	0%	Autotransformador (Trifásico)
UTS-TRI-138-ATQ1	REVISION Y/O REEMPLAZO SELSYN LTC	10/11/2010	10/11/2010	0%	Autotransformador ATQ-B (Monofásico)
UTS-POS-138-ATQ1	REGENERACION ACEITE OLTC ENERGIZADO	08/11/2010	09/11/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásic)
UTS-MIL-230-ATK1	PRUEBAS INDICADORES DE TEMPERATURA	04/11/2010	04/11/2010	0%	Banco de autotransformadores ATK 230/69

UTS-TRI-138-ATQ1	REVISION SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	04/11/2010	04/11/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATQ (A-B-R)
UTS-SAL-138-ATQ1	PRUEBAS INDICADORES DE TEMPERATURA	28/10/2010	28/10/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTN-TOT-230-ATT1	Desmontaje Pulmón Tanque Conservador	26/10/2010	28/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase C.)
UTN-IBA-138-ATQ1	Embalaje y traslado	25/10/2010	31/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-ESM-138-0AA1	CAMBIO DE TAP	24/10/2010	24/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-DOM-138-ATR1	CAMBIO DE TAP	23/10/2010	23/10/2010	0%	Banco Autotransformadores ATR 138/69
UTN-DOM-230-ATU1	MTTO. TRAF0 FUERA DE SERVICIO	23/10/2010	23/10/2010	0%	Banco Autotransformadores ATU 230/138
UTN-DOM-138-ATR1	CAMBIO DE TAP	23/10/2010	23/10/2010	0%	Banco Autotransformadores ATR 138/69
UTN-DOM-230-ATU1	MTTO. TRAF0 FUERA DE SERVICIO	23/10/2010	23/10/2010	0%	Banco Autotransformadores ATU 230/138
UTN-DOM-230-ATU1	MANTENIMIENTO ANUAL TRAF0 ATU 230/138KV	22/10/2010	22/10/2010	0%	Transformador de potencia (Fase C)
UTN-DOM-230-ATU1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	21/10/2010	22/10/2010	0%	Transformador de potencia (Fase C)
UTN-TOT-138-ATQ1	-REPARACION DE VENTILADORES	17/10/2010	17/10/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTS-TRI-138-ATQ1	Lavado aislación.	17/10/2010	17/10/2010	0%	Bahia del ATQ 138
UTS-TRI-138-ATQ1	Lavado aislación.	17/10/2010	17/10/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATQ (A-B-R)
UTN-TOT-138-ATQ1	-REPARACION DE VENTILADORES	17/10/2010	17/10/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTS-TRI-138-ATT1	Lavado aislación.	16/10/2010	16/10/2010	0%	Bahia del ATT 138
UTS-TRI-230-ATT1	Lavado aislación.	16/10/2010	16/10/2010	0%	Bahia del ATT 230
UTS-TRI-230-ATT1	Pruebas eléctricas al transformador.	16/10/2010	16/10/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-TRI-138-ATQ1	PRUEBAS ELECTRICAS Y LIMPIEZA AISLACION	15/10/2010	17/10/2010	0%	Autotransformador ATQ-B (Monofásico)
UTN-CHO-138-ATQ1	MANTENIM. RUTIN. TRAF0 FUERA DE SERVICIO	10/10/2010	10/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-CUE-138-ATQ1	Mantenimiento de sistema de enfriamiento	10/10/2010	11/10/2010	56%	Banco de Autotransform. ATQ (A-B-C)
UTS-MIL-230-ATK1	LIMPIEZA DE AISLACION DE EQUIPO PRIMARIO	10/10/2010	10/10/2010	0%	Bahia del ATK 230
UTS-MIL-230-ATK1	Lavado aislación.	10/10/2010	10/10/2010	0%	Banco de autotransformadores ATK 230/69
UTN-CHO-138-ATQ1	MANTENIM. RUTIN. TRAF0 FUERA DE SERVICIO	10/10/2010	10/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-DOM-230-ATU1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	09/10/2010	09/10/2010	0%	Transformador de potencia (Fase C)
UTS-MIL-230-ATU1	Corrección de fuga valvula control nivel	07/10/2010	07/10/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-MAC-138-ATQ1	Inspección de sistema de enfriamiento	06/10/2010	06/10/2010	58%	Autotrafo de Potencia ATQ1 (A-B-C)
UTS-MAC-230-TRK	Inspección de sistema de enfriamiento	05/10/2010	05/10/2010	58%	Banco de Autotransformadores TRK

UTS-MIL-230-ATU1	Mtto preventivo trafo en servicio	05/10/2010	05/10/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-MAC-138-ATR1	Mtto del sistema de enfriamiento	04/10/2010	04/10/2010	58%	Banco de Autotransformadores ATR
UTS-MIL-230-ATK1	Mtto preventivo trafo en servicio	04/10/2010	04/10/2010	0%	Banco de autotransformadores ATK 230/69
UTS-SAL-138-ATQ1	Lavado aislación.	03/10/2010	03/10/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTN-AMB-138-0AT1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	02/10/2010	02/10/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-SAL-138-ATQ1	PRUEBAS ELECTRICAS Y LIMPIEZA AISLACION	29/09/2010	02/10/2010	0%	Autotransformador de Potencia (monofásico)
UTS-SAL-138-ATR1	PRUEBAS ELECTRICAS Y LIMPIEZA AISLACION	29/09/2010	02/10/2010	0%	Autotransformador de Potencia (monofásico)
UTS-POS-138-ATQ1	REGENERACION ACEITE OLTC ENERGIZADO	27/09/2010	29/09/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásic)
UTN-TOT-230-ATT1	Bajada aceite cuba y corrección fuga	27/09/2010	27/09/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase C)
UTS-CUE-138-ATQ1	CAMBIO PERIODICO DE TRAFIO	26/09/2010	26/09/2010	60%	Bahia del Autotransformador ATQ 138
UTN-ROS-138- TRN1	Habilitación de LTC	24/09/2010	24/09/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-CUE-138-ATQ1	Pruebas eléctricas transformador	24/09/2010	25/09/2010	0%	Autotransformador. de Potencia (ATQ-R)
UTN-FOR-138-ATQ	ELIMINACION FUGAS DE ACEITE ATQ	24/09/2010	26/09/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTN-ROS-138- TRN1	Habilitación de LTC	24/09/2010	24/09/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-FOR-138-ATQ	ELIMINACION FUGAS DE ACEITE ATQ	21/09/2010	21/09/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTS-TRI-230-ATT1	Mtto preventivo trafo en servicio	21/09/2010	21/09/2010	0%	Transformador de Potencia
UTN-FOR-138-ATQ	ELIMINACION FUGAS DE ACEITE ATQ	21/09/2010	21/09/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTS-CUE-138-ATQ1	Tratamiento purificación aceite.	20/09/2010	21/09/2010	0%	Autotransformador. de Potencia (ATQ-R)
UTS-TRI-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	20/09/2010	20/09/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATQ (A-B-R)
UTS-POL-138-ATQ1	Lavado aislación.	19/09/2010	19/09/2010	0%	Banco de autotransformadores ATQ
UTN-FOR-138-ATQ	Toma anual de muestras de aceite	14/09/2010	14/09/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTS-SEL-138-ATQ1	REGENERACION ACEITE OLTC ENERGIZADO	13/09/2010	14/09/2010	0%	Autotransformador (Trifásica)
UTN-FOR-138-ATQ	Mtto preventivo trafo en servicio	13/09/2010	15/09/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTS-DCE-230-ATK	Lavado aislación.	12/09/2010	12/09/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATK
UTS-DCE-230-ATK	TRATAMIENTO DE ACEITE Y PRUEBAS	10/09/2010	11/09/2010	0%	Transformador de Potencia ATK-A
UTS-RIO-069-TRK1	Corrección de puntos calientes	10/09/2010	10/09/2010	0%	Bahia de Transformador TRK 69
UTS-RIO-230-TRK1	Mtto de sistema de enfriamiento	07/09/2010	08/09/2010	0%	Transformador TRK
UTS-POS-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	06/09/2010	06/09/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásico)

UTS-DCE-230-ATK	Mtto preventivo trafo en servicio	04/09/2010	04/09/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATK
UTN-VIC-138-00T1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	29/08/2010	29/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-PAS-138-ATR1	Lavado aislación.	29/08/2010	29/08/2010	0%	Autotransformador trifásico ATR 138/69
UTN-VIC-138-00T1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	29/08/2010	29/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-PYO	Mtto preventivo trafo en servicio	24/08/2010	24/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-FOR-138-ATQ	Toma anual de muestras de aceite	23/08/2010	23/08/2010	70%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTN-ROS-138-TRN1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	22/08/2010	22/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-TEN-138-TRQ	Toma anual de muestras de aceite	22/08/2010	22/08/2010	70%	Transformador TRQ 138/69kV
UTS-SEL-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	19/08/2010	19/08/2010	0%	Autotransformador (Trifásico)
UTN-POR-138-AA1	CAMBIO DE CONDUCTOR DE ALIMENTACION SSAA	18/08/2010	19/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-MOL-138-0AT2	Mantenimiento de sistema de enfriamiento	17/08/2010	18/08/2010	71%	Bahia AT2 - 138
UTS-MOL-138-0AT1	Mantenimiento de sistema de enfriamiento	16/08/2010	17/08/2010	72%	Bahia AT1 - 138
UTN-QVD-230-ATT1	MANTENIM. RUTIN. TRAFU FUERA DE SERVICIO	15/08/2010	15/08/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATT 230/138
UTN-AMB-138-0AT1	Cambio de tanque de nitrógeno	14/08/2010	14/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-MUL-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	11/08/2010	11/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-QVD-230-ATT1	Pruebas eléctricas transformador	11/08/2010	12/08/2010	0%	Transformador de potencia (Fase A)
UTN-QVD-230-ATT1	Pruebas eléctricas transformador	11/08/2010	12/08/2010	0%	Transformador de potencia (Fase A)
UTS-SAL-138-ATR1	Mtto preventivo de trafo en servicio	10/08/2010	10/08/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTN-ESM-138-0AAA1	Mantio Sistema Enfriamiento	10/08/2010	10/08/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-SAL-138-ATQ1	Mtto preventivo de trafo en servicio	09/08/2010	09/08/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTN-QVD-138-ATR1	Inspección de medidores de temperatura.	03/08/2010	03/08/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-PAS-230-ATU1	Mtto preventivo trafo en servicio	30/07/2010	30/07/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATU 230/138
UTN-QVD-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	27/07/2010	30/07/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-PAS-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	27/07/2010	27/07/2010	0%	Autotransformador trifásico ATR 138/69
UTN-TUL-ISA-RCA4	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	26/07/2010	26/07/2010	0%	Transformador de Servicios Auxiliares
UTS-POS-138-ATQ1	Estructura metálica terciarios	26/07/2010	26/07/2010	0%	Autotransformador de potencia (trifásico)
UTN-TUL-ISA-RCA4	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	26/07/2010	26/07/2010	0%	Transformador de Servicios Auxiliares
UTS-LOJ-138-ATQ1	Pruebas eléctricas transformador	25/07/2010	25/07/2010	78%	Transformador de Potencia (Trifásico)

UTN-TEN-138-TRQ	Revisión de cajas de conexiones	25/07/2010	25/07/2010	0%	Transformador TRQ 138/69kV
UTS-POL-138-ATQ1	Cambio de reguladores de voltaje	23/07/2010	24/07/2010	0%	Banco de autotransformadores ATQ
UTN-CHO-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	20/07/2010	21/07/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-MIL-230-ATU1	LIMPIEZA DE AISLACION DE EQUIPOS	18/07/2010	18/07/2010	0%	Bahia del ATU 230
UTS-MIL-230-ATU1	Mtto Transformador fuera de servicio	18/07/2010	18/07/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-RIO-230-TRK1	Pruebas eléctricas transformador	18/07/2010	18/07/2010	79%	Transformador de Potencia (Fase R)
UTN-QVD-230-ATT1	Mtto preventivo trafo en servicio	13/07/2010	14/07/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATT 230/138
UTN-DOM-230-ATU1	Mtto preventivo trafo en servicio	04/07/2010	05/07/2010	0%	Banco Autotransformadores ATU 230/138
UTS-MAC-138-ATQ1	Pruebas eléctricas transformador	04/07/2010	04/07/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATQ1 (A-B-C)
UTS-MAC-138-ATR1	Pruebas eléctricas transformador	03/07/2010	03/07/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATR1 (A-B-C)
UTN-DOM-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	03/07/2010	03/07/2010	0%	Banco Autotransformadores ATR 138/69
UTS-CUE-069-ATQ1	Corrección del punto caliente	01/07/2010	01/07/2010	0%	Seccionador (Linea)
UTN-QVD-138-ATR1	CAMBIO DE CILINDRO DE GAS NITROGENO	23/06/2010	23/06/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-MOL-230-0AT1	Repintado total del transformador	21/06/2010	25/06/2010	0%	Autotransformador Monofásico de reserva
UTN-TEN-138-TRQ	MANTENIMIENTO ANUAL TRAF0 AA1	11/06/2010	15/06/2010	0%	Transformador TRQ 138/69kV
UTN-POR-138-AA2	MANTENIMIENTO ANUAL TRAF0 AA1	10/06/2010	10/06/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-VIC-138-00T1	CAMBIO DE TAP DE 3 A 2	10/06/2010	10/06/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-POR-138-AA1	Mantenimiento transformador en servicio	08/06/2010	09/06/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-PAS-138-ATR1	LIMPIEZA DE AISLACIÓN DEBIDO A CENIZA	05/06/2010	05/06/2010	0%	Autotransformador trifásico ATR 138/69
UTS-RIO-230-TRK1	Mtto de sistema de enfriamiento	03/06/2010	03/06/2010	0%	Transformador TRK
UTS-RIO-230-TRK1	Cambio de silicagel	03/06/2010	03/06/2010	0%	Transformador TRK
UTS-SAL-138-ATQ1	LIMPIEZA DE AISLACION DEBIDO A CENIZA	03/06/2010	03/06/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTS-SAL-138-ATR1	LIMPIEZA DE AISLACIÓN DEBIDO A CENIZA	03/06/2010	03/06/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-PAS-230-ATT1	LIMPIEZA DE AISLACION DEBIDO A CENIZA	02/06/2010	02/06/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATT 230/138
UTS-MOL-230-0AT2	Pruebas eléctricas a ventilador 7.	29/05/2010	29/05/2010	0%	Autotransformador monofasico fase B
UTS-SAL-069-CAT1	CORRECCION DE PUNTOS CALIENTES	22/05/2010	22/05/2010	0%	Bahia Categ 1
UTS-SAL-069-CAT2	CORRECCION DE PUNTOS CALIENTES	22/05/2010	22/05/2010	0%	Bahia Categ 2
UTN-FOR-138-ATQ	Toma anual de muestras de aceite	19/05/2010	19/05/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV

UTS-MIL-230-ATU1	Mtto preventivo trafo en servicio	18/05/2010	18/05/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-MIL-230-ATK1	Mtto preventivo trafo en servicio	17/05/2010	17/05/2010	0%	Banco de autotransformadores ATK 230/69
UTN-QVD-230-ATT1	Corrección Fugas aceite radiador	06/05/2010	06/05/2010	0%	Transformador de potencia (Fase C)
UTN-QVD-138-ATR1	Pruebas eléctricas ATR fase C (reserva)	05/05/2010	06/05/2010	0%	Autotransformador de Potencia-Fase C
UTS-MIL-230-ATK1	CORRECCION DE PUNTOS CALIENTES	02/05/2010	02/05/2010	0%	Banco de autotransformadores ATK 230/69
UTN-ROS-138-TRN1	Habilitar señales de corriente para 87TS	02/05/2010	02/05/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-POL-138-ATQ1	CORRECCION DE PUNTO CALIENTE	01/05/2010	01/05/2010	0%	Autotransformador de Potencia (Fase A)
UTN-QVD-138-ATR1	MTTO MULTIANUAL DE TRAFOS-REAC	30/04/2010	02/05/2010	0%	Autotransformador de Potencia-Fase C
UTN-QVD-138-ATR1	Pruebas eléctricas a ATR fase C	30/04/2010	01/05/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTN-QVD-ISA-RCA4	MANTENIMIENTO DE TRANFORMADOR DE SSAA	29/04/2010	29/04/2010	0%	Transformador de terciarios 13800/480V
UTN-TOT-230-ATT1	Toma anual de muestras de aceite	27/04/2010	27/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase C)
UTN-ROS-138-TRN1	Cambio de cableado terciario TCs	25/04/2010	25/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-DOM-013-00T1	MANTENIMIENTO ANUAL DE TRAFOS SSAA T1-T3	25/04/2010	25/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-IBA-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	23/04/2010	23/04/2010	0%	Autotransformador de Potencia (Trifásico)
UTS-MAC-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	23/04/2010	23/04/2010	103%	Autotrafo de Potencia ATQ1 (A-B-C)
UTN-IBA-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	23/04/2010	23/04/2010	0%	Autotransformador de Potencia (Trifásico)
UTN-IBA-138-00T1	Mtto preventivo trafo en servicio	22/04/2010	22/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-MAC-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	22/04/2010	22/04/2010	103%	Banco de Autotransformadores ATR
UTS-MAC-230-TRK	Mtto preventivo trafo en servicio	22/04/2010	22/04/2010	103%	Banco de Autotransformadores TRK
UTN-IBA-138-00T1	Mtto preventivo trafo en servicio	22/04/2010	22/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-ESM-138-0AA1	MANTENIMIENTO TRAFOS EN SERVICIO	21/04/2010	22/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-TRI-138-ATQ1	Mantenimiento Transformador en servicio	21/04/2010	21/04/2010	0%	Autotrafo de Potencia ATQ (A-B-R)
UTN-ESM-138-0AA1	MANTENIMIENTO TRAFOS EN SERVICIO	21/04/2010	22/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-IBA-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	21/04/2010	21/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-TRI-230-ATT1	Mantenimiento Transformador en Servicio	16/04/2010	16/04/2010	0%	Transformador de Potencia
UTN-TUL-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	13/04/2010	13/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-MAC-138-ATR1	Inspección de mecanismo y control	13/04/2010	13/04/2010	0%	Interruptor (Trifásico)
UTN-TUL-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	13/04/2010	13/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)

UTS-LOJ-138-ATQ1	CAMBIO DE SILICAGEL	12/04/2010	12/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-TOT-230-ATT1	CAMBIO SILICAGEL DE TRAF O LTC	08/04/2010	08/04/2010	0%	Transformador de Potencia (Reserva)
UTN-ESM-ISA-RCA1	Mtto. preventivo trafo fuera de servicio	06/04/2010	07/04/2010	0%	Transformador S.A ATMO
UTN-QVD-138-ATR1	CAMBIO DE RELACION DE TCs	01/04/2010	01/04/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-DCE-230-ATK	Mtto preventivo trafo en servicio	31/03/2010	31/03/2010	109%	Banco de Autotransformadores ATK
UTS-SIN-230-TRK	Supervisar montaje y pruebas electricas	27/03/2010	10/04/2010	0%	Transformador Trifásico TRK 230/69 kV
UTN-CHO-138-ATQ1	CAMBIO SILICAGEL DE TRAF O LTC	25/03/2010	25/03/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTN-POM-230-ATU1	Mtto de transformador sin restricción	22/03/2010	22/03/2010	0%	Transformador de Potencia
UTN-POM-230-ATU1	Mtto de transformador sin restricción	22/03/2010	22/03/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-MOL-230-0AT1	Mtto preventivo trafo en servicio	19/03/2010	19/03/2010	0%	Banco de Autotransformadores AT1
UTS-SEL-138-ATQ1	Mtto de transformador en servicio	19/03/2010	19/03/2010	0%	Autotransformador (Trifásico)
UTS-MOL-230-0AT2	Mtto preventivo trafo en servicio	18/03/2010	18/03/2010	0%	Banco de Autotransformadores AT2
UTS-PAS-230-ATU1	Correccion de fugas de aceite en ATU	14/03/2010	14/03/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase C)
UTN-POR-ISA-RCA1	Mtto preventivo con restricción	14/03/2010	14/03/2010	114%	Transformador de S.A. ATOS
UTN-DOM-230-ATU1	CAMBIO DE TAP	12/03/2010	12/03/2010	0%	Banco Autotransformadores ATU 230/138
UTN-TOT-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	09/03/2010	09/03/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATQ 138/69
UTS-POS-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	09/03/2010	09/03/2010	115%	Autotransformador de potencia (trifásic)
UTN-FOR-138-ATQ	Pruebas electricas y tratamiento aceite	06/03/2010	07/03/2010	0%	Bahia Autotransformador ATQ 138 kV
UTS-PAS-138-ATU1	CORRECCION DE FUGA DE AIRE	06/03/2010	06/03/2010	0%	Bahia del ATU 138
UTS-LOJ-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	25/02/2010	25/02/2010	0%	Transformador de Potencia (Trifásico)
UTS-SAL-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	23/02/2010	23/02/2010	119%	Banco de Autotransformadores ATR 138/69
UTS-CUE-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	20/02/2010	20/02/2010	0%	Banco de Autotransform. ATQ (A-B-C)
UTN-FOR-138-ATQ	Toma anual de muestras de aceite	18/02/2010	18/02/2010	0%	Autotransformador ATQ 138/69kV
UTS-PAS-138-ATR1	Reemplazo del medidor de Mw	07/02/2010	07/02/2010	0%	Bahia del .ATR 138
UTS-PAS-230-ATU1	Instalación base portafusible terciario	07/02/2010	07/02/2010	0%	Bahia del ATU 230
UTS-POL-138-ATQ1	Mtto preventivo trafo en servicio	04/02/2010	04/02/2010	0%	Banco de autotransformadores ATQ
UTN-DOM-ISA-RCA4	Mantenimiento de transformador	26/01/2010	26/01/2010	127%	Transformador 480/208V
UTS-MAC-230-TRK	Correccion punto caliente en terciario	24/01/2010	24/01/2010	0%	Autotransformador TRK-B

UTS-MIL-230-ATU1	Corrección fugas,levantamiento novedades	23/01/2010	24/01/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-PAS-138-ATR1	Mtto preventivo trafo en servicio	22/01/2010	22/01/2010	0%	Autotransformador trifásico ATR 138/69
UTN-DOM-138-ATR1	Reajuste de Pernos	19/01/2010	19/01/2010	0%	Transformador de potencia (Fase B)
UTS-RIO-230-TRK1	Mtto preventivo trafo en servicio	17/01/2010	17/01/2010	0%	Transformador TRK
UTN-SGR	Pruebas eléctricas	15/01/2010	21/01/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-PAS-230-ATU1	Mtto preventivo trafo en servicio	15/01/2010	15/01/2010	0%	Banco de Autotransformadores ATU 230/138
UTN-SGR	Pruebas eléctricas	15/01/2010	21/01/2010	0%	Transformador de Potencia
UTS-MIL-230-ATK1	CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE	13/01/2010	24/01/2010	0%	Transformador de Potencia (Fase B)
UTS-PAS-230-ATU1	Pintura de estructuras de seccionadores	13/01/2010	14/01/2010	0%	Bahía del ATU 230
UTS-MOL-230-0AT1	Corrección de fuga de aceite	07/01/2010	11/01/2010	0%	Banco de Autotransformadores AT1
UTS-MAC-230-TRK	Arreglo de contenedor silicagel fase A	02/01/2010	02/01/2010	0%	Banco de Autotransformadores TRK

amarillo	Aceite y Humedad
morado	Bushing
rojo	Temperatura
	Pruebas Eléctricas
celeste	Mantenimiento programado
verde	Cambiator tomas
	Otros

201 ORDENES
DE TRABAJO
EN EL 2010