



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

**FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SISTEMAS
AUXILIARES DE PREVENCIÓN, PARA EVITAR QUE
EL TRANSFORMADOR EXPLOTE**

Walter Orlando Méndez Villeda
Asesorado por el Ing. Edgar René Rosito Monzón

Guatemala, mayo de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SISTEMAS
AUXILIARES DE PREVENCIÓN, PARA EVITAR QUE
EL TRANSFORMADOR EXPLOTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

WALTER ORLANDO MÉNDEZ VILLEDA
ASESORADO POR EL ING. EDGAR RENÉ ROSITO MONZÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Pais Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V	Br. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO

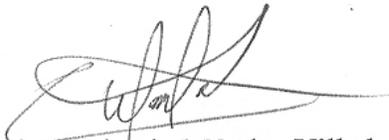
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Erwin Efraín Segura Alfaro
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SISTEMAS AUXILIARES DE PREVENCIÓN, PARA EVITAR QUE EL TRANSFORMADOR EXPLOTE,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha octubre del 2006.



Walter Orlando Méndez Villeda

Guatemala 21 de septiembre de 2008

Señor Coordinador
Del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

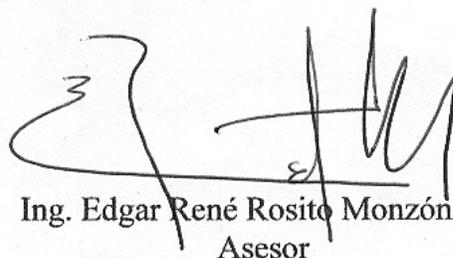
De manera atenta envío a usted, el trabajo de Graduación elaborado por el estudiante **Walter Orlando Méndez Villeda**, titulado:

**Fallas en los transformadores de potencia y sistemas auxiliares
de prevención para evitar que el transformador explote**

En mi calidad de asesor le informo que he revisado el mencionado trabajo, por lo que me permito sugerir el mismo para su aprobación, ya que considero que reúne los requisitos establecidos para tal fin.

Por tanto, el autor de este trabajo de graduación y yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones de la misma.

Atentamente



Ing. Edgar René Rosito Monzón
Asesor



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 17. 2010
Guatemala, 15 de FEBRERO 2010.

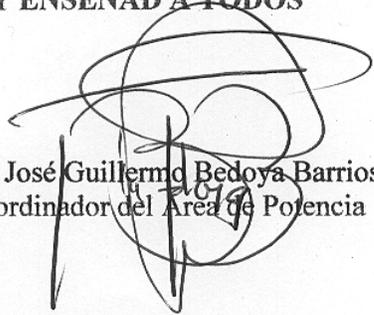
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y
SISTEMAS AUXILIARES DE PREVENCIÓN PARA EVITAR QUE
EL TRANSFORMADOR EXPLOTE, del estudiante, Walter
Orlando Méndez Villeda, que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia



JGBB/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 08. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Walter Orlando Méndez Villeda titulado: FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SISTEMAS AUXILIARES DE PREVENCIÓN PARA EVITAR QUE EL TRANSFORMADOR EXPLOTE, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 15 DE FEBRERO 2,010.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.184.2010

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SISTEMAS AUXILIARES DE PREVENCIÓN PARA EVITAR QUE EL TRANSFORMADOR EXPLOTE**, presentado por el estudiante universitario **Walter Orlando Méndez Villeda**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, mayo 2010

/cc

AGRADECIMIENTOS A:

Dios, por darme la oportunidad de culminar esta carrera.

La Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica que me enseñó a dar los primeros pasos en mi carrera profesional.

Mi querido padre, que siempre soñó con ver culminada mi carrera, descansa en paz.

Mi querida madre, hermanas y hermanos que siempre me han apoyado en todo.

Mis cuñados y mi cuñada, que siempre me han apoyado incondicionalmente.

El Ing. Rodolfo Rodríguez, por incentivar me y darme a conocer el tema para el desarrollo del presente trabajo.

Mi asesor el Ing. Edgar Rosito, por el gran apoyo que me brindó para la culminación del presente trabajo.

El Ing. Mario Vidaure y Percy Chamale, por el apoyo y al tiempo que dedicaron.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES...	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1 FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1
1.1 Estadísticas de fallas mas frecuentes en transformadores	3
1.2 Problemas de aislamiento	6
1.2.1 Causas principales.....	7
1.2.2 Causas secundarias	7
1.3 Bushings	8
1.3.1 Aspectos principales de diseño en los bushing de alta tensión.....	8
1.3.2 Principal mecanismo de deterioro de los bushings	10
1.3.3 Efecto de sobrecarga en los bushings	10
1.4 Fallas en el cambiadores de derivaciones	12
1.4.1 Generalidades	12
1.4.2 Cambiador de tap para una operación en vacío.....	12
1.4.3 Cambiador de tap con carga (CTCC).....	13
1.5 Explosiones con incendio	14
1.5.1 Antes de la explosión	14
1.5.2 Causas de la explosión	17
1.5.3 Proceso de explosión del tanque durante un cortocircuito	19
1.5.4 Proceso de incendio del transformador después de una explosión	19

1.5.5	Análisis de los fenómenos físicos en el interior del transformador	21
1.6	Factores que inciden en la vida útil del transformador	23
1.6.1	Sobrecarga	23
1.6.1.1	Consideraciones de voltaje y frecuencia	24
1.6.2	Tiempo de uso del transformador	24
1.6.3	Ecuación del envejecimiento del transformador	25
1.6.4	Porcentaje de pérdida de vida	29
1.6.5	Condiciones ambientales cuando existen altas temperaturas	31
1.6.5.1	Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal	31
1.7	Por el tipo de carga	32
1.7.1	Temperatura ambiente y su influencia en la carga	32
1.7.2	Ciclos de carga	32
1.7.3	Diferentes tipos de carga	34
1.7.3.1	Tipos de cargas y sus interrelación	34
1.7.3.2	Limitaciones de temperatura y carga.....	35
1.7.3.3	Carga con expectativa de vida normal	36
1.7.3.4	Carga planificada por encima de las especificaciones de la placa	39
1.7.3.5	Carga de emergencia por largo tiempo	39
1.7.3.6	Carga de emergencia por corto tiempo	40
1.8	Estadísticas de las fallas en las protecciones eléctricas	41
1.9	Efectos de armónicos en transformadores	43
1.10	Sobretensiones	47
1.11	Diseño defectuosos en la construcción de transformadores	48
1.12	Fallas en el sistema de enfriamiento	48
1.13	Bajo factor de potencia	49
1.13.1	Qué es el factor de potencia	49
1.13.2	Por qué existe un bajo factor de potencia	50
1.13.3	Diagrama de corriente	51

1.13.4	Consecuencias de un bajo factor de potencia	52
1.13.4.1	Incremento de las pérdidas por efecto joule	53
1.13.4.2	Sobrecarga de los transformadores	53
1.13.4.3	Aumento de caída de tensión	53
1.13.4.4	Pérdida de potencia	53
1.14	Esfuerzos que sufre el transformador	54
1.14.1	Esfuerzos eléctricos	54
1.14.2	Esfuerzos electromecánicos	55
1.14.2.1	Tipos de fallas en devanados de transformadores con núcleo tipo columna	57
1.14.2.2	Tipos de falla en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado	61
1.15	Falla de hermeticidad	62
1.15.1	Contenido de agua	63
1.16	Mantenimiento inadecuado	69
1.17	Un mal dimensionamiento de la capacidad del transformador.....	72
1.18	Efectos de transformadores nuevos y descargas parciales	73
2	EQUIPOS AUXILIARES PARA LA PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN EN TRANSFORMADORES	77
2.1	Monitoreo en línea	78
2.1.1	Arquitectura del monitoreo en línea	79
2.1.2	Parámetros que deben monitorearse	80
2.1.3	Técnicas de monitoreo	82
2.1.3.1	Vibracional	83
2.1.3.2	Ultrasónico	85
2.1.3.3	Gases disueltos	87
2.1.4	Monitoreo en línea de los bushing.....	88
2.1.4.1	Principio básico de operación	90

2.1.5	Ventajas del monitoreo en línea	92
2.2	Agua pulverizada	93
2.2.1	Desventaja del sistema de agua pulverizada	94
2.3	Transformador protector	95
2.3.1	Antecedentes	95
2.3.1.1	Coordinación de las protecciones eléctricas	97
2.3.1.2	Fallas de las protecciones eléctricas	98
2.3.2	Porque utilizar un transformador protector	98
2.3.3	Principio de funcionamiento del transformador protector	101
2.3.3.1	Operación de la prevención contra la explosión y el incendio	103
2.3.3.2	Método de Seguridad de Extinción de Fuego	103
2.3.4	Cómo se da el proceso de eliminación de la explosión	105
2.3.5	Otros sistemas auxiliares contra el incendio	106
3	EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL TRANSFORMADOR PROTECTOR EN LA SUBESTACIÓN LAS VERAPACES.....	109
3.1	Datos del transformador.....	110
3.2	Diagrama unifilar de la subestación.....	114
3.3	Equipo a instalar para la protección contra la explosión en transformadores de la subestación Las Verapaces	117
3.3.1	Conjunto de eliminación de gas explosivo.....	118
3.3.1.1	Tubería de inyección de nitrógeno	119
3.3.2	Detectores de fuego.....	120
3.3.3	Tanque de separación aceite-gas.....	120
3.3.4	Conjunto de despresurización.....	120
3.3.4.1	Conjunto de despresurización horizontal.....	121
3.3.4.2	Conjunto de despresurización del cambiador de Derivaciones bajo carga.....	121
3.3.5	Caja de control	122

3.3.6	Válvula de cierre del conservador	122
3.4	Estimación de costos	122
3.5	Estudio de Libranzas	123
3.6	Comparación del sistema auxiliar a base de agua	128
CONCLUSIONES		129
RECOMENDACIONES		131
BIBLIOGRAFÍA		133
APÉNDICE	Cálculo de capacidad de un transformador.....	137
	Croquis de dimensiones del transformador de la subestación	
	Tactic.....	141
	Instalación del transformador protector	143
	Planta de la instalación del transformador protector en la	
	Subestación.....	145
	Instalación del transformador protector y ubicación de	
	Detectores de fuego.....	147
ANEXO A	Característica de las partes y los diferentes tipos de	
	Transformadores Protectores.....	151
ANEXO B	Principio de diseño y adaptación de los componentes del	
	Transformador Protector.....	177

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1 Estadísticas de fallas en transformadores por Bengtsson.....	4
2 Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por IIE para CFE.....	5
3 Estadísticas de fallas de transformadores elaboradas por SERGI.....	6
4 Distribución del campo eléctrico en bushing tipo capacitivo	9
5 Cómo se produce la inflamación del aceite.....	20
6 Vida del aislamiento del transformador.....	28
7 Factor de aceleración del envejecimiento (relativo hasta 110 °C).....	29
8 Ciclos de carga para carga normal y carga planificada por encima de las especificaciones de placa.....	33
9 Ejemplo de un ciclo de carga real y un ciclo de carga equivalente.....	34
10 Tipos de carga.....	38
11 Estadística de fallas en protecciones eléctricas.....	42
12 Triángulo de potencia.....	50
13 Diagrama de corriente nominal afectada por el factor de potencia.....	52
14 Transformador tipo columna durante condiciones de falla	58
15 Fuerzas que actúan en los devanados de alta y baja tensión de un transformador tipo columna	61
16 Fallas que actúan sobre un transformador tipo acorazado durante condiciones de falla.	63
17 Contenido de agua vrs temperatura.....	68
18 Solubilidad de agua en aceite mineral vrs temperatura.....	69
19 Arquitectura del monitoreo en línea.....	80
20 Diagrama de bloques de cómo opera la técnica vibracional.....	85

21 Medición de descargas parciales por el método acústico.....	87
22 Medición de corriente capacitiva en las boquillas.....	89
23 Diagrama polar de representación del punto de operación de las boquillas.....	92
24 Probabilidad de explosión de transformadores de potencia.....	99
25 Lógica de operación del transformador protector.....	104
26 Secuencia de la explosión en el transformador de potencia cuando existe un cortocircuito interno en el transformador.....	105
26 Conexiones de los devanados del transformador de potencia	113
27 Campo de 69 KV	114
28 Campo de 230 KV	115
29 Campo de 13.8 KV	116
30 Baja tensión	116
31 Proyección de la demanda en un día	141
32 Proyección de la demanda resultante en un día	141
33 Conjunto de despresurización horizontal para transformadores	154
34 Conjunto de despresurización vertical para transformadores	155
35 Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga	157
36 Conjunto de despresurización para caja de cables de aceite	158
37 Tanque de separación de aceite-gases	159
38 Conjunto de eliminación de gases explosivos	160
39 Caja de control	161
40 Válvula de cierre del conservador	162
41 Diseño del transformador protector tipo MTP	164
42 Diseño del transformador protector tipo STP	166
43 Diseño del transformador protector tipo STPA	167
44 Diseño del transformador protector tipo LTP	168
45 Diseño del transformador protector tipo LTPA	169
46 Diseño del transformador protector tipo LTPB	170
47 Diseño del transformador protector tipo LTPAB	172

48 Herramienta de perforación para el tanque del transformador.....	181
49 Transformador protector tipo MTPA.....	185
50 Transformador protector tipo MTPAB.....	185
51 Transformador protector tipo STPA.....	186
52 Soporte para la instalación del juego de despresurización.....	190
53 Juego de despresurización con soporte vertical tipo IPN200.....	191
54 Posición de la válvula de aislamiento.....	192
55 Tubería de despresurización y válvula de alivio de presión conectada en tanque del transformador.....	193
56 Adaptación usando las válvulas existentes en el transformador.....	194
57 Instalación de la válvula de cierre del conservador	195
58 Ubicación de los detectores de fuego sobre el tanque del transformador	197
59 Adaptación de válvula de eliminación de gas explosivo	199
60 Posición de válvula de eliminación de gas explosivo	199
61 Tubería de despresurización	200
62 Herramienta para rellenado de nitrógeno	208
63 Tiempo de inspecciones vrs costo anual.....	211

TABLAS

I	Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por Bengtsson.....	3
II	Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por IIE.....	5
III	Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por Sergi.....	6
IV	Gases generados en el interior del transformador.....	15
V	Ocurrencia de fallas en equipos eléctricos	18
VI	Vida normal del aislamiento, libre de oxígeno con elevación de temperatura promedio de 65 °C en el bobinado a la temperatura de referencia de 110 °C.....	30
VII	Definiciones posibles de la vida normal a 110 °C	30

VIII	Sugerencias de límites de temperatura y de carga para cargar transformadores de potencia con elevación de 65°C por encima de las especificaciones de placa.....	35
IX	Sugerencias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga.....	36
X	Estadísticas de las fallas en las protecciones eléctricas.....	41
XI	Comportamiento de los transformadores de potencia de acuerdo a su conexión.....	46
XII	Vida del aislamiento.....	66
XIII	Solubilidad del aceite respecto a la temperatura.....	68
XIII	Probabilidad de explosión en transformadores de potencia.....	99
XIV	Nivel de aislamiento con onda de choque.....	111
XV	Conexión en baja tensión (BT)	111
XVI	Conexión del terciario	111
XVII	Conexión de alta tensión (AT)	112
XVIII	Transformadores de intensidad	113
XIX	Cantidad de materiales a utilizar en la instalación del transformador protector.....	123
XX	Costo total de la instalación del transformador protector	123
XXI	Altura contra tensiones	126
XXII	Distancia de seguridad según tensiones	126
XXIII	Distancias dieléctricas a 69 KV	128
XXIV	Proyección de la demanda en un día	140
XXV	Proyección de la demanda en años	142
XXVI	Elementos de los transformadores protectores MTPA y MTPAB	186
XXVII	Elementos del transformador protector tipo STPA.....	187
XXVIII	Modos de operación del transformador protector.....	202
XXIX	Características del Nitrógeno	206
XXX	Adaptación de herramienta al cilindro.....	207

LISTA DE SÍMBOLOS

pF	Pico faradios
pC	Pico coulomb
° C	Grados centígrados
F_{AA}	Factor de aceleración de envejecimiento
h	horas
ppm	partes por millón
So	solubilidad de agua en aceite mineral
SAD	sistema de adquisición de datos
α, β, γ	ángulos de fase
I_A, I_B, I_C	corrientes capacitivas de cada fase
Q/KW	quetzales/kilowatts
PTS	transformadores de potencial
CTS	transformadores de corriente
fp	factor de potencia
cm	centímetros
CDBC	cambiador de derivaciones bajo carga
PMEP	Programa de Mantenimiento Eléctrico Preventivo
TSAG	tanque de separación aceite gas
CCA	caja de cables del aceite

GLOSARIO

Acelerómetro	Son sensores que se colocan en las paredes del tanque del transformador, su función es capturar señales de vibración que luego son transmitidas a un sistema de adquisición de datos.
Armónica	Componente de una onda periódica, cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia.
Arqueo	Es una descarga de energía producida por dos partes conductoras de electricidad en un medio gaseoso.
Buchholz	Es un relé de protección en transformadores de potencia su función es actuar cuando existe una gran cantidad de gases en el aceite, y enviando una señal de desconexión a los interruptores de alta y baja tensión.
Curva de histéresis	Es una representación gráfica entre la inducción B y la intensidad del campo magnético H. B/H representa la permeabilidad.
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México.
Corrientes de Foucault	Corrientes parásitas que circulan por un camino conductor cerrado, generadas por una fuerza electromotriz inducida magnéticamente.

Cromatografía	Es una técnica aplicada para la detección de gases disueltos en el aceite dieléctrico, los cuales según sus proporciones y variaciones pueden causar fallas en los transformadores de potencia.
Descargas parciales	Disipan energía que causan la degradación de los materiales de aislamiento que son celulosa y aceite. Al producirse una descarga parcial ésta ocasiona gases combustibles.
Diagrama polar	Es una representación gráfica para analizar las corrientes capacitivas en las boquillas y determinar si existe alguna anomalía.
Discos de ruptura	Los discos de ruptura antiguos no son eficientes, tienen la limitante que su tiempo de despresurización del tanque es muy lenta, en cambio los discos de ruptura fabricados por Sergi actúan en milisegundos.
Distancias eléctricas	Son distancias de seguridad entre el equipo eléctrico, o entre el equipo eléctrico y estructuras, para mantener las distancias de seguridad adecuadas con el objetivo de preservar la integridad física del equipo y personal.
Disyuntor	También se le da el nombre de interruptor. Es un dispositivo para establecer y cortar automáticamente la corriente normal o corriente en condiciones defectuosas en un circuito.

Efecto pelicular	Fenómeno en corrientes alternas a frecuencias altas, la corriente que conduce un conductor no se distribuye uniformemente, sino que tiende concentrarse en su superficie.
Factor de potencia	Es el cociente de la potencia activa entre la potencia aparente.
Falla	Es una condición que le impide continuar operando a uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protección para no dañar el equipo.
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas.
Núcleo tipo columna	Consta de una pieza de acero rectangular, con los devanados enrollados sobre dos de los lados del rectángulo.
Núcleo tipo acorazado	Su construcción es un núcleo laminado de tres columnas, cuyos devanados están enrollados en la columna central.
OLTC	Por sus siglas en inglés oil load tap changer, que significa cambiador de derivaciones bajo carga inmerso en aceite.
ONAF	Sistema de enfriamiento que utilizan los transformadores de potencia que significa, que el aceite circula por convección natural y aire forzado con motoventiladores.

ONAN	Sistema de enfriamiento que utilizan los transformadores de potencia que significa, aceite y aire circulando por convección natural.
Perturbación	Es una condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado.
Punto de ignición	También puede ser llamado punto de inflamación, es el punto en el que el aceite puede desprender vapores y pueda generar una llama.
Puntos calientes	Falla generalmente ocasionada por un mal contacto entre los elementos conductores.
Regulación de voltaje	Umbral alrededor del cual debe mantenerse el valor del voltaje, con cierta tolerancia para no afectar a los usuarios.
SAD	Sistema de adquisición de datos.
SMLTP	Sistema de monitoreo en línea para transformadores de potencia.
Tanque conservador	Su función es mantener el nivel normal del aceite en el tanque principal del transformador, compensando las variaciones del nivel del aceite originadas por cambios en la temperatura.

- Transformador protector** Sistema auxiliar para la protección de transformadores de potencia contra la explosión e incendio.
- Válvula de Aislamiento** A la válvula de aislamiento también se le da el nombre de válvula de mantenimiento, y su función es aislar el transformador de potencia con el transformador protector. Es diseñada por Sergi.
- Válvula obturadora** Es conocida también como válvula de cierre del tanque conservador, que es fabricada por Sergi.
- Vida** En este trabajo de graduación quiere decir vida calculada del aislamiento, no la vida real del transformador

RESUMEN

En este presente trabajo de graduación se presentan los diferentes sistemas que se están utilizando mundialmente para la prevención de explosión e incendio en transformadores de potencia, por medio del Transformador Protector. Se realiza una investigación de los diferentes tipos de fallas en transformadores, en si estas fallas pueden ser evitadas con adecuado mantenimiento, y del monitoreo de ciertos parámetros para su operación. Es de mucha importancia saber estadísticamente qué parte del equipo presenta mayor índice de falla y deterioro, para poder realizar mantenimientos periódicos y evitar así una falla en el sistema. También se mencionan los antecedentes de las fallas y de sus deficiencias.

Se describen los diferentes sistemas auxiliares que se están utilizando, para la detección de fallas en los transformadores de potencia. Por el avance tecnológico de los últimos años actualmente se utilizan monitoreos en línea entre los cuales están las técnicas vibracional, ultrasónica, y de gases disueltos. Estas técnicas nos permiten saber el estado actual del transformador sin sacarlo de operación.

Aún en condiciones normales un transformador de potencia genera gases, combustibles y no combustibles, eventualmente estas condiciones pueden salirse de lo normal, y aumentar bruscamente la generación de gases, en esos momentos el riesgo de explosión se hace presente, pero si se dispone del transformador protector se previene.

El sistema del transformador protector que previene la explosión y fuego, fabricado por la empresa francesa Sergi. Este sistema está compuesto por diferentes módulos para su adaptación según los requerimientos del diseño del transformador, como de su potencia, y del lugar donde se encuentra instalado en la subestación. Se da conocer las diferentes partes que se utilizan para la adaptación a transformadores de potencia.

Se realiza un análisis de la subestación Las Verapaces del municipio de Purulhá del departamento de Baja Verapaz para la instalación del transformador protector. Las limitaciones que se presenta es que solo se analiza desde el punto de vista de instalación del equipo, ya que Sergi es la única empresa propietaria de la tecnología para realizar los cálculos de despresurización, y las dimensiones del diámetro del equipo de despresurización.

OBJETIVOS

General

Conocer la tecnología que se está utilizando mundialmente, para la protección de explosión e incendio en transformadores de potencia, como también de otras técnicas de monitoreo en línea, para determinar el estado de operación actual del transformador.

Específicos:

1. Determinar cuáles son las fallas más frecuentes en los transformadores de potencia y así realizar un análisis de sus protecciones actuales, como también cuáles son las deficiencias que presentan.
2. Entender los principios de cada transformador protector, en qué circunstancias se puede utilizar cada uno, y de las interfaces necesarias para ser conectadas al transformador de potencia. Como también saber qué tipo de mantenimiento preventivo requiere el sistema.
3. Conocer equipos auxiliares que serviría de ayuda, para hacer un diagnóstico de las condiciones de operación del transformador.

INTRODUCCIÓN

Cada año la demanda de energía sigue en aumento, lo cual produce que se busque nuevas fuentes de energía para suministrar esta cantidad de energía demandada por los usuarios. Este aumento de la demanda ha ocasionado que algunos de los transformadores estén operando sobrecargados reduciendo su vida útil, aumentando el riesgo de falla y daño severo, especialmente los costos de reparación o cambio de equipo. Estos transformadores se deben de proteger por sistemas auxiliares que previenen las explosiones e incendios, y otros sistemas de diagnóstico en línea.

Todas las fallas en los transformadores reducen su vida útil de operación, por lo que hay que protegerlos y hacerles mantenimientos periódicos, y por medio de estadísticas determinar su estado actual.

El transformador protector evita las explosiones en transformadores. Su diseño permite proteger boquillas, el cambiador de derivaciones bajo carga, caja de cables de aceite, por lo que representa una protección global a todo el transformador. Las explosiones son originadas por fallas por corto circuito provocando así un aumento de la temperatura, dando formación de gases y aumento de la presión. Los sistemas con válvulas de sobrepresión no son funcionales en este caso por que no evita que el transformador explote. El transformador protector evita que el transformador explote y actúa en un tiempo más rápido, despresurizando el tanque por medio de la inyección de nitrógeno, evacuando el gas explosivo a una área segura, reducir los daños ocasionados por un cortocircuito e impedir la entrada de oxígeno. Después que el sistema ha actuado puede revisarse el transformador para su reparación.

En la actualidad se cuenta con tecnología que permite determinar las condiciones actuales en que opera el transformador sin sacarlo de operación, esta es la ventaja del monitoreo en línea. El sistema de monitoreo en línea esta integrado por sensores que reciben la señal, un sistema de adquisición de datos, y una computadora donde se analizaran los resultados.

1. FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La falla de un transformador de potencia ocasiona problemas graves en la transmisión y distribución de energía eléctrica, entre ellos la disminución en la continuidad del suministro de energía, pérdidas económicas considerables, se pone en riesgo la vida del personal de mantenimiento y se ocasionan daños al equipo periférico y al medio ambiente.

Si bien es normal e inevitable que el equipo se deteriore con el transcurso del tiempo, las fallas de éste sí pueden ser evitadas. Tan pronto como un equipo nuevo se instala comienza su proceso normal de deterioro. Si no se verifica, el proceso de deterioro puede causar un mal funcionamiento o fallas eléctricas del equipo. Este proceso se puede acelerar por varios factores, tales como: medio ambientes hostiles, sobrecargas o ciclos de trabajo severo.

El transformador se puede dañar por disturbios eléctricos de tres formas distintas, las cuales son:

- Destrucción
- Degradación
- Disrupción

La destrucción es la forma más visible de falla, porque normalmente está acompañada de componentes quemados o carbonizados y una falla catastrófica e inmediata del sistema. Los disturbios eléctricos de menor magnitud no causan este tipo de falla inmediata. En su lugar, ellos degradan los componentes del sistema, debilitándolos un poco más cada vez. Generalmente el daño no es visible hasta que el componente falla y, entonces, es demasiado tarde. Los disturbios eléctricos de menor

magnitud son aquellos que interfieren con la capacidad del transformador para tomar decisiones lógicas. Estos disturbios están asociados con el ruido de modo normal y el voltaje de modo común. Estos disturbios disruptivos son responsables de la mayoría de las fallas inexplicables que ocurren de tiempo en tiempo. Estos tipos de disturbios causan interrupciones del sistema, errores de comunicación, un bajo rendimiento del sistema.

Las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones. Una falla es una condición que impide la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protección para no dañar el equipo. Y una perturbación (o disturbio) es una condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga un tiempo determinado.

Tanto las fallas como las perturbaciones deben poder ser detectadas y discriminadas por las protecciones, ya que al ocurrir un defecto en un componente del sistema significa, por lo general, una perturbación para el resto. Al aislar el equipo fallado, se elimina simultáneamente la perturbación, con lo cual el servicio se normaliza.

Las fallas en el transformador se pueden clasificar como:

- Fallas en el sistema aislante y equipo auxiliar
- Fallas en el devanado

El aceite aislante se deteriora por la acción química de la humedad, oxígeno, por la presencia de catalizadores (cobre) y por temperatura.

Fallas en los devanados, este tipo de falla puede ser ocasionado por:

- Falsos contactos
- Corto circuito externo

- Corto circuito entre espiras
- Sobretensiones por descargas atmosféricas
- Sobretensiones por transitorios
- Sobrecargas

1.1 Estadísticas de las fallas más frecuentes en un transformador

En las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, los transformadores de potencia son componentes costosos, vitales y críticos en el sistema eléctrico. Las estadísticas nos sirven para hacer un análisis de las fallas más frecuentes en los transformadores, como referencia se tomaron las estadísticas internacionales y de México, debido a que nuestro país no existen tales estadísticas.

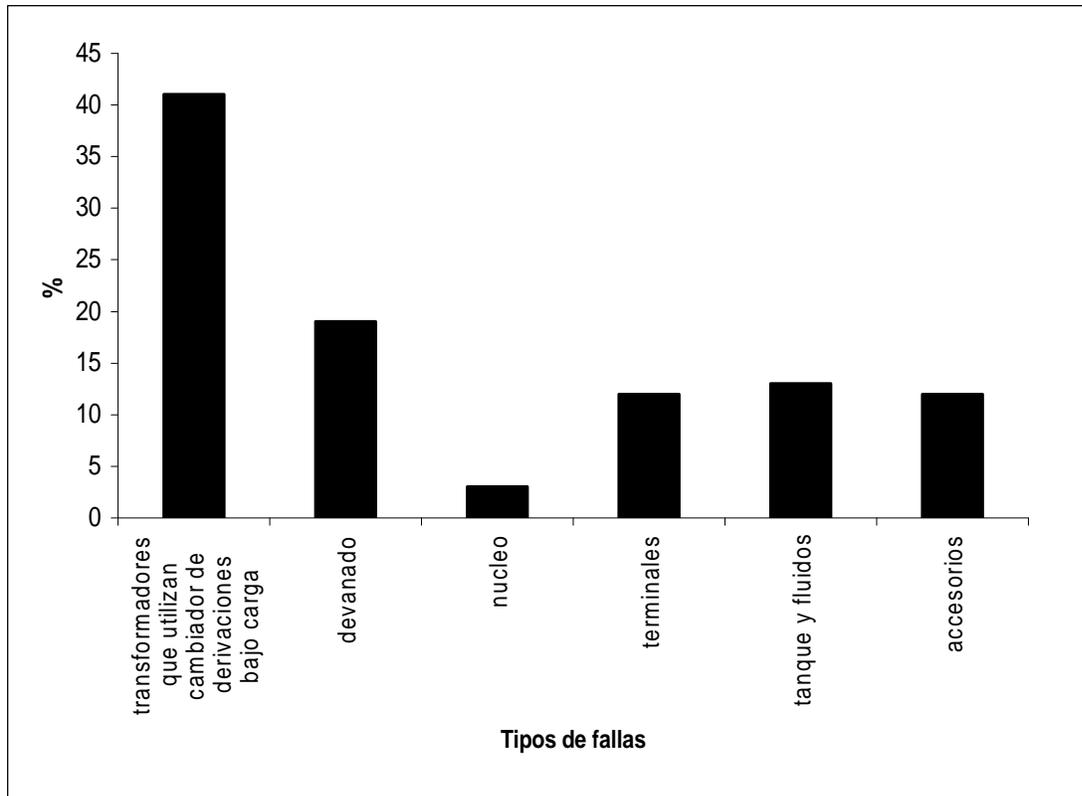
La tabla I muestra estadísticas de Bengtsson en año de 1996, la tabla II muestra estadísticas elaboradas por IIE para la CFE de México, y la tabla III por Sergi.

Tabla I. Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por Bengtsson

Fallas	%
Transformadores que utilizan cambiador de derivaciones bajo carga	41
Devanado	19
Núcleo	3
Terminales	12
Tanque y fluidos	13
Accesorios	12

Tomado boletín IIE julio-agosto 1997
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

Figura 1. Estadísticas de fallas en transformadores por Bengtsson



Tomado boletín IIE julio-agosto 1997
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

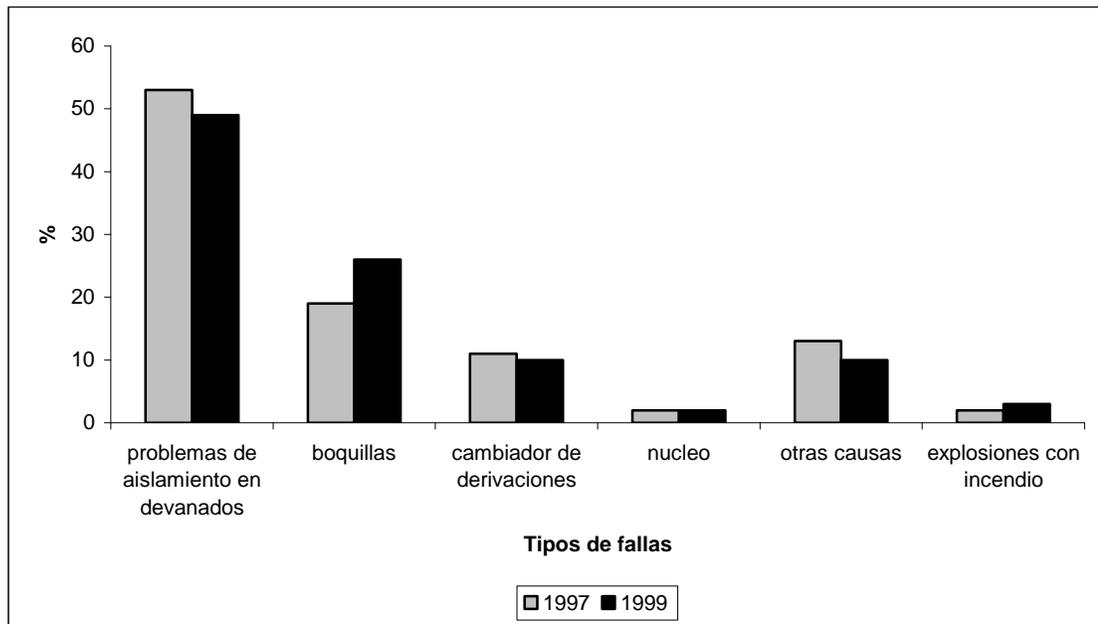
Se puede observar que las fallas de mayor frecuencia se dan en el cambiador de derivaciones bajo carga, que es el único elemento dinámico de la máquina estática que conforma un transformador de potencia. La degradación del aceite, debido al arco eléctrico que se produce en cada conmutación genera gases y residuos de carbón, contribuye a disminuir las condiciones aislantes del conjunto, posibilitando la aparición de fallos eléctricos y desgastes mecánicos en los contactos. Todo lo anterior depende del mantenimiento que se le haga al cambiador de taps y del tipo de contactos, y la cantidad de carbón en cada contacto.

Tabla II. Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por IIE

Tipo de Falla	% 1997	% 1999
Problemas de aislamiento en devanados	53	49
Boquillas	19	26
Cambiador de derivaciones	11	10
Núcleo	2	2
Otras causas	13	10
Explosiones con incendio	2	3

Tomado boletín IIE julio-agosto 1997
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

Figura 2. Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por IIE para CFE



Tomado boletín IIE julio-agosto 1997, 2000
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

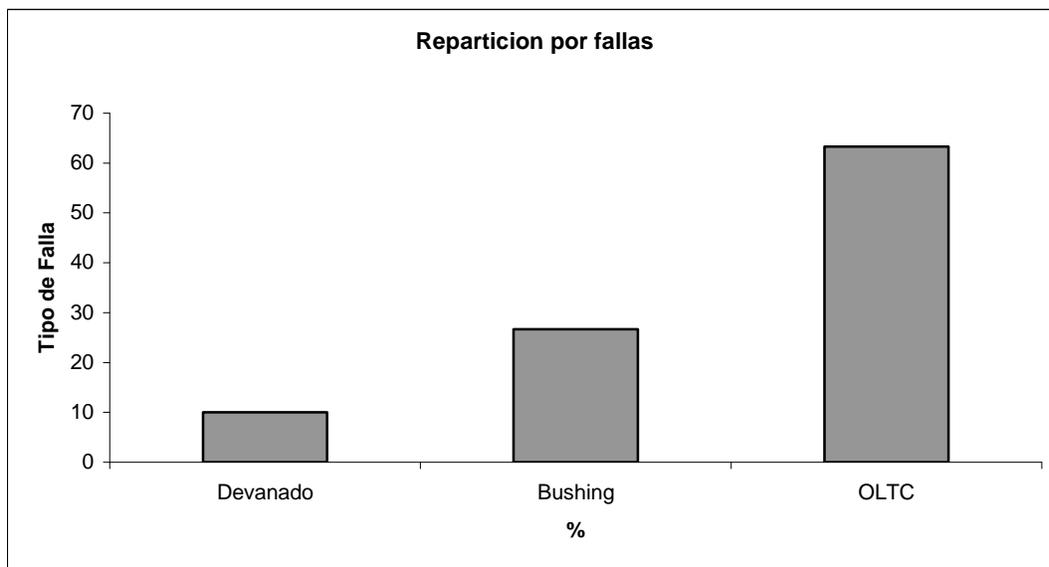
En esta figura se muestra que el mayor problema se da en el aislamiento de los devanados, los cuales se van deteriorando con el tiempo, provocando así arcos o cortocircuito entre las bobinas por pérdida de aislamiento. La pérdida de aislamiento se da por varios factores los cuales se explicarán a continuación.

Tabla III. Estadísticas de fallas en transformadores elaboradas por Sergi

Tipo de falla	%
Devanado	10
Bushing	26.7
OLTC	63.3

Tomado del folleto Sergi, Prevención de la explosión y del incendio de transformadores
Referencia ed3Sc9801e fecha 2/4/98

Figura 3. Estadísticas de fallas de transformadores elaboradas por SERGI



Tomado del folleto Sergi, Prevención de la explosión y del incendio de transformadores
Referencia ed3Sc9801e

SERGI es una empresa francesa, la cual ha realizado por medio de una base de datos sus estadísticas de fallas en transformadores, en las cuales ha determinado que la mayor fuente de falla es el OLTC (cambiador de derivaciones bajo carga).

1.2 Problemas de Aislamiento

Durante su operación, los transformadores de potencia están sujetos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, los cuales degradan el sistema de aislamiento aceite/papel. El proceso de degradación del sistema aislante aceite/papel evoluciona

gradualmente hasta presentarse una falla en el transformador de potencia, que en ocasiones puede ser catastrófica.

La detección de la degradación incipiente se efectúa mediante el monitoreo de ciertos parámetros clave, que sirven para diagnosticar la condición del sistema aceite/papel. El monitoreo de equipo de potencia puede realizarse en línea o fuera de línea.

Las fallas en los sistemas aislantes, son causadas por uno o más efectos entre los cuales están; cambios en la estructura física y molecular, y las condiciones térmicas debidas a grandes esfuerzos eléctricos.

1.2.1 Causas principales

Las causas principales de la degradación del sistema aislante aceite/papel son temperatura excesiva, la presencia de oxígeno y humedad combinados con los esfuerzos eléctricos, los cuales actúan como aceleradores del proceso de degradación.

Los cambios de temperatura tienen efectos importantes sobre la resistividad, deterioro y fallas de aislantes sólidos y líquidos. Los aislantes tienen una característica no lineal de la resistividad, teniéndose también una característica no lineal de voltaje-corriente. La resistividad de un aislante es muy sensible a la temperatura, disminuye con el aumento de ésta.

1.2.2 Causas Secundarias

Las causas secundarias que aceleran el envejecimiento del sistema aislante son los esfuerzos mecánicos (originados por la excitación del núcleo y cortos circuitos), y los productos de descomposición del aceite (ácidos y lodos).

El deterioro mecánico se da por fuerzas excesivas o vibración. Las altas temperaturas también pueden ser un factor contribuyente que hace que los materiales aislantes pierdan su fuerza mecánica. Lo cual conlleva a que se produzca en el aislamiento rajaduras destruyendo así su integridad. Otro factor importante que influye en el deterioro mecánico es la presencia de químicos.

1.3 Bushings

Los bushings empleadas en los equipos eléctricos de alta tensión, como transformadores de potencia e interruptores, constituyen los elementos que presentan mayor riesgo de falla. Por otro lado, las fallas en los bushings provocan en la mayoría de los casos daños catastróficos que ponen en riesgo al personal de mantenimiento de la planta y al equipo que se encuentra a su alrededor.

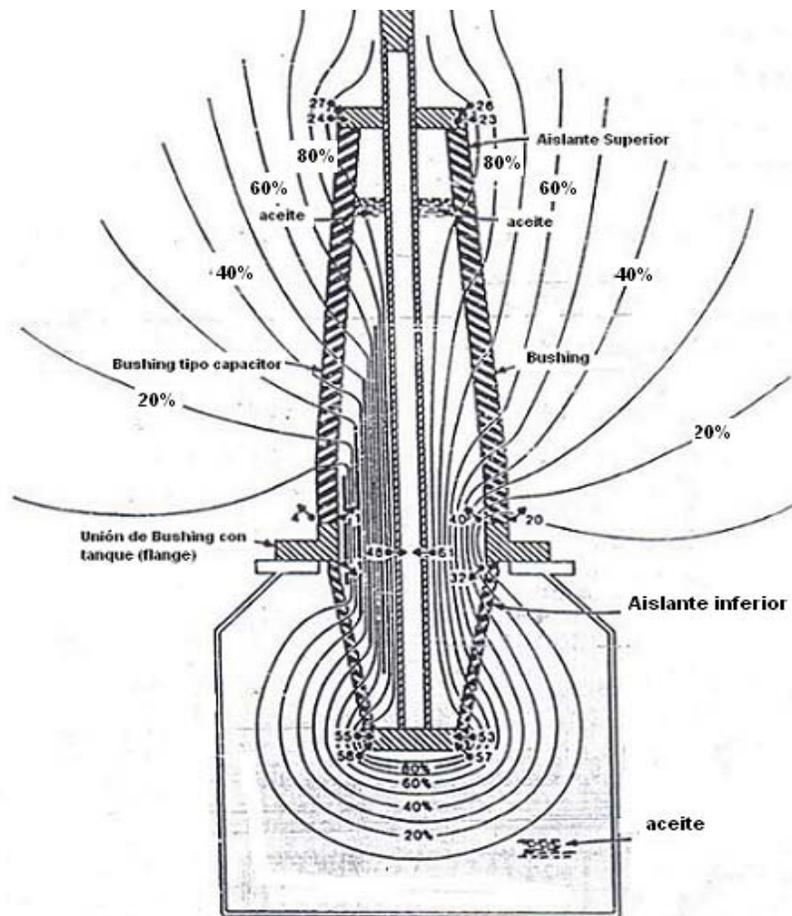
Los bushings de un transformador tienen la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior del tanque, manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico. Se construyen de muy diversas formas dependiendo del voltaje, de la presión del aceite que tiene que soportar, de la corriente de servicio y si el transformador se destina para operar en el interior o exterior y se pueden clasificar como; bushing rellenos de aceite y bushing tipo condensador.

1.3.1 Aspectos principales de diseño en los bushings de alta tensión

El aislamiento interno de los bushings de equipo de transmisión es de papel impregnado en aceite, el cual se devana alrededor del conductor formando un cilindro concéntrico. La graduación del campo eléctrico se logra intercalando una serie de electrodos cilíndricos concéntricos separados equidistantemente. La longitud de los electrodos se varía para lograr una distribución de campo eléctrico uniforme; a este tipo de bushing se le denomina boquilla tipo capacitivo ver figura 4.

Los bushings tipo capacitivo están provistos de una conexión denominada “tap capacitivo” que conecta el lado de baja tensión del último capacitor a tierra. Esta terminal se utiliza normalmente como capacitor de acoplamiento para medir los niveles de descargas parciales y tangentes de pérdidas del transformador fuera de línea. El valor típico de la capacitancia entre el conductor de alta tensión y el tap capacitivo es de 400pF y la capacitancia entre el tap capacitivo y la referencia de tierra es de 2000 pF, estos valores pueden variar y dependen de cada fabricante y son denominados comúnmente como C1 y C2. Los valores de las capacitancias C1 y C2 dependen del voltaje y la corriente de la boquilla.

Figura 4. Distribución del campo eléctrico en bushing tipo capacitivo



Tomado del libro Operación y Mantenimiento de Transformadores Potencia
Pagina A1-11 figura 1

1.3.2 Principales mecanismos de deterioro de los bushings

La conexión del tap capacitivo a tierra representa un punto débil en el diseño y es común encontrar que internamente no existe una conexión confiable. La construcción de los bushings se trata de un arreglo en serie; si se pierde la conexión a tierra, el último capacitor tiende a adquirir el voltaje del electrodo de alta tensión, quedando como aislamiento una pequeña película de aceite, que cuando se rompe se generan descargas parciales. Las descargas perforan gradualmente el papel formando una trayectoria carbonizada que deteriora el aislamiento en forma radial.

Actualmente se utiliza la medición de capacitancia y tangente de pérdidas fuera de línea como un parámetro para determinar si una boquilla tiene el tap capacitivo flotando. Las mediciones se efectúan a una tensión de prueba extremadamente baja, comparadas con el voltaje de operación de estos dispositivos, en la actualidad existe un equipo M4000 de Doble Engineering para poder medir C1 (capacitancia) se aplica un voltaje de 10KV y para medir el tap capacitivo C2 se utiliza un voltaje de 0.5 KV como máximo.

La medición de descargas parciales representa una alternativa de mayor sensibilidad para identificar fallas en los bushings; sobre todo si la medición se realiza cuando el equipo se encuentra en operación, esto se explica con más detalle en el capítulo 2 inciso 2.1.4.

1.3.3 Efecto de sobrecarga en los bushings

Los bushings son diseñados normalmente para un límite de temperatura en los puntos más calientes de 105 °C, en caso de corriente nominal y con una temperatura del aceite superior de 95°C promediado en un período de 24 horas. Operarlo por encima de estos valores, puede causarse la pérdida de vida útil de los bushings dependiendo del perfil real de tiempo vs. Temperatura que se observa en la boquilla.

Una serie de factores reducen la severidad de las sobrecargas en los bushings, comparados con las sobrecargas en el aislamiento del devanado del transformador comprenden las siguientes:

- a. La temperatura superior del aceite en el transformador puede estar bastante debajo de los 95°C con carga nominal.
- b. Los bushings son unidades selladas que protegen el aislamiento y la integridad térmica.
- c. El aislamiento de los bushings es usualmente más seco que el aislamiento del transformador.
- d. El aislamiento de los bushings no es sometido a un esfuerzo significativo en caso de fuertes corrientes de falla.
- e. Los bushings tienen una capacidad de corriente nominal superior a la de los devanados.

Los posibles efectos de sobrecarga pueden ser:

- 1) Formación de presión interna.
- 2) Envejecimiento de los materiales de la empaquetadura.
- 3) Incrementos inusuales en el factor de potencia debido a deterioro térmico.
- 4) Formación de burbujas gaseosas a causa de puntos muy calientes que sobrepasen 140°C.
- 5) Embalamiento térmico a causa de mayores pérdidas dieléctricas a altas temperaturas.
- 6) Calentamiento de salientes metálicas debido al flujo de dispersión magnética.

1.4 Fallas en el cambiador de derivaciones

1.4.1 Generalidades

Los cambiadores de derivaciones o tap, permiten modificar la relación de transformación en un transformador. Los cambiadores son conectados generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y, por lo mismo, la conexión de derivadores puede hacerse fácilmente y sin dificultad en cuanto al aislamiento. Como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas, el derivador puede ajustar estas para tener una mejor regulación de voltaje.

Los cambiadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, ya que la sección del conductor es mayor, y portan una mayor corriente, lo que podría ocasionar arcos eléctricos durante el cambio de posición.

Existen dos tipos de cambiadores:

- Cambiador de derivaciones sin carga (o cambiador de tap para una operación en vacío).
- Cambiador de derivaciones bajo carga (o cambiador de tap con carga).

1.4.2 Cambiador de tap para una operación en vacío

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una carga. A pesar que tienen una cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, ésta capacidad puede disminuir debido a la formación de una película fina en los contactos que ocurre durante el servicio normal.

Una vez que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico. Los contactos se sobrecalientan y se forma un

depósito alrededor de los contactos, lo que incrementa la resistencia del contacto hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. Al menos, esto producirá una alarma de gas. A lo sumo, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

La formación de cierta película fina alrededor de los contactos es producida por el arco eléctrico producido por sus contactos, originando residuos sólidos de grafito (carbono natural casi puro) que se irán sedimentando en las partes metálicas del cambiador, disminuyendo las características dieléctricas del conjunto.

1.4.3 Cambiador de tap con carga (CTCC)

Las especificaciones actuales para un CTCC incluyen lo siguiente:

- a. Limite de elevación de temperatura de 20 °C para cualquier corriente que lleva contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima del CTCC
- b. Capacidad de soportar 40 operaciones de ruptura a dos veces la corriente y KVA máximos. Los oscilógramas sacados en cada operación indicarán que en ningún caso en el momento de producir arcos es tal que haga peligrar la operación del aparato.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de tap funcionar en aceite a 100 °C con una elevación de temperatura de 20 °C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además la experiencia ha mostrado que comienza a formarse carbón en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). La gravedad de esta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación de conmutación, y del tiempo en que persiste ésta temperatura. La formación de carbón en los contactos producirá una disminución de las características dieléctricas, aumentando la resistencia de contacto produciendo puntos calientes, que interactuando con el aceite dieléctrico producirán gases. Con respecto al contenido de agua se explica en el inciso 1.15.1.

1.5 Explosiones con incendio

1.5.1 Antes de la explosión

Los gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido, a la degradación del aceite y los materiales aislantes, que son los principales factores que producen una falla. Los aceites minerales utilizados en transformadores son mezclas de diferentes moléculas de hidrocarburos. Los gases generados están constituidos solo por tres elementos químicos que son: carbono, oxígeno e hidrógeno. Cuando existe una ruptura en el sistema aislante que esta constituido por papel, aceite y cartón, los cuales tienen más de alguno de los elementos anteriores pueden combinarse y el proceso de reestructuración lleva la formación de productos como etileno y acetileno. Este proceso depende de la presencia individual de los hidrocarburos, de la distribución de energía y temperaturas de falla en la región y del tiempo.

La energía inmediatamente liberada por los mecanismos de falla destruye las moléculas del aceite, las cuales son divididas en moléculas más pequeñas de gas, tales como; el metano, etano, propano, butano, etileno, acetileno, etc. Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en la tabla IV

El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases; condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades elevadas de estos gases. La cromatografía de gases es el método más usado para identificar gases combustibles, ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

Tabla IV. Gases generados en el interior del transformador

Nombre	Símbolo
Hidrogeno**	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano**	CH ₄
Monóxido de carbono**	CO
Etano**	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno**	C ₂ H ₄
Acetileno**	C ₂ H ₂

Tomado boletín IIE julio-agosto 1997
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

* En el análisis se registran también propileno (C₃H₆), propano (C₃H₈), y butano (C₄H₁₀), que en menor escala se utilizan en proceso de diagnóstico, éstos son también combustibles.

** Indica gas combustible.

Los mecanismos de fallas más comunes son arqueo, descargas de baja energía, y sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y causar la degradación de los materiales aislantes, así como la acumulación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases. De hecho, es posible para algunos transformadores operar a lo largo de su vida útil con grandes cantidades de gases presentes (cosa que no es común, pero suele ocurrir), por lo que en tales casos se debe realizar investigaciones adicionales para emitir un diagnóstico preciso.

La descomposición del aceite mineral comienza desde 150°C a 500°C produciendo gases, como hidrogeno (H₂), metano (CH₄), etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆). Con un incremento de temperatura, la concentración de hidrógeno excede al metano, pero ahora la temperatura es acompañada por significativas cantidades de gases, primero el etano y después etileno. Una falla térmica, produce un aumento de cantidades de hidrogeno, etileno y el acetileno (C₂H₂) puede ser producido. La descomposición térmica de celulosa y otros aislamientos sólidos producen monóxido de carbono (CO), bióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a una temperatura baja, en una relación exponencial proporcional a la temperatura. Porque el papel comienza a degradarse a una temperatura más baja que el aceite, estos subproductos gaseosos son hallados a temperaturas normales de operación en el transformador.

La relación de CO₂/CO es a veces usada como un indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación es normalmente mayor que 7. Para la relación CO₂/CO, los respectivos valores de CO₂ y CO debe exceder 5000 ppm y 500 ppm en orden a mejorar el factor seguridad. Como la magnitud de CO incrementa, la relación de CO₂/CO decrece. Esto puede indicar una anomalía que es degradación del aislamiento de la celulosa.

Descargas a baja intensidad como descargas parciales y formación de arco producen principalmente hidrogeno, con decrecientes cantidades de metano y cantidades de acetileno. Como la intensidad de la descarga incrementa, la concentración de acetileno y etileno sube significativamente. Como se puede ver en la tabla IV el acetileno es un gas combustible que es producido por fallas internas en el aceite debido a rupturas del sistema aislante que esta constituido por, papel aceite y carbón.

Como la intensidad de la descarga eléctrica alcanza formación de arco que produce temperaturas de 700°C a 1800°C, la cantidad de acetileno llega a ser pronunciada. La formación de acetileno es apreciable a temperaturas cercanas a 1000 °C.

En un transformador, los gases generados se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso, de acuerdo a varios métodos de cálculo especificados por normas internacionales IEEE Std. C57.104-1991 (Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformer).

La evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas, vinculadas por el flujo electromagnético producido por el devanado o de corrientes inducidas puede también reducir la rigidez dieléctrica.

1.5.2 Causas de las explosiones

Las causas por las que puede explotar un transformador son las siguientes:

1. Vida útil del transformador
2. Sobrecargas
3. Cortocircuitos

La vida útil de un transformador esta relacionada con la preservación del sistema aislante aceite-papel que se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno.

Un transformador se sobrecarga cuando se sobrepasa sus límites de operación, el transformador puede soportar sobrecargas durante un lapso de tiempo, pero si se excede de este tiempo, comienza su proceso de deterioro del sistema aislante y dando origen de formación de gases explosivos, hasta que el transformador explota, en el inciso 1.6.1 y 1.7.3.1 se habla más detalladamente de este tipo de sobrecargas.

Cortocircuitos internos son con frecuencia considerados como causa principal de la falla. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuito. El envejecimiento del aislamiento, y daños de las bobinas también causan este tipo de falla.

De igual forma, estadísticamente se ha comprobado que de los diferentes equipos que conforman un sistema eléctrico de potencia, los que tienen mayor probabilidad de ocurrencia de falla (cortocircuito externo) son las líneas aéreas. La probabilidad de ocurrencia de fallas en ellas y en otros equipos se detalla en la tabla V.

Tabla V. Ocurrencia de fallas en equipos eléctricos

Equipo	% ocurrencia
Líneas de transmisión	50
Cables	10
Interruptor	15
Transformadores de potencia	12
Transformadores de medida	2
Equipos de control	3
Otros	8

Tomado capítulo 1 estadísticas de falla de transformadores
www.inele.ufro.cl/apuntes/protecciones/03PROTECCIONESCAPITULO1.PDF

Dependiendo del lugar de donde ocurra el cortocircuito se pueden clasificar en:

- Cortocircuito externo (no se da internamente en el transformador).
- Cortocircuito interno (dentro del transformador).

Con el cortocircuito externo el daño que se produce al transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante un cortocircuito, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta

los ponen fuera de su lugar. Si el cortocircuito es intenso y prolongado, su efecto se refleja en una degradación del aceite, sobrepresión, arqueos y abombamiento del tanque.

Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza que se ha eliminado el cortocircuito y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si está o no dañado.

Cortocircuito interno, este tipo de falla, es el resultado de aislamientos que pierden su característica por exceso de humedad, por sobrecalentamientos continuos, por exceso de voltaje. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente abombamientos.

1.5.3 Proceso de explosión del tanque durante un cortocircuito

La secuencia de eventos que origina la explosión de un transformador se presenta a continuación en orden de ocurrencia:

1. Cortocircuito interno
2. Aumento local de la temperatura
3. Formación de gases combustibles
4. Aumento de la presión dentro del tanque
5. Explosión del tanque

1.5.4 Proceso de incendio del transformador después de una explosión

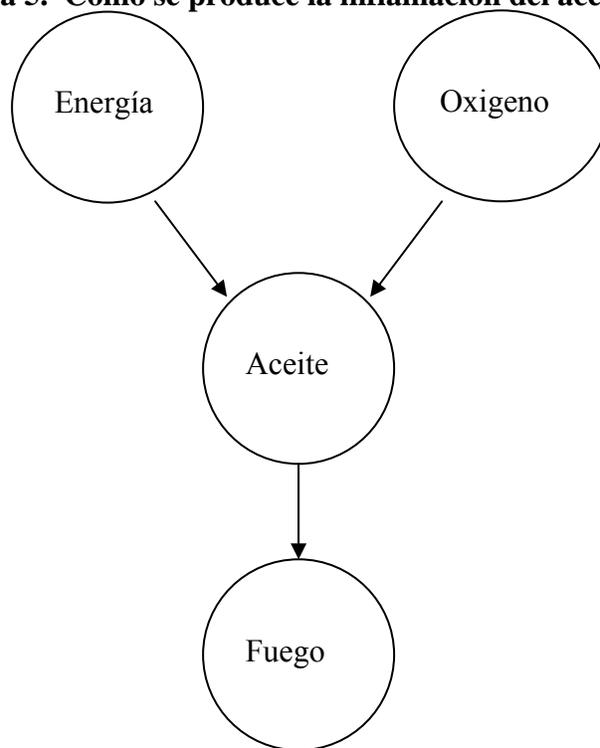
Cuando ocurre la explosión comienza el proceso de inflamación del aceite, esta inflamación se produce al combinarse los siguientes tres elementos:

- Oxígeno

- Combustible
- Energía

Los transformadores contienen dos de estos elementos aceite y energía, y está bajo amenaza permanente del tercero que es el oxígeno.

Figura 5. Cómo se produce la inflamación del aceite



Tomado presentación experiencia e investigación Sergi Transformer Protector
referencia FTPrC12e del 16/08/2002

Cuando no existe ningún dispositivo capaz de liberar la presión interna y de evacuar los gases explosivos, se genera una explosión en el transformador de potencia y cuando acetileno autoinflamable reaccionan con el oxígeno, se producen el incendio de la planta.

1.5.5 Análisis de los fenómenos físicos en el interior del transformador

Para entender los fenómenos físicos es muy importante considerar el comportamiento térmico de los diferentes parámetros dentro del recipiente ligados al aumento de presión dentro del recipiente después de un cortocircuito.

El principio se basa en la energía liberada dentro del tanque del transformador después de un cortocircuito. Esto es conducido a partir de pequeñas simulaciones numéricas que implican la siguiente ecuación:

$$\rho C_p \frac{\delta T}{\delta t} + \rho C_p \vec{V} \overrightarrow{\text{grad}} T + \text{div}(-k \overrightarrow{\text{grad}} T) = Q_{th} \quad (1.1)$$

ρ : densidad de la masa

C_p : capacidad térmica constante de la presión del aceite en función de la temperatura

\vec{V} : vector de velocidad

Q_{th} : densidad de la fuente térmica

K : conductividad térmica

Al resolver la ecuación diferencial, la temperatura de un volumen elemental de aceite en función del tiempo es determinada, tomando también en consideración la geometría del tanque y de las bobinas.

A partir de la ecuación Navier-Stockes

$$\frac{d\vec{v}}{dt} = \vec{F} - \frac{1}{\rho} \overrightarrow{\text{grad}}(P_1) + \frac{\mu}{\rho} \Delta \vec{v} \quad (1.2)$$

p : densidad de la masa relativa de aceite en (x,y,z)

F : fuerza resultante en (x,y,z)

v : velocidad del aceite en (x,y,z)

μ : viscosidad dinámica del aceite en (x,y,z)

Δv : vector de velocidad de Laplacian

P_1 : volumen de presión de aceite en (x,y,z) de la intensidad de gravedad y del flujo de aceite.

Asociando la ecuación Navier-Stockes a la ecuación de la temperatura previamente encontrada, es posible determinar la presión P en todos los puntos del tanque.

La presión superficial P_2 es calculada con la ley de Gases Ideales:

$$\left(P_2 + n^2 \frac{a}{v} \right) (V - nb) = nRT \quad (1.3)$$

n : Número polar

V : Volumen aceite

R : Constante de gases ideales

T : Temperatura de la superficie del aceite

P_2 : Presión de los gases

a,b : Constante de la generación de los gases

La temperatura del gas es extremadamente alta durante la generación de gases, así que la expansión térmica debe ser tomada en cuenta. El resultado del aumento de presión también debe tomar en consideración la presión dinámica y estática del aceite.

1.6 Factores que inciden en la vida útil del Transformador

1.6.1 Sobrecarga

Las aplicaciones de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa “sobrecarga” involucran cierto grado de riesgo. Los transformadores pueden ser sobrecargados por arriba de capacidad nominal por un periodo de tiempo en tanto la temperatura del devanado no sea mayor de 105 °C. Esta temperatura esta compuesta por la suma de la temperatura ambiente máxima de 40 °C, gradiente de temperatura (valor promedio) 10 °C, elevación de temperatura en el cobre sobre la temperatura ambiente máxima 55 °C.

La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del devanado, y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault puede hacer peligrar la integridad dieléctrica.

Efectos del desgaste mecánico que puede aumentar con la subida de nivel de potencia (MVA). La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son más preocupantes durante los periodos de sobrecorriente transitoria (en falla), cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.

La presión acumulada en los bushings, para corrientes por encima del nivel especificado pueden dar como resultado el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y finalmente una falla dieléctrica.

Un incremento en la resistencia de contactos en los cambiadores de tap, pueden dar como resultado, la acumulación de productos de descomposición del aceite en una región de alta temperatura, muy localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de tap es sobrecargado. En caso extremo, esto puede dar como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una evolución violenta de gas.

Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

1.6.1.1 Consideraciones de voltaje y frecuencia

Hay que tomar en consideración las influencias del voltaje y de la frecuencia cuando se determina las limitaciones para la sobrecarga de un transformador. Hay que hacerlo a pesar de que muy probablemente habrá poco control de estos parámetros durante una sobrecarga. Se tiene que reconocer que, en condiciones de sobrecarga, la regulación del voltaje a través del transformador puede incrementarse significativamente (dependiendo de la impedancia del transformador) debido a la carga incrementada de la potencia y la caída de posible del factor de potencia.

1.6.2 Tiempo de uso del transformador

El envejecimiento o deterioro del aislamiento está en función del tiempo, de la temperatura, el contenido de humedad, y el contenido de oxígeno. Con los sistemas

modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

En la mayoría de los transformadores, la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a la mayor temperatura sufrirá normalmente el mayor deterioro. Por eso, es usual en estudios del envejecimiento tomar en consideración los efectos de envejecimiento producidos por la mayor temperatura en los puntos calientes. Ya que muchos factores influyen en el efecto acumulativo de la temperatura con el tiempo, causando deterioro del aislamiento del transformador, no es posible predecir con cierto grado de precisión cuál es la vida útil del aislamiento en un transformador, incluso en condiciones constantes o controladas, y mucho menos en condiciones de servicio muy variadas.

Según la Empresa de Investigación Newton Evans Inc., el promedio de edad de un transformador es de 35 años. Esto significa que muchos de ellos, con una vida esperada entre 40 y 50 años, están llegando al término de su utilidad.

Según la Caldera de Vapor Hartford, el más grande suscriptor de seguros de transformadores, el porcentaje de falla por año es alrededor de 1% (1000 transformadores) y aumentara a 2% en el 2008.

1.6.3 Ecuación del envejecimiento del Transformador

La evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius bajo la fórmula siguiente:

$$\text{Por unidad de vida} = A \cdot EXP \left[\frac{B}{\Theta_H + 273} \right] \quad (1.4)$$

A es una constante

B es una constante

Θ_H es la temperatura del punto más caliente del devanado en °C

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la figura 6, relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura de los puntos más calientes del devanado. El uso de esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica; indica también el grado hasta el cual el nivel de envejecimiento es acelerado por encima de lo normal para temperaturas por encima de la referencia de 110 °C y se reduce debajo de lo normal para temperaturas debajo de 110 °C. La ecuación para esta curva es la siguiente:

$$\text{Por unidad de vida} = 9.80 \times 10^{-18} EXP \left[\frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (1.5)$$

y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55 °C (95 °C), es:

$$\text{Por unidad de vida} = 2.00 \times 10^{-8} EXP \left[\frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (1.6)$$

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador (figura 6) puede usarse de las siguientes 2 maneras:

Es la base para el cálculo de un factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}) para una carga y temperatura dada o para un perfil de carga variable y temperatura por un período

de 24h. En la figura 7 se muestra una curva F_{AA} versus temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento con elevación de 65 °C. La ecuación para F_{AA} es la siguiente:

$$F_{AA} = EXP \left[\frac{1500}{383} \frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (1.7)$$

y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55 °C (95 °C, está temperatura se da sumándole 40 °C que es la temperatura ambiente a 55 °C que es la elevación de temperatura), es:

$$F_{AA} = EXP \left[\frac{1500}{368} \frac{1500}{\Theta_H + 273} \right] \quad (1.8)$$

La ecuación 1.7 puede utilizarse para calcular el envejecimiento equivalente del transformador.

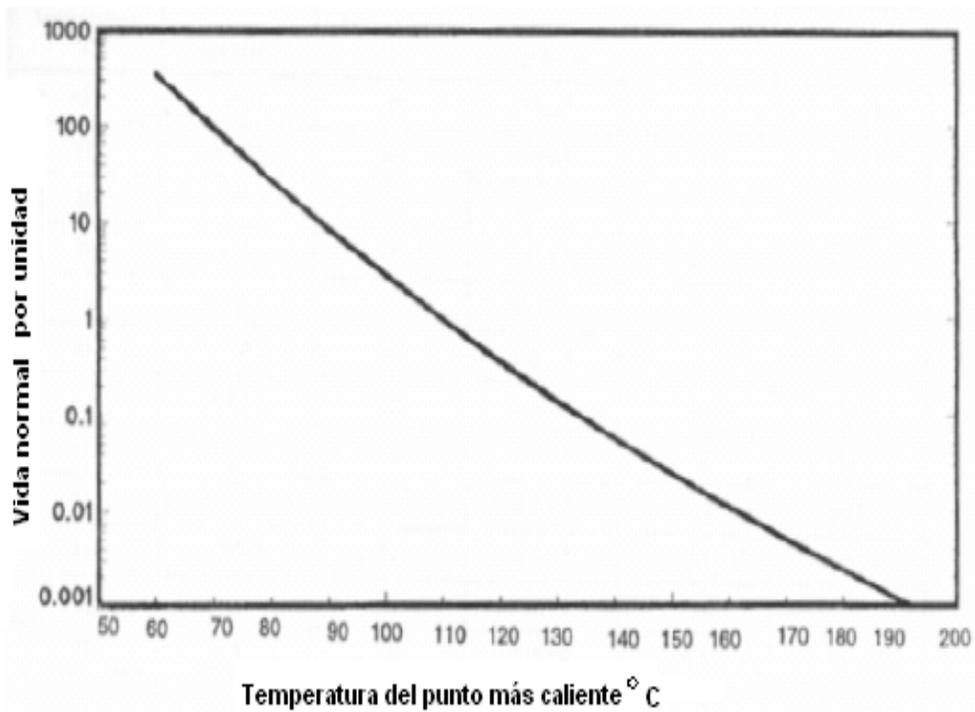
La vida equivalente (en horas o días), a la temperatura de referencia que se consumirá en un período de tiempo dado para el ciclo de la temperatura dada es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (1.9)$$

F_{EQA} es el factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo

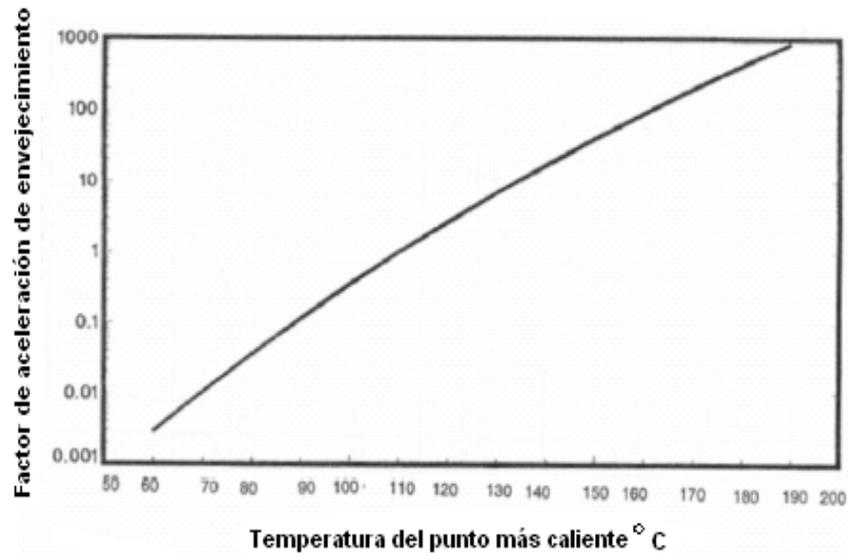
- n es el índice del intervalo de tiempo, t
- N es el número total de intervalo de tiempo
- $F_{AA,n}$ es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n
- Δt_n es el intervalo de tiempo, horas

Figura 6. Vida del aislamiento del transformador



Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

Figura 7. Factor de aceleración del envejecimiento (relativo hasta 110 °C)



Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

1.6.4 Porcentaje de pérdida de vida

La curva de vida por unidad del aislamiento figura 6, puede utilizarse también para calcular el porcentaje de pérdida total de vida. Para hacerlo, es necesario definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento, a la temperatura de referencia en horas o años. En la tabla VII se pueden seleccionar los valores de la vida normal del aislamiento para un sistema bien seco, libre de oxígeno. Luego se determinan las horas de vida perdidas en el período total de tiempo, multiplicando el envejecimiento equivalente determinado en ecuación (1.10) por el período de tiempo (t) en horas. Esto da las horas equivalentes de vida a la temperatura de referencia que son consumidas en el período de tiempo. El porcentaje de pérdida de vida del aislamiento en el período de tiempo, son las horas equivalentes de vida dividido por la definición de la vida total normal del aislamiento y multiplicado por 100. Generalmente el período total de tiempo utilizado es de 24 h. La ecuación es dada como sigue:

$$\% \text{Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{\text{Vida normal de aislamiento}} \quad (1.10)$$

Tabla VI. Vida normal del aislamiento, libre de oxígeno con elevación de temperatura promedio de 65 °C en el bobinado a la temperatura de referencia de 110 °C

Base	Vida normal del aislamiento	
	Horas	Años
50% resistencia a la tracción conservadora del aislamiento. (criterio del anterior IEEE Std C57.92-1981)	65000	7.42
25% resistencia a la tracción conservadora del aislamiento	135000	15.41
200 grado de polimerización conservado en aislamiento	150000	17.12
Interpretación de datos de tests de la vida funcional del transformador de distribución. (criterio IEEE Std C57.91-1981)	180000	20.55

Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

Tabla VII. Definiciones posibles de la vida normal a 110 °C

Vida Normal

Horas	Días
180,000	7500
150,000	6250
135,000	5625
65,000	2708

Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

El tiempo de duración para una operación continua a temperatura del punto más caliente, dan diferentes porcentajes de pérdida de vida, puede calcularse utilizando la ecuación 1.10.

1.6.5 Condiciones ambientales cuando existen altas temperaturas.

Es posible que la temperatura del lugar donde se ubica el equipo exceda los límites fijados por el fabricante. Por otra parte, la acumulación de grasas, polvo, químicos o abrasivos en el aire puede ocasionar fallas de funcionamiento. Todo lo anterior puede introducir defectos mecánicos tales como corrosión de conectores, alambres quebrados o contactos de interruptores con exceso de acumuladores que impiden su accionamiento normal.

Los cambios de temperatura tienen efectos importantes sobre la resistividad, pérdidas de potencia, capacitancia, factor de potencia, deterioro y fallas de aislantes sólidos y líquidos.

1.6.5.1 Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal

Las temperaturas ambientes promedio deben cubrir períodos de 24 horas. Las temperaturas máximas asociadas no deberían estar más de 10 °C por encima de las temperaturas promedio para transformadores enfriados por aire. Como la temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador, tiene que ser controlada en caso de instalaciones interiores por medio de una ventilación adecuada y siempre tiene que ser tomada en consideración para instalaciones exteriores.

1.7 Por el tipo de carga

1.7.1 Temperatura ambiente y su influencia en la carga

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador ya que en las elevaciones de temperatura para cualquier carga tienen que añadirse a la temperatura ambiente para determinar las temperaturas de operación. Las especificaciones de un transformador están basadas en una temperatura ambiente promedio sobre 24 h. de 30 °C.

Siempre que la temperatura ambiente real pueda ser medida, hay que sacar el promedio de esas temperaturas sobre 24 h. y luego se las puede utilizar para determinar la temperatura del transformador y su capacidad de carga. La temperatura ambiente es la temperatura del aire en contacto con sus radiadores o intercambiadores de calor.

1.7.2 Ciclos de carga

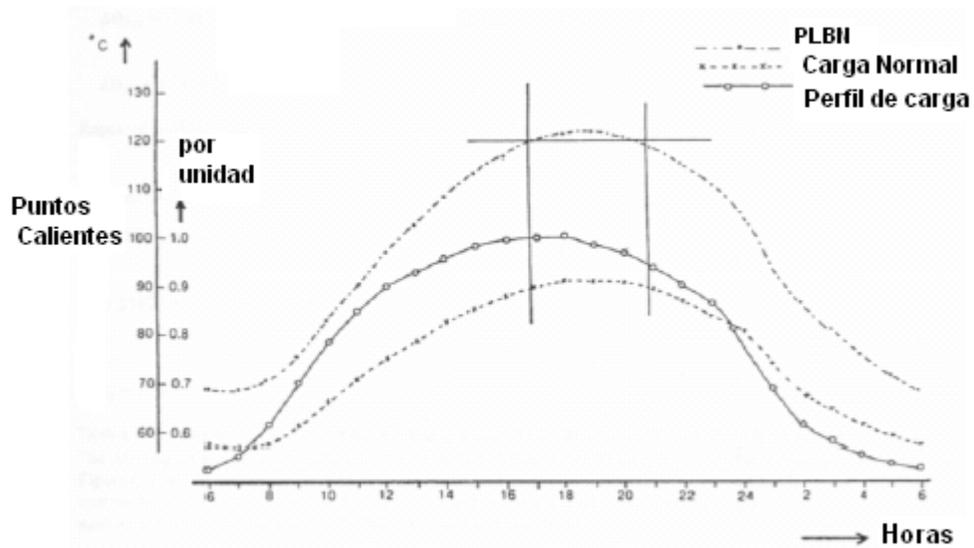
Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Un ciclo de carga normal típico como el que se muestra en la figura 8, consiste en fluctuaciones de carga a lo largo del día.

Para una carga normal o una sobrecarga planificada por encima de las especificaciones de placa, se utiliza generalmente un ciclo de carga de múltiples etapas. Se puede describir el perfil de carga para 24 h. como una serie de cargas constantes de corta duración (usualmente 1/2 hora o 1 hora).

Un ciclo equivalente de dos etapas como se muestra la figura 9, puede ser utilizado para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia. El ciclo de carga equivalente de dos etapas consiste en una carga previa (pre-carga) y una carga pico. Se utiliza también esta figura con el propósito de describir cálculos para determinar ciclos

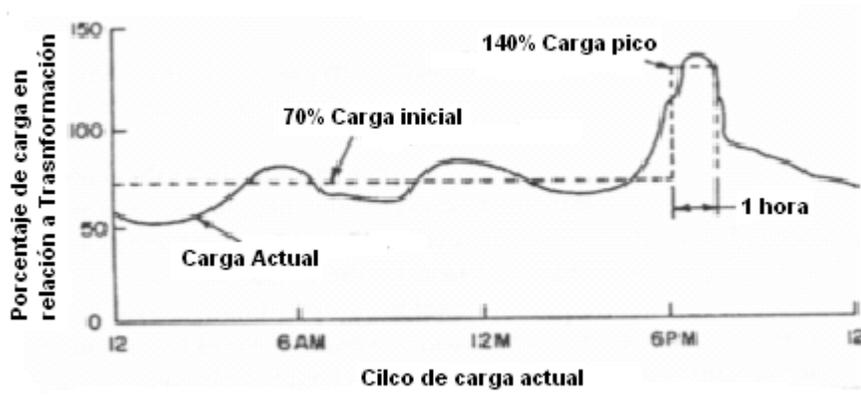
equivalentes de carga. Hay usualmente un período en el ciclo diario de carga cuando la carga aumenta hasta un nivel considerablemente mayor que cualquier otro alcanzado en otro momento, así como se muestra por medio de la línea sólida del ciclo de sobrecarga de figura 9. Generalmente el valor máximo del pico de carga no es alcanzado ni pasado repentinamente, sino que aumenta y disminuye gradualmente.

Figura 8. Ciclos de carga para carga normal y carga planificada por encima de las especificaciones de placa



Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

Figura 9. Ejemplo de un ciclo de carga real y un ciclo de carga equivalente



Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

1.7.3 Diferentes tipos de carga

1.7.3.1 Tipos de cargas y su interrelación

Toda sobrecarga puede exponer el aislamiento a temperaturas mayores a las especificadas por el fabricante. Se han definido cuatro diferentes condiciones de carga por encima de las especificaciones de placa. Existiendo la probabilidad de mayor riesgo en cada carga sucesiva con un incremento de temperatura respectiva. A mayor temperatura, se puede suponer que hay que añadir una condición de carga de mayor riesgo, a toda condición de bajo riesgo aceptada por el usuario excepto para la carga de emergencia de corto tiempo.

Los cuatro tipos de carga son los siguientes:

Expectativa de vida normal

a. Carga con expectativa de vida normal

Expectativa de sacrificio de vida

- b. Carga planificada por encima de las especificaciones de placa
- c. Carga de largo tiempo de emergencia
- d. Carga de corto tiempo de emergencia

Ejemplos de cargas que caen en estas categorías son ilustrados en la figura 10.

1.7.3.2 limitaciones de temperatura y carga

En la tabla VIII se dan sugerencias de límites de temperatura y cargas para usar un transformador por encima de las especificaciones de placa. En la tabla IX se dan sugerencias de límites de temperatura que ocasionan una pérdida razonable de vida para los cuatro tipos de carga.

Tabla VIII. Sugerencias de límites de temperatura y de carga para transformadores de potencia con elevación de 65°C por encima de las especificaciones de placa

Temperatura del aceite superior	110 °C
Temperatura en los puntos más calientes del conductor	180°C
Carga máxima	200%

Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

Tabla IX. Sugerencias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga

Descripción	Carga con expectativa normal de vida	Carga planificada por encima de especific. De placa	carga de largo tiempo de emergencia	Carga de corto tiempo de emergencia
temperatura en los puntos mas calientes del conductor aislado, en °C	120*	130	140	180 ^F
Otra temperatura en puntos calientes metalicos (en contacto o no en contacto con el aislamiento), en °C	140	150	160	200
Temperatura del aceite superiro, en °C	105	110	110	110

Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

* 100 °C sobre una base continua de h.

F El burbujeo puede producir un riesgo potencial para la rigidez dieléctrica del transformador. Hay que tomar este riesgo en cuenta cuando se aplica esta guía.

Usualmente los límites de la temperatura en los puntos calientes en otras partes metálicas que no estén en contacto con el aislamiento, son límites del diseño y son calculados por el fabricante, cuando se somete una especificación de sobrecarga como parte de las especificaciones de compra.

1.7.3.3 Carga con expectativa de vida normal

Se supone que la operación en estas condiciones es equivalente a la operación a una temperatura ambiente promedio de 30 °C para el aire refrigerante o 25 °C para el agua refrigerante. La expectativa de vida normal es el resultado de una operación a una temperatura continua en los puntos más calientes de los conductores de 110 °C (o una temperatura variable equivalente con un máximo de 120°C en cada período de 24 h.).

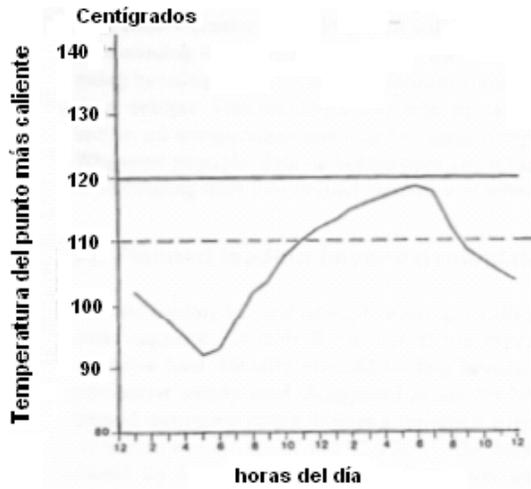
La temperatura de 110°C en los puntos más calientes está basada en la elevación de 80 °C en los puntos mas calientes sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 30 °C.

Los transformadores pueden operarse por encima de la temperatura promedio en los puntos más calientes de 110°C, durante períodos cortos siempre que se les opere durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110°C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico, es un proceso acumulativo y por consiguiente permite que cargas por encima de las especificaciones, se lleven a cabo en forma segura en condiciones múltiples sin afectar las expectativas de vida normal del transformador.

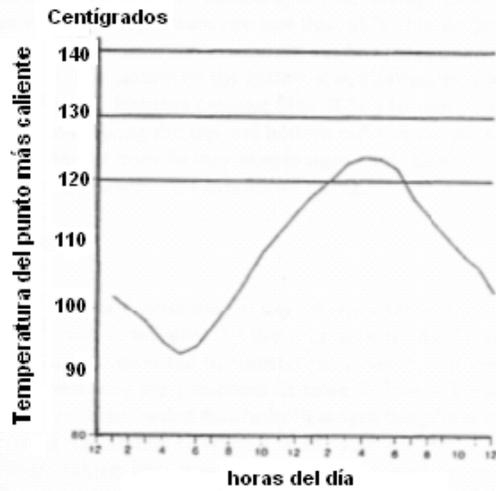
El gradiente restado de 110°C dará la temperatura máxima permisible para una expectativa de vida normal. Hay que reconocer que, debido a la inercia térmica en la elevación de la temperatura, un transformador necesita tiempo para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio en la carga.

Algunos transformadores de potencia han sido diseñados para que la diferencia entre la temperatura en los puntos más calientes y la temperatura promedio en los conductores sea mayor que 15°C. Esto resulta en una elevación promedio de la temperatura en el devanado de menos de 65 °C, pero la temperatura en los puntos más calientes del devanado puede estar en el valor límite de 80°C. Transformadores de esta clase no tienen que operar por encima de sus especificaciones sin antes consultar al fabricante en cuanto a la temperatura permisible en los puntos más calientes que se utiliza en estos diseños. Esta condición puede existir para transformadores con diferencias grandes (de más de 30°C), entre la temperatura superior del aceite y la inferior y puede chequearse aproximadamente midiendo la temperatura superior e inferior del radiador.

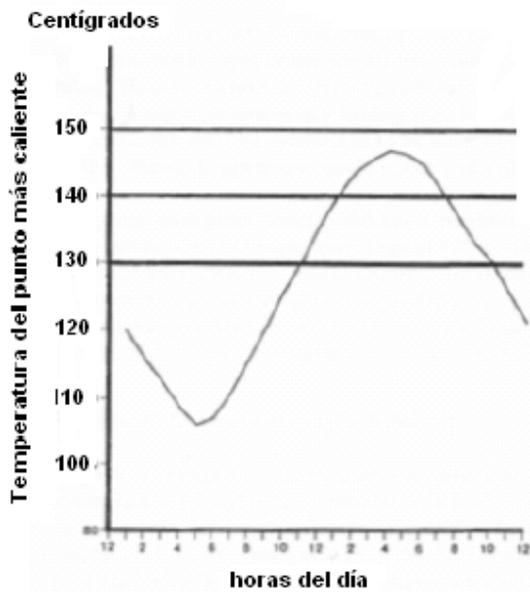
Figura 10. Tipos de carga



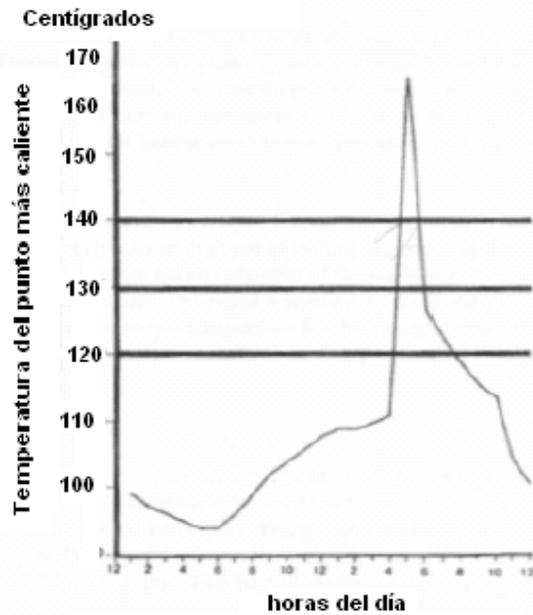
a) carga con expectativa de vida normal



b) carga planificada por encima de las especificaciones de placa



c) carga de emergencia por corto tiempo



d) carga de emergencia por tiempo corto

Tomado de estudio de sobrecarga en transformadores de potencia
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>

1.7.3.4 Carga planificada por encima de las especificaciones de placa

La carga planificada por encima de las especificaciones de placa, da como resultado que la temperatura de los conductores en los puntos más calientes o la temperatura del aceite superior, exceda las temperaturas sugeridas en la tabla IX para cargas con expectativas de vida normal. Usualmente la carga planificada por encima de las especificaciones de placa está restringida para transformadores que no llevan una carga continua estable. En la tabla IX presentamos las temperaturas sugeridas en los puntos más calientes de los conductores. La carga planificada por encima de las especificaciones de placa, es determinada por una condición en que un transformador es operado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120°C - 130°C. El lapso de tiempo en que un transformador opere dentro del rango de 120°C-130°C tiene que determinarse a través de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, tomando en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallas no sistemáticas, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y, la expectativa de vida es menor que en caso de carga dentro de las especificaciones de placa.

1.7.3.5 Carga de emergencia por largo tiempo

Una carga de emergencia por largo tiempo es el resultado de una falla prolongada de algún elemento de la red, y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior, excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de las especificaciones de placa. Esta no es una condición normal de operación, pero puede persistir durante algún tiempo. Se espera que ocurrencias de esta clase sean poco frecuentes. Se pueden aplicar cargas de emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero hay que determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe nunca exceder los 110°C.

La carga de emergencia por largo tiempo es determinada por una condición en que un transformador de potencia, es operado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de temperatura de 120°C -140°C. Las características de este tipo de carga son una falla de largo tiempo de un elemento de transmisión de la red. La figura 10c ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia por largo tiempo. La temperatura en los puntos más calientes en este ejemplo excede los 120°C. Se tiene que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable para el ciclo específico de carga.

1.7.3.6 Carga de emergencia por corto tiempo

Una carga de emergencia por corto tiempo, es una carga excepcionalmente grande originada por la ocurrencia de uno o varios acontecimientos improbables, que generan disturbios seriamente a la carga normal de la red y causan que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior, exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de las especificaciones de placa. La tabla IX muestra las temperaturas sugeridas para los puntos más calientes de los conductores. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder nunca los 110°C. Se espera que este tipo de carga, con un riesgo mayor, ocurra con poca frecuencia.

Una carga de emergencia por corto tiempo es determinada por una condición de carga en que el transformador es operado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes llegue hasta los 180°C durante un tiempo breve. Las características de este tipo de carga son una serie de condiciones improbables en el sistema de transmisión (segunda o tercera eventualidad), una o dos ocurrencias por encima del tiempo de vida normal del transformador, y el riesgo es mayor que en caso de carga de emergencia por largo tiempo.

La figura 10d ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia por corto tiempo. Esta figura presenta una curva de temperatura que había bajado de rango durante el día hasta las 4 p.m. cuando ocurrió una condición en la red que causó que el transformador, operara de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes haya subido rápidamente hasta 163°C en 1 hora.

1.8 Estadística de las fallas en las protecciones eléctricas

En la tabla X se muestran estadísticas de las fallas más comunes en las protecciones eléctricas.

Tabla X. Estadísticas de las fallas en las protecciones eléctricas

Falla de los relés	43%	Contactos de salida sucios, bobinas cortadas, ajustes erróneos, calibración incorrecta
Falla de los interruptores	20%	Bobinas de apertura quemadas, fallas mecánicas, falla de los contactos de poder, otros problemas de bobinas
Falla de transformadores de medida	10%	Fusibles quemados, saturación de núcleos, problemas de devanados, fallas de aislamiento
Falla de dispositivos auxiliares	9%	Contactos de salida sucios, conexiones incorrectas
Fallas de alambrado	12%	Mal aislamiento, conexiones sueltas e incorrectas
Fallas de alimentación	6%	Fusibles quemados, bajo voltaje

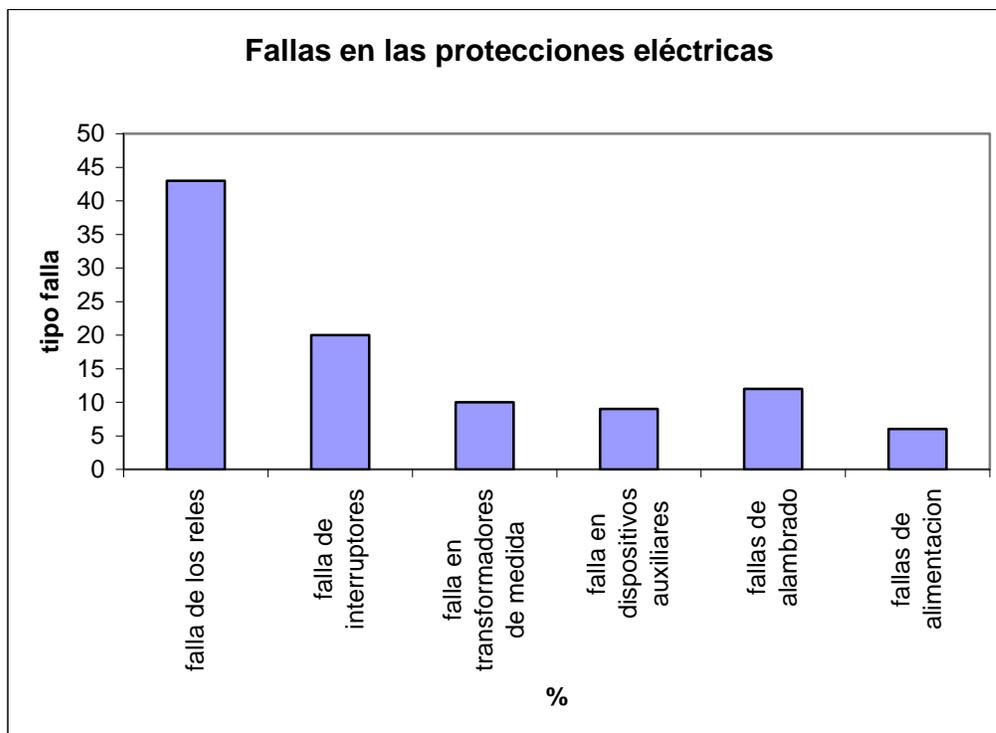
Tomado capítulo 1 estadísticas de fallas en transformadores
www.inele.ufro.cl/apuntes/protecciones/03PROTECCIONESCAPITULO1.PDF

En la figura 11, no se incluyen otros tipos de problemas que pueden presentarse, tales como: ajustes mal especificados, errores de cálculo, errores en los datos de los transformadores de medida, etc.

Por otra parte, los diferentes tipos de operación de una protección se pueden clasificar según el efecto obtenido de ellas, en la forma siguiente:

- Operaciones correctas y deseadas
- Operaciones correctas pero no deseadas (como las de respaldo)
- Operaciones incorrectas
- No operación

Figura 11. Estadística de fallas en protecciones eléctricas



Tomado capítulo 1 estadísticas de fallas en transformadores
www.inele.ufro.cl/apuntes/protecciones/03PROTECCIONESCAPITULO1.PDF

1.9 Efectos de armónicos en transformadores

Todos los transformadores son generadores de armónicos, principalmente de la tercera armónica que esta contenida casi completamente en la corriente magnetizante real y muy poco o nada, en la componente de corriente debido a la histéresis, lo cual indica que la componente de tercera armónica es producida principalmente como resultado de la variación de la permeabilidad del núcleo de acero, y en menor grado por el ciclo de histéresis magnético.

Los armónicos en los transformadores provocan pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia, también habrá un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de eddy o Foucault en el circuito magnético.

Los problemas de armónicos en los transformadores, resultan de las pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre, debido a dos fuentes: corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa transportadas en los conductores de fase desde cargas generadoras de armónicas monofásicas y trifásicas, y corrientes armónicas triples de secuencia cero transportadas en el conductor neutral desde cargas generadoras de armónicas.

Las armónicas triples de secuencia cero se suman algebraicamente en el conductor neutral de un sistema trifásico, de cuatro hilos, y pasan a través del sistema mientras alcanzan un transformador conectado en delta- estrella (Δ -Y). Cuando la corriente neutral armónica triple alcanza un transformador Δ -Y, se refleja en el devanado primario delta donde circula, causando un sobrecalentamiento, resultando en un recorte de la vida útil del transformador. En sistemas trifásicos, las relaciones de armónicas dependen del tipo de conexión existente entre los transformadores, así como su secuencia de fase, en la Tabla XI se describe cada una de ellas.

Con transformadores trifásicos del tipo núcleo trifásico, existe aun teóricamente la misma desventaja, pero como en tales transformadores las componentes de voltaje de tercera armónica no exceden el 5% de la fundamental lo peligros son proporcional reducidos. Sin embargo, a voltajes de transmisión altos la componente de voltaje de tercera armónica pueden ser un problema en transformadores trifásicos tipo núcleo trifásico conectado en estrella-estrella cuando el neutro es aterrizado y es por lo tanto se evita completamente esta conexión si los puntos neutros tienen que ser aterrizados.

Para la excitación trifásica desbalanceada, la interacción de los flujos es muy complicado, es obvio que ha raíz de excitar mas de una fase se produce flujos circulantes en las otras fases, causando un aumento en las magnitudes de las fases con menos excitación, esos flujos desbalancearan las excitaciones de los núcleos respectivos y causara un patrón de comportamiento diferente produciendo problemas en el ciclo de histéresis.

Debido a las interconexiones entre los flujos de los ramales, la configuración delta-estrella es la conexión mas usada en los sistemas de distribución.

Cuando la carga no lineal inyecta corrientes armónicas hacia el sistema de potencia, dichas corrientes circulan en el devanado secundario del transformador, causando una distorsión en el voltaje secundario. Significa que las corrientes armónicas fluyen a través de la impedancia del devanado secundario causando una caída de voltaje sobre el secundario, y esta caída aparece como distorsión de voltaje en los terminales del secundario del transformador.

Cuando fluyen las armónicas a través de los transformadores normalmente éstos se calientan más de lo esperado que cuando lo hace una corriente puramente fundamental de 60 Hz.

Las razones para este calentamiento extra vienen de las pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados enrollados del transformador (no de las corrientes de Eddy en el núcleo de hierro), las que producen la mayor cantidad del exceso de calentamiento. Estas corrientes fluyen rápidamente en cada uno de los conductores individuales de los arrollamientos de las bobinas. El exceso de corrientes de Eddy en los conductores de las bobinas, produce un exceso de calentamiento y degradación como también la pérdida de capacidad en KVA en los transformadores de potencia

Algunos de los aspectos negativos de las terceras armónicas de voltaje y corriente en los transformadores, se enumeran a continuación:

Por corriente de tercera armónica

- a) Se produce un calentamiento en los devanados
- b) Un incremento de pérdida de hierro

Por voltaje de tercera armónica

- c) Se produce un aumento de tensión en el aislamiento
- d) Posible resonancia a frecuencia de tercera armónica de los devanados del transformador, en la tabla XI aparece en que conexiones aparecen terceras armónicas.

TABLA XI. Comportamiento de los Transformadores de Potencia de acuerdo a su conexión

Conexión	PRIMARIO				SECUNDARIO			
	corriente		Voltaje		Flujo	Corriente		Voltaje
	Sin Carga	Línea	Línea	Fase		Sin Carga	Línea	
Y NF - Y NF	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico	Contiene 3er armónico	-	Senoidal	Senoidal
Y 4T - Y NF	Contiene 3er armónico	Contiene 3er armónico	Senoidal	Contiene 3er armónico	Contiene 3er armónico	-	Senoidal	Contiene 3er armónico
Y NF - Y 4T	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico				
Y NF - Δ	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal
Y 4T - Δ	Contiene 3er armónico	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal
Δ - Y NF	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Senoidal	-	Senoidal	Senoidal
Δ - Y 4T	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico	Contiene 3er armónico	Senoidal
Δ - Δ	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Contiene 3er armónico	Senoidal	Senoidal

* NF significa neutro flotante

* 4T significa 4 terminales. Cuando es del lado primario, quiere decir conectado al neutral del generador.

Del lado secundario, quiere decir que hay 3 fases mas neutro (4Hilos)

* Δ Delta

1.10 Sobretensiones

Las sobretensiones en un sistema son peligrosas por las siguientes razones:

- Someten a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos.
- En caso de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos tanto de los usuarios como de generación y transformación.
- En caso de una falla de aislante, traen a su vez como consecuencia inmediata un cortocircuito.

Estas sobretensiones se pueden producir por descargas atmosféricas o por apertura de líneas largas de alta tensión.

Las sobretensiones de larga duración, originadas por desconexión de cargas inductivas en sistemas sin reguladores de voltaje automáticos, provocan efectos importantes en los transformadores, especialmente cuando trabajan con un circuito magnético en el codo de la curva de histéresis. Por ejemplo, sobretensiones de un 30% pueden, en ciertos casos, ocasionar que suba la corriente de excitación a valores de plena carga.

El efecto del aumento de la corriente de excitación provoca un calentamiento elevado en el núcleo, el cual puede ser causado por dos condiciones:

1. Un voltaje excesivo arriba de la saturación del núcleo.
2. Voltajes menores al nominal pero con baja frecuencia.

El primer caso sucede por condiciones anormales (descarga atmosférica), el segundo caso por disparo de un generador de la red que quede excitado durante su pérdida de velocidad afectando a los transformadores, a los que está conectado.

1.11 Diseños defectuosos en la construcción de transformadores

El transformador es uno de los equipos más eficientes que pueden tener una larga vida, si es operado dentro de los límites para los cuales fue diseñado, esto gracias a que fue diseñado bajo normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution Power, and Regulating Transformer, las cuales dictaminan los requerimientos que ha de contener los transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquidos (aceite dieléctrico).

Se presentan antecedentes de normas las cuales solo tomaban ciertos aspectos de diseño como se muestra a continuación:

- La norma IEC 76 menciona únicamente las medidas eléctricas básicas sin referirse al diseño mecánico y de protección.
- En la actualidad la norma CEI 76 referida a los transformadores, trata de medidas de aislamiento eléctrico pero no incluye ninguna restricción relativa a las protecciones mecánicas de los tanques de transformadores.
- En el pasado la norma British Standard BS 171, estableció que los tanques de transformadores debían de resistir una presión de 16 bares.

1.12 Fallas en el sistema de enfriamiento

Las fallas del sistema de enfriamiento se deben a un mal mantenimiento, dando así una operación inadecuada cuando en el transformador la temperatura comienza a aumentar. Este tipo de fallas no son comunes pero se mencionan, para que se programen los mantenimientos adecuados, para un adecuado funcionamiento del sistema de enfriamiento.

1.13 Bajo factor de potencia

1.13.1 Qué es el factor de potencia

El factor de potencia se define como el cociente de la relación de la potencia activa entre la potencia aparente; esto es:

$$\text{f.p.} = P/S$$

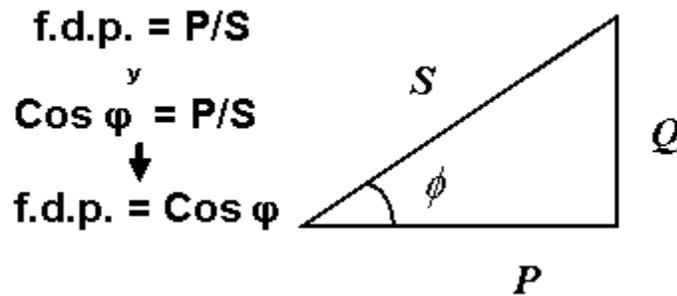
El factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

La potencia efectiva o real es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo: es la potencia activa P. La potencia reactiva Q es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores. La potencia aparente S es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva.

Gráficamente, estas tres expresiones están relacionadas mediante el "triángulo de potencias".

Dependiendo del tipo de carga, el factor de potencia puede ser: adelantado, retrasado, igual a 1.

Figura 12. Triángulo de potencia



Tomado de Factor de potencia
<http://endrino.cnice.mecd.es/~jhem0027/fdp/fdp.htm>

En las cargas resistivas como las lámparas incandescentes, la tensión y la corriente están en fase en este caso, se tiene un factor de potencia unitario.

En las cargas inductivas como los motores y transformadores, la intensidad se encuentra retrasada respecto al voltaje. En este caso se tiene un factor de potencia retrasado.

En las cargas capacitivas como los condensadores, la corriente se encuentra adelantada respecto al voltaje. En este caso se tiene un factor de potencia adelantado.

1.13.2 Por qué existe un bajo factor de potencia

En caso de que el factor de potencia sea inferior a 1.0, implica que los equipos consuman energía reactiva y por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor y de la compañía suministradora en la medida que el factor de potencia disminuya; los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas, además, produce alteraciones en la

regulación de la tensión, con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento a los transformadores.

Un alto consumo de potencia reactiva hace posible una disminución en el factor de potencia.

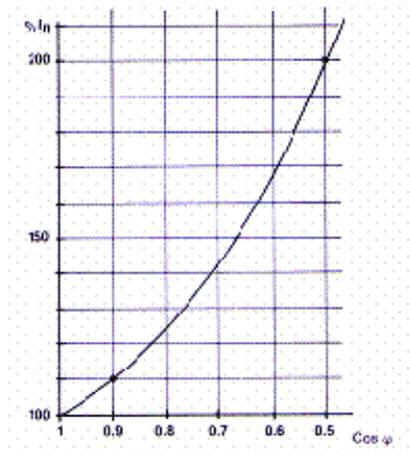
Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

1.13.3 Diagrama de corriente

Para una potencia constante (kW), la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el factor de potencia disminuya como se muestra en la figura 13, por ejemplo, con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil, en cambio para un factor de potencia igual a 0.9 la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil.

Figura 13. Diagrama de corriente nominal afectada por el factor de potencia



Tomado de Bajo factor de potencia
http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_420_el_bajo_factor_de_po

1.13.4 Consecuencias de un bajo factor de potencia

Un bajo factor de potencia produce los siguientes inconvenientes:

- Aumento de la intensidad de corriente
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de tensión
- En transformadores, reducción de su vida útil y de la capacidad de conducción de corriente de los conductores
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento.

Las instalaciones eléctricas que operaran con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias en la medida que éste disminuye, además afecta a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión.

1.13.4.1 Incremento de las pérdidas por efecto Joule

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de las bobinas de los transformadores. Las pérdidas por efecto Joule se manifestarán en:

- Calentamiento de cables
- Calentamiento de embobinados de los transformadores

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil, puede provocar cortos circuitos.

1.13.4.2 Sobrecarga de los transformadores

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los transformadores, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

1.13.4.3 Aumento de la caída de tensión

Cuando existe una insuficiencia en el suministro de potencia a las cargas, se produce una caída de tensión lo cual afecta:

- Los devanados de los transformadores de distribución
- Los cables de alimentación

1.13.4.4 Pérdidas de potencia

Usando el triangulo de potencias se puede observar que si se mantiene constante la potencia P (kw) y variando S y Q el factor de potencia cambia, pero también se puede

ver en la figura 13, que a medida que el factor de potencia ($\cos\phi$) disminuye la corriente nominal comienza a incrementarse produciendo así más pérdidas de potencia en el devanado del transformador que están dadas por I^2R , donde I es la corriente y R es la resistencia del conductor de la devanado. Debido a que se incrementa la corriente se producen más líneas de flujo en el núcleo que comienzan a aumentar, cuando la corriente ha aumentado hasta un punto en que haya un gran número de líneas de flujo en el núcleo, aumentar más la corriente solo producirá otras pocas líneas de flujo. Entonces se dice que se ha saturado el transformador. Todo aumento interior en la corriente primaria después que se ha alcanzado la saturación en el núcleo, producirá pérdida de potencia, ya que el campo magnético no puede acoplar la potencia adicional al secundario. Todo esto sucederá si el transformador opera sobrecargado y con un bajo factor de potencia durante un largo tiempo

1.14 Esfuerzos que sufre el transformador

1.14.1 Esfuerzos eléctricos

La falla en un transformador puede originarse por fenómenos transitorios en el sistema eléctrico del que forma parte. En tales fallas, la capacidad o fortaleza del aislamiento del transformador debería comprobarse por medio de la descarga en el apartarrayo para asegurar que existe una adecuada coordinación de aislamiento.

Las descargas atmosféricas, sobreexcitación, maniobras en el sistema, resonancia en devanados, corto circuito entre espiras, capas y bobinas, descargas parciales, perforación del aislamiento, cargas estáticas en el aceite y arqueos, son todas las maneras como se originan las fallas eléctricas en los transformadores.

En general todas las fallas internas son muy serias sobre todo porque siempre esta presente el peligro de incendio, sin embargo existe un grupo de fallas llamadas incipientes las cuales en su etapa inicial son muy severas, pero pueden dar lugar a fallas mayores si no son libradas lo mas rápidamente posible. Dentro de esta categoría de fallas se pueden presentar las siguientes:

- a) Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y del aislamiento que lo recubre.
- b) Puntos calientes por conexiones de alta resistencia o conexiones defectuosas en las bobinas, produce puntos de calentamiento localizado o eventualmente con producción de arco eléctrico.
- c) Arcos eléctricos entre devanados y el núcleo o al tanque, debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.
- d) Fallas en el sistema de enfriamiento, como pueden ser nivel bajo de aceite, o bien obstrucción del flujo del aceite.
- e) Falla en los contactos de los cambiadores de derivaciones que produce puntos calientes

Debido a que descargas parciales, arcos y sobrecalentamientos generan gases los cuales se disuelven en el aceite, es por eso importante monitorear el aceite por medio de cromatografías de gases disueltos, las técnicas de monitoreo se mencionan en el capítulo 2 inciso 2.1.2 y 2.1.3.

1.14.2 Esfuerzos electromecánicos

La dirección de fuerzas y mecanismos de falla en los transformadores tipo columna es diferente del mecanismo de falla en los transformadores tipo acorazado; además, la diferencia en los tipos de devanados, tales como el tipo capa, tipo disco y los tipos galleta, tienen diferente fortaleza para resistir el movimiento del conductor bajo

esfuerzos de cortocircuito. El espesor del sistema de aislamiento, la rigidez del sistema de sujeción del devanado, la firmeza de los conductores y la elasticidad de la masa de la bobina, juegan un papel determinante en la respuesta del devanado a los esfuerzos electromecánicos.

Analizando lo que ocurre en un transformador tipo columna con devanado primario y un devanado secundario, asumiendo que ambos están montados en la misma pierna del núcleo y además, que el secundario es de baja tensión y el primario de alta tensión conectados en polaridad sustractiva.

Al ocurrir un corto circuito a este transformador y asumiendo que las corrientes en sus devanados circulan en sentidos opuestos, estos experimentan un esfuerzo de repulsión entre ambos es decir, esfuerzo tipo radial, como se muestra en la figura 14.

En esas condiciones, el devanado de baja tensión (interior) es comprimido hacia el núcleo y por lo tanto trabaja a compresión, mientras que el devanado de alta tensión (exterior) es empujado hacia el tanque y por lo tanto trabaja a tensión. Estos esfuerzos electromecánicos son de tipo radial.

Para el caso en que este mismo transformador tuviera una conexión con polaridad aditiva, los esfuerzos mecánicos serían opuestos y los devanados tendrían a juntarse. Los conductores que son recorridos por corrientes del mismo sentido se atraen. Este fenómeno ocurre entre las espiras de una capa y a su vez entre capas de una bobina, ya que están colocadas paralelamente. Por lo tanto, la bobina experimenta un esfuerzo de compresión en el sentido de su eje y a este le llamamos esfuerzo axial, como se muestra en la figura 14 y 15.

1.14.2.1 Tipos de fallas en devanados de transformadores con núcleo tipo columna

En las figuras 14 y 15 se muestran las fallas producidas por los esfuerzos electromagnéticos en los devanados tipo columna.

a) Falla por tensión radial (falla de los flejes de tensión)

Las fuerzas del devanado dirigidas radialmente hacia fuera del devanado, pueden causar alargamiento de los conductores. La deformación moderada contribuye a la inestabilidad axial y por consecuencia, un colapso de la bobina. La deformación moderada también puede causar desgarramiento o separación del conductor. En casos extremos, el alargamiento del conductor es tal que alcanza a reventarse cuando son excedidos los límites elásticos del material.

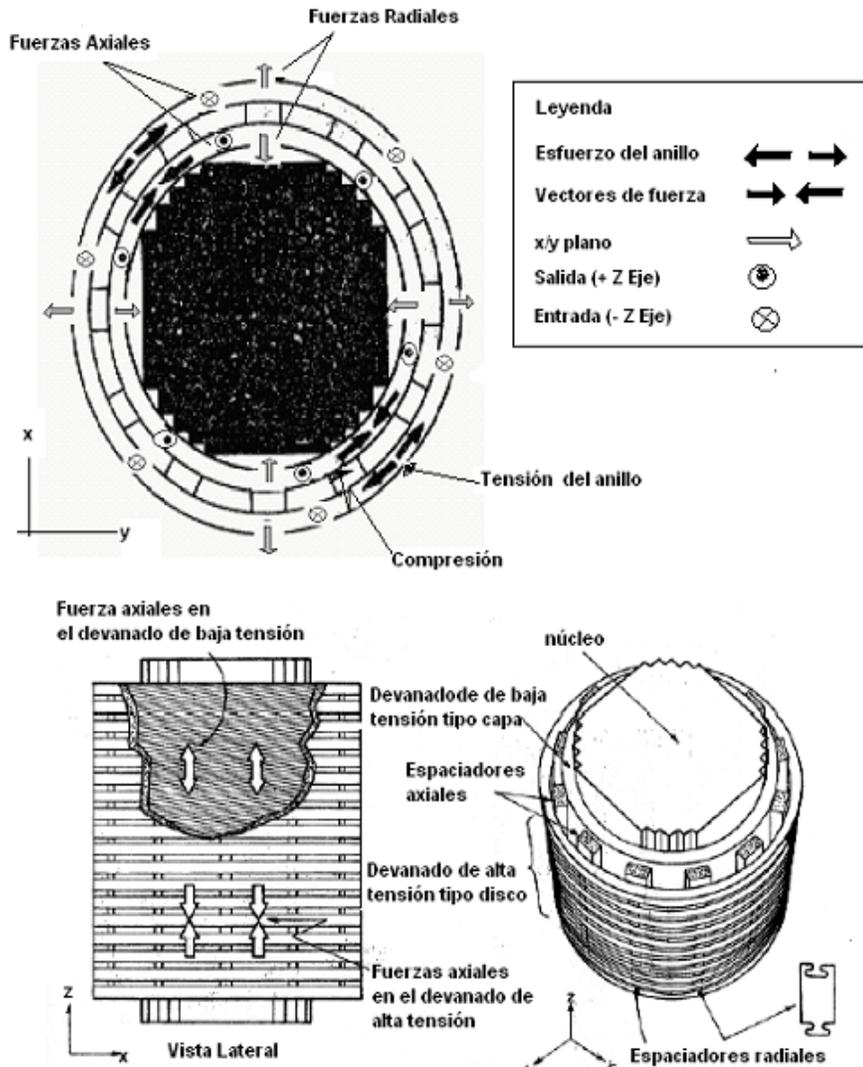
b) Falla por compresión radial

Las fuerzas dirigidas radialmente hacia adentro de la bobina pueden causar pandeo del conductor o falla mecánica del devanado cilíndrico.

c) Falla por compresión axial

Las fuerzas de oposición dirigidas axialmente alrededor de los centros del devanado, pueden causar aplastamiento del mismo. Si los conductores se inclinan, el devanado se vuelve inestable y posteriormente se aplasta.

Figura 14. Transformador tipo columna durante condiciones de falla



Tomado Libro Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia
Capítulo 8 página 8-17

d) Falla por expansión axial

Las fuerzas en oposición dirigidas axialmente hacia las placas hacen que estas se pandeen o se quiebren, o también pueden causar fractura de tornillos por pandeo o por someterse a esfuerzo constante. Los conductores tenderán a separarse de sus posiciones

en el devanado donde el flujo de corriente está en direcciones opuestas. Estas fuerzas también causan que los conductores se inclinen permitiendo una inestabilidad axial. La inadecuada sujeción o alineamiento favorece que los conductores del devanado se desplacen axialmente.

e) Falla axial telescópica

Este término es utilizado en dos maneras:

- Para describir el movimiento relativo de los devanados en forma individual (por ejemplo, el devanado exterior moviéndose hacia arriba y el devanado interior con movimiento relativo hacia abajo).
- Para describir la inestabilidad axial de un solo devanado (por ejemplo, el movimiento relativo hacia arriba o hacia abajo entre las bobinas interiores y exteriores). Cualquier falla mecánica del sistema de sujeción permitirá a los devanados un movimiento relativo en direcciones opuestas entre ambos, de tal modo telescópico.

La inestabilidad axial de un devanado podría resultar de una falla de tensión radial, de la falla por compresión radial ó de un colapso axial. El resultado de estas fallas puede causar que los conductores superiores e inferiores se safen entre ellos y originen un colapso internamente, de modo telescópico.

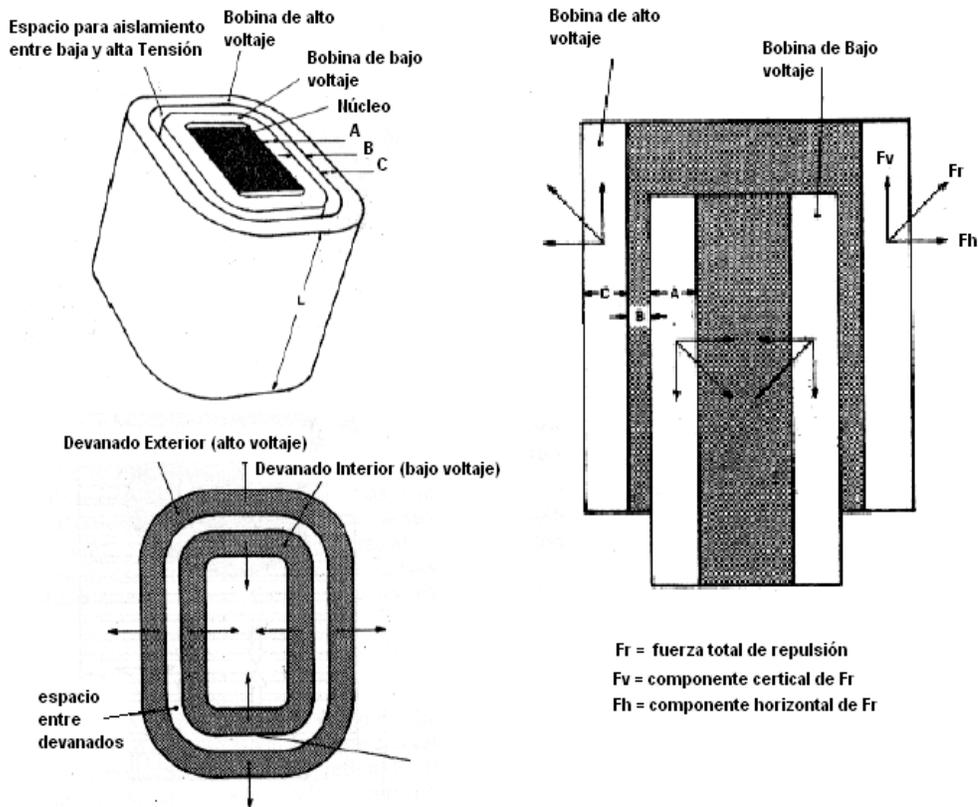
f) Falla en las terminales del devanado

Combinación de esfuerzos axiales y radiales experimentados por las terminales de devanados. La resultante de estas fuerzas tiende a inclinar las vueltas exteriores y doblar las terminales interiores alrededor de la pierna del núcleo.

g) Estrechamiento en espiral

La combinación de esfuerzos radiales y axiales causa que todo el devanado interior se estire y tome forma de espiral, sobresaliendo un desplazamiento periférico de los conductores y espaciadores radiales.

Figura 15. Fuerzas que actúan en los devanados de alta y baja tensión de un transformador tipo columna



Tomado Libro Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia
 Capítulo 8 página 8-18

1.14.2.2 Tipos de falla en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado

En la figura 16 se muestra las fallas producidas por los esfuerzos electromagnéticos en los devanados tipo acorazado.

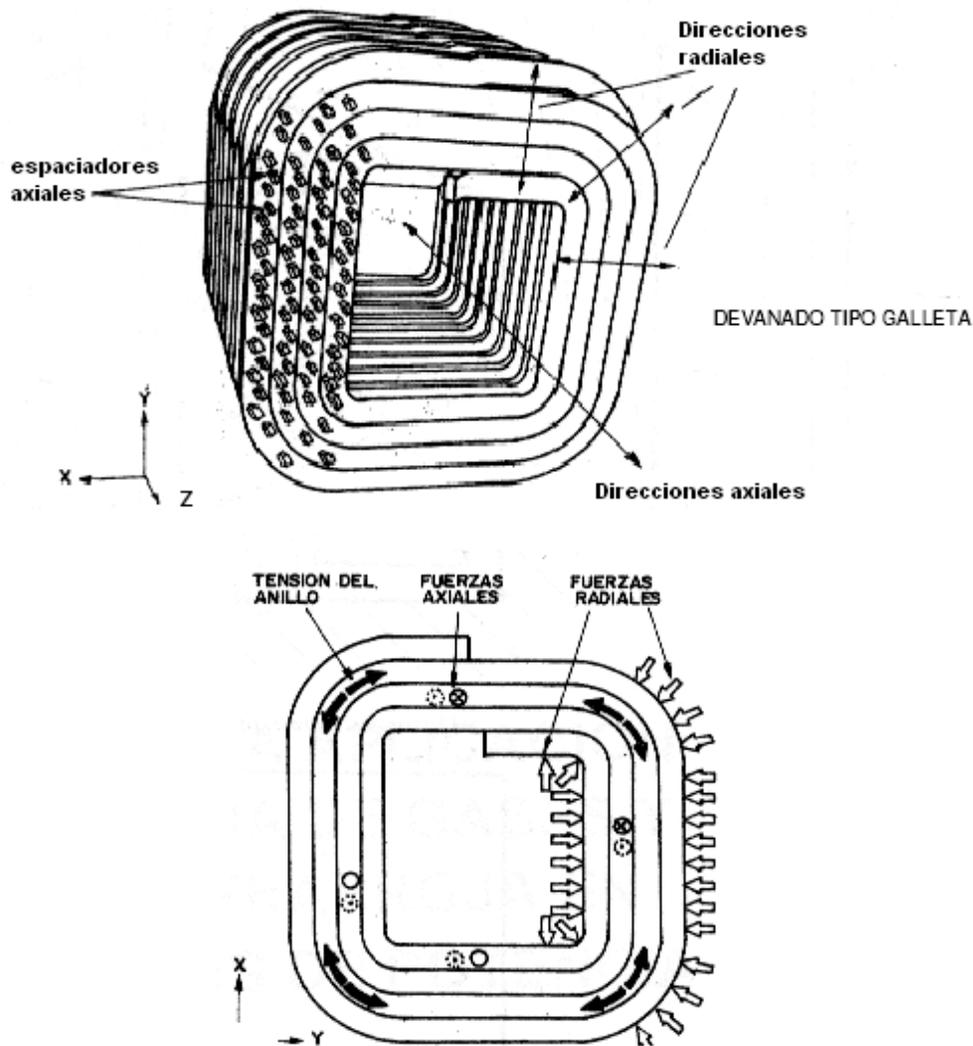
a) Falla de tipo radial

En los bordes de las bobinas se pueden originar pequeñas componentes de fuerzas radiales. Cuando las bobinas son altas, éstas son seccionadas para lograr adecuada graduación del aislamiento, pero los esfuerzos radiales son más grandes que lo usual. Así mismo, la componente de fuerza radial se efectúa a través de la ubicación de los taps en los devanados. Las fuerzas orientadas radialmente hacia fuera pueden causar alargamiento de los conductores.

b) Falla tipo axial

Dentro de un determinado grupo de bobinas (por ejemplo el grupo de alto voltaje), las fuerzas axiales son de atracción, de ese modo se deben colocar los conductores, el aislamiento, y los espaciadores bajo compresión. Estas fuerzas actúan sobre los conductores, los cuales tratan de pandearse entre los grupos espaciados. Las fuerzas axiales entre los grupos de bobinas de diferentes devanados (por ejemplo, grupo de alto voltaje y grupo de bajo voltaje) son fuerzas de expulsión y tratan de forzar las bobinas contra los extremos de las laminaciones del núcleo. Estas fuerzas fatigan el aislamiento mayor entre el devanado y el núcleo, y son transmitidas a través del núcleo al tanque del transformador. Las fuerzas axiales de repulsión entre grupos de bobinas transmiten los esfuerzos de tensión a los miembros en el tanque y en el núcleo, así como también a las vigas "T" que sirven de soporte a la bobina.

Figura 16. Fallas que actúan sobre un transformador tipo acorazado durante condiciones de falla



Tomado Libro Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia
Capítulo 8 página 8-19

1.15 Falla de hermeticidad

Cuando existe una mala hermeticidad en el tanque del transformador debido al tiempo de operación o por malos mantenimientos. Comúnmente se detecta la presencia de humedad dentro del tanque cuando falla la hermeticidad.

Para verificar la hermeticidad se realiza una serie de inspecciones visuales, con el objeto de comprobar que no existan fugas de aceite, y los niveles de éstos están correctos. Revisando el estado de cada una de las juntas; tapa, aisladores de alta y baja tensión, soldaduras superior e inferior de cada uno de los radiadores, válvulas de sobrepresión. Como también se debe revisar el estado de la pintura del transformador. Para determinar el estado actual y haciendo una prueba más exhaustiva de cómo se encuentra el aceite se realiza una prueba eléctrica de factor de potencia, en la cual se puede determinar el grado de contaminación que puede tener un aceite. Un alto factor de potencia se debe a oxidación, humedad y residuos de cobre. Si se encuentran estos factores se procede a la regeneración del aceite y extraer la humedad del sistema de aislamiento.

1.15.1 Contenido de agua

Es importante monitorear el contenido de agua, formación de agua libre y absorción de excesiva agua en la celulosa.

La humedad presente en el aislante, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas en general. También se genera por descomposición propia del aceite y de los aislamientos. El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón, 1000 partes por millón (ppm) = 0.1 % de humedad. (Información tomada de folleto Mantenimiento de Transformadores en la Industria, boletines IEI editado por Ing. Oscar N. Martínez Hinojosa, ver bibliografía 5).

Se dice que un aceite está en equilibrio, cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm. Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni éstos la ceden al aceite.

Al romperse la condición de equilibrio, es decir, aumentarse el valor de contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados:

1. El aceite cede humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado que se incremente el valor de factor de potencia y sus pérdidas, lo que se traduce en envejecimiento y destrucción.
2. El incremento de humedad del aceite, da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica. Con valores de contenido de agua de 60 ppm. El valor de la rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%. (Información tomada de folleto Mantenimiento de Transformadores en la Industria, boletines IEI editado por Ing. Oscar N. Martínez Hinojosa, ver bibliografía 5).

El aceite se satura, cuando su contenido de humedad es de 100 ppm. (0.01%). Bajo esta condición, cualquier adición de humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones, papeles aislantes.

Como se menciono anteriormente el factor de potencia, no sirve para realizar una prueba que se debe de hacer para evaluar la condición del aceite, desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia es la medición del coseno del ángulo de perdidas. Mide las perdidas dieléctricas a través del aceite, lo cual ayuda a evaluarlo de acuerdo a su contaminación o deterioro.

Un requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y falla del aislante.

Las condiciones que se pueden encontrar al realizar la prueba de factor de potencia que nos pueden indicar la presencia de contaminantes o productos de deterioración tales como:

- Un factor de potencia alto encontrado en el aceite dieléctrico del transformador de potencia, se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que conducen electrones.
- Un alto factor de potencia mayor que uno en el aceite puede ser la causa de la presencia de agua que puede ser peligroso la operación del transformador.
- Mucha viscosidad decrece la eficiencia de enfriamiento.
- Color de un aceite es una determinación de deterioración o contaminación o ambos.
- Lejías metálicas

La inspección del aceite aislante, debe abarcar al menos:

- Contenido de humedad
- Acidez
- Rigidez dieléctrica
- Presencia de lodos
- Realización de análisis de gases disueltos
- Furanos
- Pruebas físicas y químicas

Los materiales utilizados en el sistema de aislamiento como son el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas, son capaces de absorber humedad y ocasionar una reducción en la resistencia de aislamiento.

La solubilidad del agua en el aceite varía con la temperatura como se muestra en la figura 17 y está determinada por la ecuación empírica 1.11. El agua en el aceite sobre la saturación es llamada agua libre y es peligroso en equipos eléctricos. Menos concentración de agua puede también ser nocivo.

$$\text{Log } S_o = - \frac{1567}{K} + 7.0895 \quad (1.11)$$

K

S_o = solubilidad de agua en aceite mineral

K = temperatura absoluta en ° Kelvin

Tabla XII. Vida del aislamiento

Bases	Humedad Aislamiento (%)	Nivel de Oxigeno	Vida (horas)
50 % de rigidez Mecánica	0.5	Bajo**	65020
	1.0	Bajo	32510
	2.0	Bajo	16255
	0.5	Alto***	26000
	1.0	Alto	13000
	2.0	Alto	6500
20 % de rigidez Mecánica	0.5	Bajo	152000
	1.0	Bajo	76000
	2.0	Bajo	38000
	0.5	Alto	60800
	1.0	Alto	30400
	2.0	Alto	15200
200 DP	0.5	Bajo	158000
	1.0	Bajo	79000
	2.0	Bajo	39500
	0.5	Alto	63200
	1.0	Alto	31600
	2.0	Alto	15800

Tomado Vida de transformadores sumergidos en aceite, boletín IEEE marzo 2007
http://www.ewh.ieee.org/reg/9/etrans/vol5issue1March2007/5TLA1_08Flores.pdf

En la tabla XII se observa que un pequeño aumento en el porcentaje de humedad reduce en gran medida la expectativa de vida del aislamiento, por lo que el contenido de humedad es considerado en extremo dañino para el papel aislante. La presencia de humedad en el sistema de aislamiento juega un rol crítico en la vida del equipo, la humedad deteriora la rigidez dieléctrica y mecánica, y bajo condiciones de sobrecarga promueve la evolución de burbujas de aceite, y produce inestabilidad térmica del sistema

de aislamiento. En términos generales, la vida mecánica del aislamiento se reduce a la mitad cuando es doble el contenido de humedad y la tasa de deterioro del papel es proporcional al contenido de agua.

DP representa el grado de polimerización, el valor del DP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Los fabricantes de transformadores de potencia consideran que debajo de un DP = 200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños. El DP = 200 es el valor mínimo que se debe tener en un transformador, debido a que la rigidez mecánica decrece en proporción directa al DP, por ejemplo un DP = 150 la rigidez mecánica se reduce a un 20% de su valor inicial y debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna.

Utilizando la ecuación 1.11 se puede determinar la solubilidad del agua para diferentes temperaturas como aparece en la tabla XIII, se tomaron como referencia variaciones de temperatura de 0°C a 100°C, a medida que aumenta la temperatura se produce una inestabilidad térmica reduciendo la vida mecánica del aislamiento y se nota un aumento directamente proporcional de solubilidad y del contenido de agua. Todo esto provoca rupturas en el sistema aislante (aceite-papel), degradándolo y disminuyendo así su grado de polimerización y su rigidez mecánica.

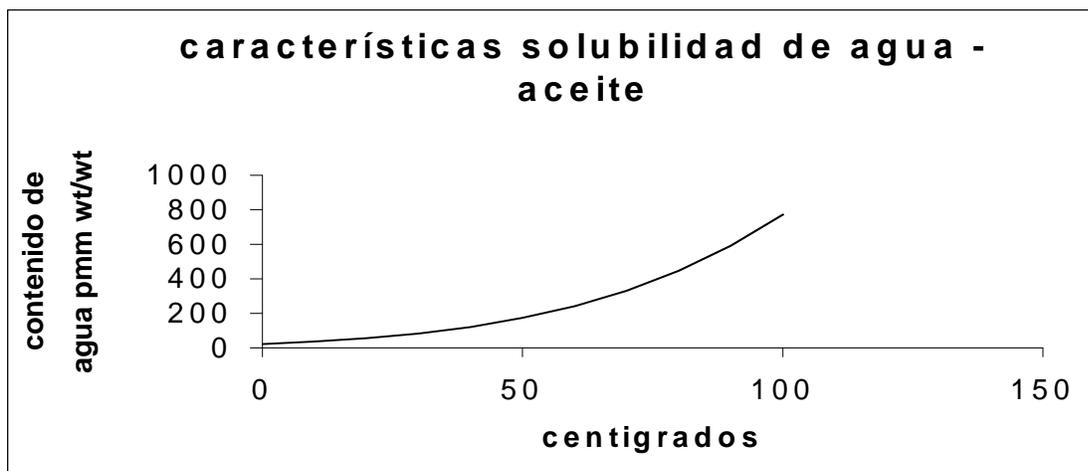
Las dimensionales que aparecen en la tabla XIII de pmm wt/wt (por sus siglas en inglés water/water agua/agua).

Tabla XIII. Solubilidad del aceite respecto a la temperatura

		pmm wt/wt		
° C	° K	Cont. Agua	Log So	So
0	273	22	1.34957326	20.0430886
10	283	36	1.55239753	81.2885583
20	293	55	1.74137713	256.406111
30	303	83	1.91788284	673.318783
40	313	121	2.08311022	1538.58858
50	323	173	2.23810681	3153.61076
60	333	242	2.38379429	5924.99188
70	343	331	2.52098688	10368.2594
80	353	446	2.65040652	17105.0719
90	363	592	2.77269559	26854.7999
100	373	772	2.88842761	40421.7287

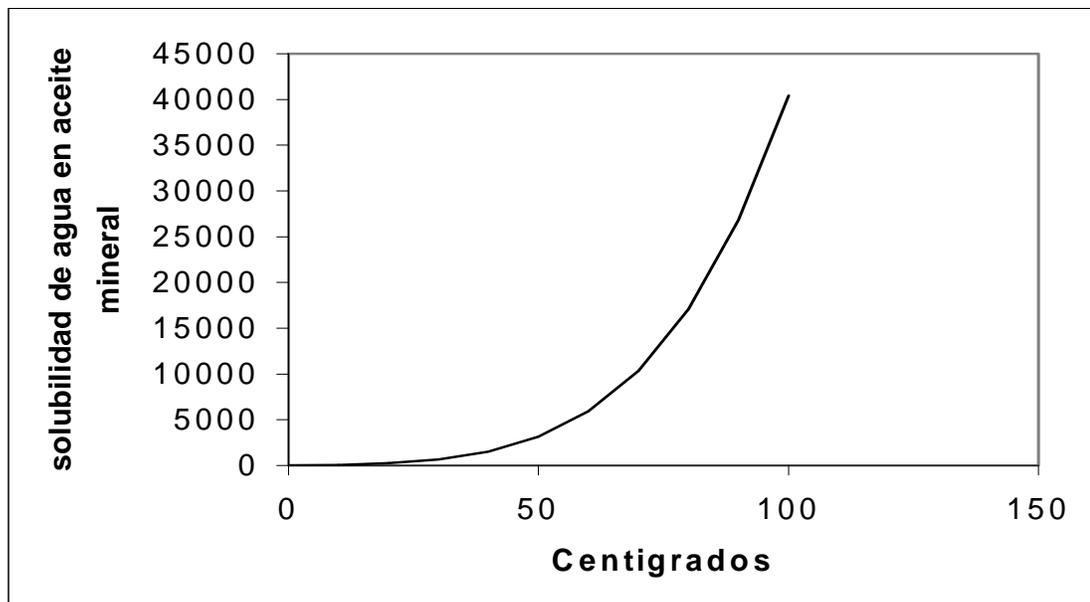
Tomado de la sección 3 transformer and circuit breaker insulating oil test guide
Doble Engineering Company Watertown, Massachusetts 02172

Figura 17. Contenido de agua vrs temperatura



Tomado de la sección 3 transformer and circuit breaker insulating oil test guide
Doble Engineering Company Watertown, Massachusetts 02172

Figura 18. Solubilidad de agua en aceite mineral vrs temperatura



Tomado de la sección 3 transformer and circuit breaker insulating oil test guide
Doble Engineering Company Watertown, Massachusetts 02172

1.16 Mantenimiento inadecuado

El mantenimiento inadecuado se debe en gran parte a que muchas veces no se llevan registros de los cambios sufridos por el transformador, y que algunas veces dejen sin inspeccionar todo el equipo instalado.

El transformador es un equipo eléctrico que se encuentra sometido a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y se le dedica un periodo de mantenimiento, en general pobre, lo cual da origen a algunas fallas.

El mantenimiento preventivo, se basa en una periodicidad adecuada y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que el transformador alcance su vida útil, y prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

A continuación se listan algunas recomendaciones generales para el mantenimiento de transformadores de potencia, las cuales no se deben dejar por un lado ya que tienen un alto grado de importancia:

- Se debe tener la certeza que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que debe reapretarse los tornillos. Los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse.
- La cuba debe estar limpia, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga. Sobre este particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga y debido a que en el interior del tanque se tienda hacia una presión negativa, la humedad y el aire serán atraídos al interior del transformador.
- Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior de la cuba del transformador y que tampoco presente señales de abombamiento, Si notamos rastros de carbón, o señales de abombamiento, debemos desconectar el transformador y tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

El mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimientos (Preventivo y Correctivo) para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del equipo y un control más riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

Las pruebas que se realizan en mantenimiento predictivo son las siguientes

- Cromatografía de gases disueltos
- Termografía infrarroja
- Detección de descargas parciales
- Pruebas físicas, químicas y eléctricas

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada año, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y él o del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. En nuestra operación de mantenimiento, debemos verificar lo siguiente:

- Prueba de resistencia de aislamiento del devanado
- Factor de potencia
- Prueba de corriente de excitación
- Medición de Capacitancia C1 y C2 de bushing
- Collar Caliente en Bushing
- Relación de transformación
- Overall
- Revisar termómetro.
- Verificar nivel del aceite.
- Limpiar cuba y bushings.
- Verificar que no hay fugas.
- Verificar que las juntas sellan bien y estén en buen estado.
- Apriete general de tornillos y conexiones.
- Verificar la ventilación donde se encuentra el transformador.
- Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- Tomar una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.

El costo de operación y mantenimiento en un transformador es aproximadamente igual al 4% del costo del transformador. El mantenimiento que se le da al transformador es generalmente de una vez al año, por lo cual sus costos de mantenimiento y operación son muy bajos.

1.17 Un mal dimensionamiento de la capacidad del transformador

Cuando se hace la adquisición de un transformador, en el cual no se hizo una buena revisión de todos los parámetros en los cuales estará operando, se estará reduciendo la vida de operación del mismo, dando así un margen de confiabilidad reducido como también aumentando los riesgos involucrados.

Cuando se realizan diseños para adquirir un transformador, en éste se debe de tomar en cuenta el porcentaje de pérdidas que debidas al núcleo o por magnetización sumada con las pérdidas de carga, dan una cantidad de pérdidas totales en el transformador.

Dado que los transformadores de potencia son equipos de alto costo y que las fallas son críticas, la utilidad de hacer una revisión como parte formal del proceso de adquisición de los mismos ha sido reconocida a nivel de normalización internacional. La revisión del diseño es un aspecto importante dentro del concepto de administración del costo total de vida de un equipo.

En el diseño se deben de tomar los siguientes factores: ubicación, su vida útil, costos de operación y mantenimiento, en lo que respecta al desempeño y funcionamiento del transformador, otros aspectos económicos que son de interés por el tipo de inversión que se debe de hacer.

Realizar una planificación, para escoger el tamaño adecuado de los transformadores el cual se acople a futuras ampliaciones de la subestación y del aumento de la demanda.

Es necesario conocer la carga a la cual se estará conectado el transformador (que corresponde al pronóstico de demanda) así como su factor de pérdidas.

Se deberán también estimar los costos para producir las pérdidas de potencia en Q/KW (quetzales/kilowatts) y las pérdidas de energía.

Si las sobrecargas a que se sujeta el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del equipo, éste se sujetará a un envejecimiento y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

En el apéndice se realiza un análisis para calcular el transformador.

1.18 Efectos de transformadores nuevos y descargas parciales

Los transformadores cuando se adquieren se deben de trasladar del lugar de fabricación al lugar donde se instalarán, éstos viajan sin aceite ni boquillas, por lo que al ponerse en servicio, se ven expuestos a factores de riesgo tales como, humedad, contaminación, aflojamiento de los devanados durante el transporte, etc. Todos estos factores pueden alterar el diseño original y propiciar un punto donde se presenten descargas parciales, el fenómeno de degradación por la acción de descargas parciales, se reconoce como uno de los principales factores de falla prematura de equipos de potencia.

En los transformadores, las descargas parciales generalmente tienen lugar en las cavidades gaseosas que se forman al elevar localmente la temperatura del aceite, debido al incremento de fallas dieléctricas causadas por concentraciones de campo eléctrico.

Las descargas parciales disipan energía que causan la degradación de los materiales de aislamiento que son papel y aceite. Al producirse una descarga parcial ésta ocasiona gases combustibles. La degradación del aceite produce hidrógeno e hidrocarburos mientras que la de papel produce óxidos de carbono.

Las descargas parciales son descargas eléctricas que ocurren dentro del sistema de aislamiento sólido, líquido, gaseoso o compuesto de los equipos eléctricos. Estas son descargas eléctricas de alta frecuencia que se extinguen en un tiempo menor de 10^{-7} segundos. Las descargas parciales se pueden clasificar en tres grupos que son: descargas parciales internas, superficiales y por corona.

Las descargas parciales internas aparecen dentro de una cavidad gaseosa (hueco) o inclusiones de material extraño en el interior de un aislamiento sólido, líquido o gaseoso. Las descargas parciales superficiales aparecen cuando existe una componente de campo eléctrico paralela a la superficie del dieléctrico y las descargas parciales por corona se forman en la superficie del conductor o electrodo cuando la intensidad de campo eléctrico de dicha superficie excede la rigidez dieléctrica del aire que son 30kv/cm a 25 centígrados y 760 mm Hg.

Los métodos para detectar las descargas parciales se pueden clasificar en dos grupos:

- Método ultrasónico
- Método eléctrico

El método ultrasónico se basa en la medición de las ondas de presión audibles y ultrasónicas que generan las descargas parciales en el medio que las rodea, en este método no hay necesidad de retirar el equipo eléctrico de servicio, este método se amplía en inciso 2.1.3.2.

El método eléctrico consiste básicamente en filtrar una señal eléctrica originada por la descarga parcial, amplificarla y visualizarla sobre una pantalla de osciloscopio. La señal que se obtiene en las terminales del objeto sometido a prueba, puede expresarse en términos de carga aparente que se define como la carga inyectada instantáneamente en las terminales. Esto cambiara momentáneamente la tensión entre dichas terminales,

en la misma cantidad que lo haría la descarga misma, su unidad esta dada en pico-coulombs.

Como todo equipo su proceso natural de deterioro es evidente, pero se pueden evitar cualquier falla por medio de mantenimientos adecuados y llevando registros para analizar su comportamiento.

2. EQUIPOS AUXILIARES PARA LA PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN EN TRANSFORMADORES

Los equipos auxiliares están formados por dispositivos de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarma, así como también el sistema contra incendio.

El aumento de la demanda de energía eléctrica hace que el transformador trabaje sobrecargado. También se estima que las fallas seguirán en aumento en un futuro, debido a los años de funcionamiento del transformador, la reducción del costo de nuevos equipamientos y la falta de calidad de los nuevos transformadores

En los sistemas auxiliares para la prevención de fallas en los transformadores se cuenta con el monitoreo en línea, transformador protector y el sistema de agua pulverizada. Cada uno juega un papel importante para la protección y control del transformador, el monitoreo en línea nos sirve para revisar los parámetros bajo las condiciones en que está operando el transformador y si se determina alguna anomalía, se le realizará su mantenimiento respectivo antes que falle.

El monitoreo en línea es una técnica que se está utilizando mundialmente para determinar el estado actual del transformador, sin necesidad de sacarlo de operación. El transformador se saca de operación cuando se determina alguna anomalía en los parámetros monitoreados.

Los arcos internos dentro del transformador de potencia, que reaccionan con el aceite dan origen a gases combustibles, generando una sobrepresión interna y que luego provocan una explosión e incendio. El transformador protector actúa al detectar un

aumento de presión interna en el transformador de potencia, produciendo así la activación del conjunto de despresurización, y la inyección de nitrógeno, los gases producidos son evacuados en un tanque de separación aceite-gas y después los gases inflamables son evacuados hacia una área alejada.

El sistema de agua pulverizada actúa de forma exterior, cuando se ha producido la explosión y comienza el incendio en el transformador, su función en sí es evitar que se propague a las instalaciones vecinas el incendio.

Monitoreo en línea

El monitoreo en línea es un sistema que permite detectar la posibilidad de una falla catastrófica en equipos de alta tensión y programar un retiro cuando se encuentra en malas condiciones.

Un sistema de monitoreo en línea consta principalmente de:

- Sensores
- Sistema de adquisición de datos
- Manejo de información
- Métodos para evaluar la condición de los transformadores

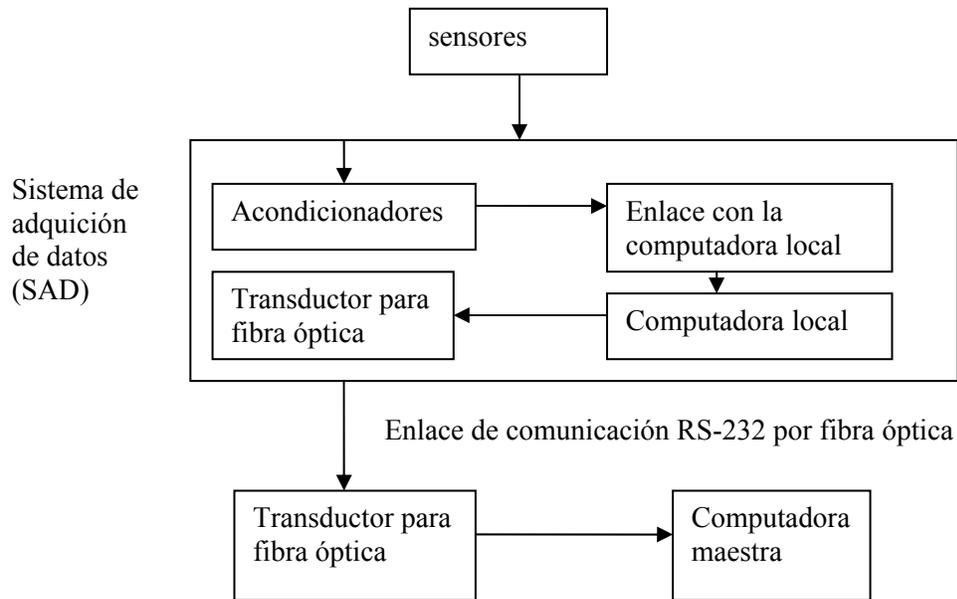
El monitoreo en línea es una técnica que se está utilizando mundialmente, para poder determinar las condiciones en las cuales está operando un transformador. Su ventaja es que verifica constantemente la condición actual del transformador sin sacarlo de servicio. Cuando se detecta una anomalía se saca de operación el equipo y se verifica antes que presente una falla.

Arquitectura del monitoreo en línea

Los datos obtenidos del monitoreo en línea son producidos por sensores que se colocan en ciertas partes del transformador los cuales reciben y emiten una señal. Estos sensores pueden ser de dos tipos; de vibración o ultrasónicos. Los sensores de vibración (acelerómetros), son utilizados para detectar fallas mecánicas en el cambiador de derivaciones bajo carga, y los sensores ultrasónicos detectan el sonido que emiten las descargas parciales, y arcos dentro del transformador de potencia. Las señales emitidas por estos sensores son enviadas al sistema de adquisición de datos donde se procesa la información, luego es enviada a una computadora donde se analizan los datos obtenidos y se comparan con los establecidos para su funcionamiento. Si existe alguna anomalía se debe dar una señal de alarma. En la figura 19 se muestra el esquema de la arquitectura del monitoreo en línea.

Para que no existan fallas en la comunicación y adquisición de datos, se deben de realizar los mantenimientos periódicos a los sensores, al sistema de adquisición de datos, y al transductor de fibra óptica. De no ser así puede obtenerse información errónea del estado actual del transformador.

Figura 19. Arquitectura del monitoreo en línea



Tomado del Boletín IIE, enero-febrero 2000
www.iie.or.mx/electr2000/tecni.pdf

Parámetros que deben monitorearse

Para saber las condiciones actuales de operación del transformador se deben de monitorear los siguientes parámetros:

- La carga y las condiciones de operación.
- Generación de gases disueltos en el aceite.
- Medición de corrientes de bombas.
- Temperatura.
- Descargas parciales.
- Boquillas.
- Estado del equipo de enfriamiento.

El monitoreo de la carga y de las condiciones de operación, se realizan por medio de la medición de las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación relacionadas con la medición de la temperatura. Las tensiones se pueden medir por medio de transformadores de potencial (PT'S), y la corriente de carga por medio de transformadores de corriente (CT'S), instalados en los bushings o ubicados en otros puntos de la subestación.

La generación de gases disueltos en el aceite dieléctrico, es uno de los parámetros más importantes a determinar en los monitoreos en línea. Debido a que descargas parciales, sobrecalentamiento y arcos generan gases, los cuales se disuelven en el aceite. Una generación excesiva de estos gases genera la formación de burbujas, las cuales pueden introducir una falla cuando está presente un campo eléctrico. La concentración de cada gas depende del tipo de falla que exista en el transformador. Los gases más importantes a identificar son hidrógeno, monóxido de carbono, metano, acetileno, etano y etileno.

La medición de corrientes de bombas de aceite y agua, permite determinar que cualquier incremento de corriente demandada por ellos, es una indicación de existencia de problemas.

La temperatura es uno de los parámetros bien importantes de monitorear, debido a que el sistema aceite-papel sufre una degradación, ocasionando una pérdida de vida en el equipo cuando existen altas temperaturas. Las altas temperaturas provocan sobrecargas o calentamiento local. Aun bajo condiciones normales presentan calentamientos, debido a deficiencia del equipo de enfriamiento.

La medición de descargas parciales se utiliza para determinar fallas incipientes en el aislamiento de las bobinas o en el aislamiento principal, debido a concentraciones de esfuerzos eléctricos en puntos que han sido afectados por degradación.

La función de los bushings es conectar las guías de los devanados hacia el exterior del tanque manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico. Debido a que el tap capacitivo presenta un punto débil, por lo que se debe de monitorear constantemente para determinar las variaciones de capacitancia y tangente de pérdidas.

El estado del equipo de enfriamiento es de importancia monitorearlo. Si éste falla la temperatura del transformador seguirá en aumento provocando reducción de vida útil. Los termómetros que miden la temperatura interna del transformador detectan éste cambio de temperatura y dan una señal de protección de disparo para prevenir que el transformador se dañe.

Técnicas de monitoreo

Para poder hacer un diagnóstico del estado actual del transformador, se necesitan de técnicas de monitoreo, entre las cuales están las siguientes; vibracional, ultrasónica y de gases disueltos.

Para poder realizar las diferentes técnicas se utilizan sensores, los cuales reciben una señal del parámetro que están examinando, después es transmitido a un equipo de adquisición de datos, para así poder visualizar en una pantalla los resultados que pueden ser gráficas o datos.

Para obtener un diagnóstico en línea más preciso del proceso de degradación de los transformadores de potencia, se requiere de la utilización simultánea de las técnicas de análisis de gases disueltos y de la de emisiones ultrasónicas. La presencia de ciertos compuestos en el análisis de gases es tan compleja que no es posible determinar si la causa se debe a descargas parciales o si tiene un origen térmico. Se recomienda entonces que cuando se sospecha de alguna condición anormal, en la cual se requiere tomar la

decisión de retirar de servicio al transformador, siempre para hacer el diagnóstico debe de valerse al menos de dos técnicas de monitoreo, para que se complementen entre sí.

La forma más usada para la detección de descargas parciales es el método eléctrico, el cual es de alta sensibilidad, con un nivel de detección que está por debajo de los 100 pC (pico Coulombs). La desventaja principal de este método es que involucra la salida de servicio del equipo y no proporciona información sobre la localización de las descargas parciales. Consiste básicamente en filtrar una señal eléctrica originada por la descarga parcial, amplificarla y visualizarla sobre una pantalla de osciloscopio. La señal que se obtiene en las terminales del objeto sometido a prueba, puede expresarse en términos de carga aparente que se define como la carga inyectada instantáneamente en las terminales. Esto cambiará momentáneamente la tensión entre dichas terminales, en la misma cantidad que lo haría la descarga misma.

2.1.3.1 Vibracional

La técnica vibracional se utiliza para realizar el diagnóstico de la condición mecánica del cambiador de derivaciones bajo carga. Consiste en colocar sensores externos en diferentes partes del transformador. En un monitoreo inicial se capturan señales de referencia de un cambiador en buenas condiciones y que tiene las mismas características con el que está bajo prueba, durante un monitoreo sobre el cambiador bajo prueba se comparan los resultados con los de referencia. De las señales de vibración se puede observar que el tiempo que transcurre durante la operación completa de un cambiador de derivaciones con carga es de aproximadamente seis segundos. Durante este lapso, que inicia al energizarse el motor que acciona el mecanismo del cambiador, se presentan y se registran eventos. Los primeros corresponden al movimiento del inversor del selector de taps, mientras que los siguientes corresponden a la operación del interruptor desviador (diverter switch) o ruptor. De estos eventos se

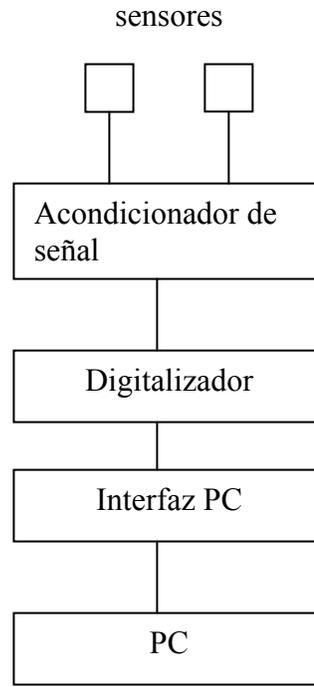
realiza el análisis y se determina la condición actual del cambiador de derivaciones bajo carga.

El sistema consiste básicamente de dos acelerómetros, un acondicionador de señales, un digitalizador, una interfaz para computadora y una computadora personal. El diagrama de bloques de este sistema se muestra en la figura 20.

Los acelerómetros se colocan en cada uno de los puntos de medición del tanque del transformador, la vibración recibida por los acelerómetros es amplificada y después se envía a un sistema de adquisición de datos para su digitalización.

Esta técnica se utiliza para determinar el estado operativo del cambiador de derivaciones bajo carga. Algunos de los problemas encontrados en las piezas del mecanismo del cambiador son; Resorte, contactos fijos y móviles. Se sustituyen cuando se presenta un deterioro. El cambiador de derivaciones bajo carga es el único elemento dinámico de la maquina estática que conforma un transformador, entonces sus contactos se desgastan y al mismo tiempo por el arco generado cuando sucede la conmutación aparece una película fina de carbón, los resortes pierden sus fuerzas con el tiempo de uso del transformador como también puede existir la presencia de resortes rotos.

Figura 20. Diagrama de bloques de cómo opera la técnica vibracional



Tomado Monitoreo y diagnostico en línea de transformadores de potencia
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

2.1.3.2 Ultrasónico

La técnica acústica consiste en la detección del sonido, que emiten los diferentes eventos que ocurren en el interior de un transformador a través de sensores ultrasónicos, los cuales se colocan externamente. Dicha técnica se basa en el hecho de que los eventos (descargas parciales o arcos) que ocurren en el interior del transformador, producen un pulso mecánico que se propaga a las paredes del tanque, donde puede ser detectado por un sensor ultrasónico. La salida del sensor es proporcional a la energía contenida en la onda de choque.

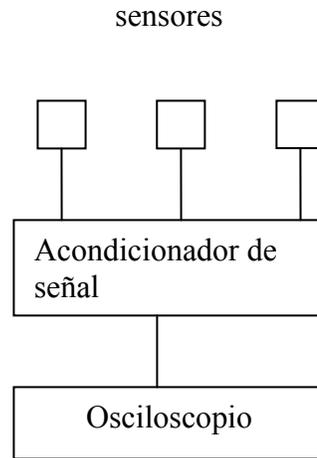
Los sensores ultrasónicos detectan sonido y lo convierten en una señal analógica de tensión, no es posible obtener una relación directa entre la magnitud de una descarga

parcial en pC y el nivel de tensión, que genera el sensor ultrasónico como producto del sonido detectado. Sin embargo, se puede caracterizar el rango de frecuencia y duración de las descargas parciales obtenidas a través de sensores ultrasónicos.

La magnitud de una descarga parcial depende de la distancia que separa al sensor de la fuente de emisión de la descarga parcial y de su trayectoria de propagación. La principal desventaja de la técnica ultrasónica es la limitación en sensibilidad, ya que sólo es posible detectar descargas parciales superiores a 1 000 pC.

Con la técnica de diagnóstico ultrasónica, es posible estimar la ubicación aproximada de arcos y descargas parciales dentro del tanque del transformador. Lo anterior se logra mediante el análisis de los tiempos de arribo de las señales y sus correspondientes magnitudes en el dominio del tiempo y de la frecuencia. La señal con menor tiempo de arribo tendrá por consecuencia una distancia menor al punto de emisión acústica. Si se toma como referencia esta señal, manteniendo la posición del sensor correspondiente y desplazando los otros sensores a distintas posiciones, se podrá encontrar otra señal con un tiempo de arribo menor que el anterior, lo cual indicaría que el punto de ubicación del sensor de esta nueva señal ahora estaría más cerca del punto de emisión ultrasónica. Con esta metodología es posible estimar la ubicación aproximada de los arcos y descargas parciales.

Figura 21. Medición de descargas parciales por el método acústico



Tomado Monitoreo y diagnóstico en línea de transformadores de potencia
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

2.1.3.3 Gases disueltos

Estos gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, debido a la degradación del aceite y los materiales aislantes que en su mayoría son de origen orgánico. Cuando estos materiales reaccionan químicamente como consecuencia de calentamiento u otras condiciones dentro del transformador como es la presencia de agua, oxígeno, etc., origina otros productos algunos de los cuales son gases. Los gases más comunes en los transformadores están en la tabla IV del subcapítulo 1.5.1.

Para la interpretación de análisis de gases disueltos y la traducción de resultados a términos del estado del transformador, se aplican diferentes métodos que son similares entre sí, éstos son:

- Método de Dornenburg
- Método del Nomograma

- Método Rogers
- Método de Duval
- Método de CSUS
- Método de Gas Clave

La principal desventaja de las técnicas de diagnóstico que usan el análisis de gases disueltos en el aceite, es la necesidad que la falla esté activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, debido al volumen de aceite que está involucrado.

La presencia y concentración de los gases generados depende del tipo, localización y temperatura de la falla; solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en el aceite; el sistema de preservación del aceite; el tipo y relación de circulación del aceite; de los diferentes materiales que se encuentran involucrados en el proceso de degradación, y de los procedimientos de muestreo y medición.

Los resultados de varias pruebas indican que los procedimientos para el análisis de gases es algo difícil, por lo que es determinante la precisión de los resultados obtenidos. Por esta razón, se recomienda un segundo análisis en diferentes puntos del transformador, con el fin de confirmar el diagnóstico antes de tomar decisiones al respecto.

Monitoreo en línea de los bushing

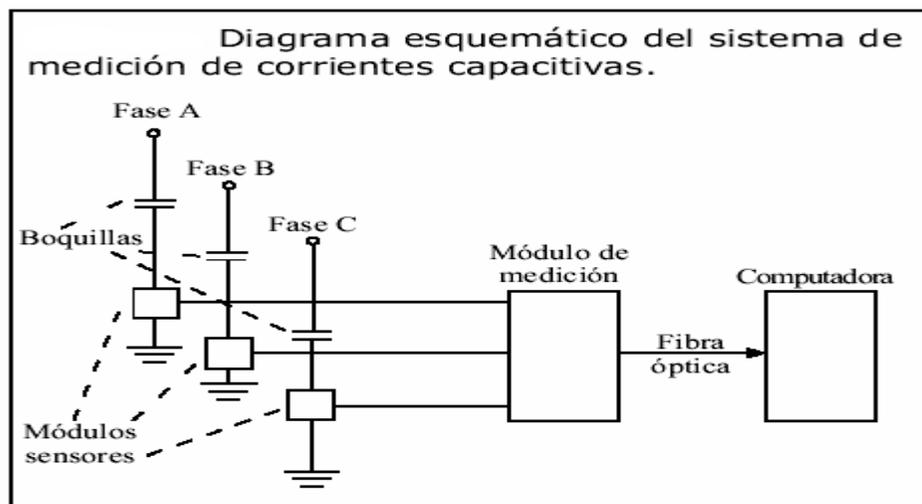
Para el monitoreo en línea de boquillas es posible aprovechar el tap capacitivo para instalar un sensor en forma permanente, manteniendo su conexión a tierra. El monitoreo en línea de boquillas se basa principalmente en detectar las variaciones de capacitancia, tangente de pérdidas y medición de descargas parciales. Las variaciones en la capacitancia pueden deberse a una falsa conexión del tap capacitivo que ha provocando descargas internas, poniendo en corto dos o mas partes de aluminio. El incremento en la

tangente de pérdidas puede deberse a una deficiente impregnación del aceite en el papel, originado por una posible fuga de aceite como consecuencia del deterioro en los sellos. En ambos casos se originan descargas parciales que pueden provocar gases y la consecuentemente falla de la boquilla.

El sistema cuenta con un programa de cómputo que permite monitorear en línea los bushings y guarda en una base de datos la información del comportamiento de las corrientes capacitivas y del ruido, también realiza un análisis estadístico de tendencias que permitirá predecir el deterioro gradual de alguna de los bushings.

El sistema de medición de corrientes capacitivas esta constituido por los siguientes elementos y que se ilustran esquemáticamente en la figura 22, los sensores son colocados en el tap capacitivo de los bushings.

Figura 22. Medición de corriente capacitiva en los bushings



Tomado sistemas de diagnostico para boquillas en equipos de alta tensión
www.iie.or.mx/electr2000/tecni1.pdf

2.1.4.1 Principio básico de operación

El sistema de medición de corrientes capacitivas está basado en la suma vectorial de las corrientes que fluyen a través de los bushings. Lo anterior se representa en forma general con la siguiente expresión:

$$I_{\text{capacitiva}} = I_A < \alpha + I_B < \beta + I_C < \gamma \quad (2.1)$$

Al considerar en esta expresión las tres corrientes con ángulos de fase (α , β , γ) espaciados 120° y suponiendo que se tienen capacitancias iguales con voltajes de excitación iguales en las tres fases, se tiene que la corriente capacitiva resultante es igual a cero y está dada por la expresión:

$$I_{\text{capacitiva}} = I_A < 0^\circ + I_B < 120^\circ + I_C < 240^\circ = 0 \quad (2.2)$$

La ecuación es válida solamente cuando se consideran voltajes de excitación puramente senoidales. En la realidad, los voltajes de excitación tienen altos contenidos de armónicos impares, siendo el tercer armónico el de mayor ocurrencia y magnitud. Por tanto, una de las funciones que realiza el sistema desarrollado es el filtrado de señales de alta frecuencia.

Cuando una de los bushings se ha degradado, los cambios en la corriente capacitiva pueden estar asociados con dos causas principales:

- Aumento de la capacitancia provocado por el cortocircuito entre las capas de conductores internos que gradúan el campo eléctrico de la boquilla.
- Aumento de las pérdidas ocasionadas por la degradación del aislamiento interno.

En ambos casos, la corriente resultante aumenta, aunque en el tiempo pueden oscilar los dos parámetros por variaciones térmicas. En este caso, la ecuación 2.2 es diferente de cero y se tiene que cuando la boquilla de la fase A está degradada se cumple la siguiente expresión:

$$I_{\text{capacitiva}} = (I_A + \Delta I_A) \angle \Delta \alpha + I_B \angle 120^\circ + I_C \angle 240^\circ \neq 0 \quad (2.3)$$

Considerando como premisa que tanto la capacitancia de los bushings como las pérdidas o la $\tan \delta$ siempre aumentan al deteriorarse el aislamiento interno de la boquilla. Si en la ecuación (2.3) se simplifican el segundo y tercer término se tiene:

$$I_{\text{capacitiva}} = (I_A + \Delta I_A) \angle \Delta \alpha + IM \quad (2.4)$$

La ecuación representa la corriente capacitiva asociada con una falla en la boquilla de la fase A y posee magnitud y un cierto ángulo de fase.

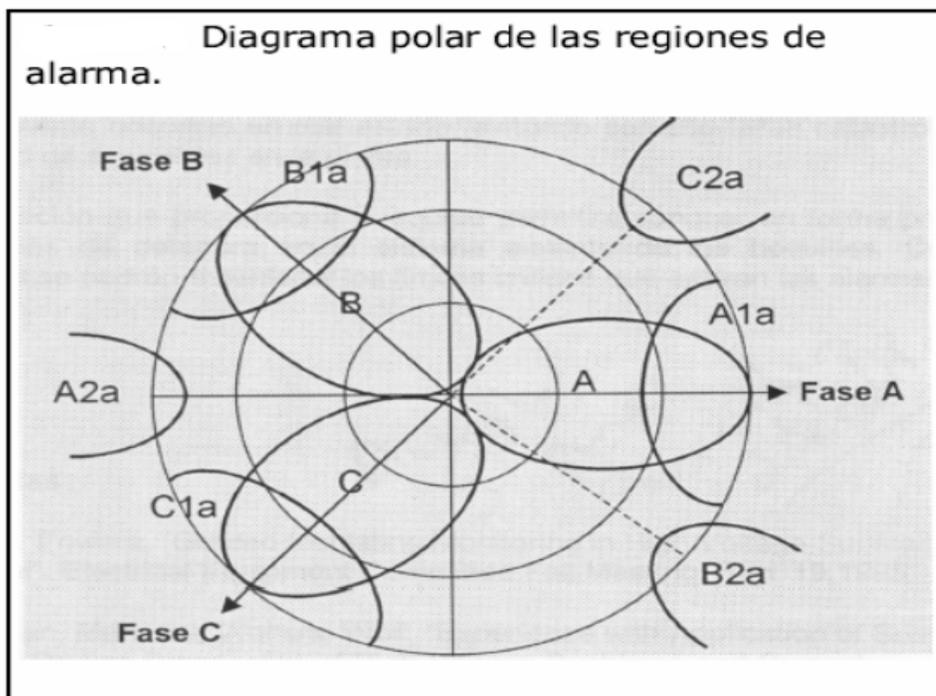
En el proceso de calibración del sistema se realizan ajustes que permiten balancear las tres corrientes, de tal forma que el punto de operación de los bushings se ubica muy cercano a cero.

Ejemplo:

En la práctica se tiene un punto de operación de las tres boquillas que se representa en el diagrama polar de la figura 23. La dirección y sentido de variación indican el tipo de degradación y la fase de la boquilla que se está degradando. También se muestran las zonas de alarma para las tres fases. Cuando el punto de operación se mueve dentro de la zona marcada con la letra A, la corriente de la fase A se ha incrementado, y al entrar en la zona A1a, el sistema envía una señal de alarma.

Cuando el tap capacitivo queda flotando (cuando existe una falsa conexión del tap capacitivo a tierra), la corriente en la boquilla A es cero y el sistema da una señal de alarma, dado que el punto de operación se traslada a la zona marcada con A2a. Cuando de manera simultánea más de una boquilla presenta degradación en su aislamiento interno, es difícil asegurar, con los datos proporcionados por el equipo, cuál es la boquilla dañada o establecer el tipo de falla.

Figura 23. Diagrama polar de representación del punto de operación de los bushings



Tomado sistemas de diagnóstico para boquillas en equipos de alta tensión
www.iie.or.mx/electr2000/tecni1.pdf

Ventajas de monitoreo en línea

Una de las ventajas de los sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia es la posibilidad de analizar conjuntamente las variables medidas. Esta capacidad permite obtener información más completa, sobre las condiciones de

operación y del estado del sistema aislante, por lo que, se incrementa la confiabilidad de los transformadores.

Los beneficios de los sistemas de monitoreo en línea son los siguientes:

- Proporciona información continua sobre la condición de los transformadores.
- Crean un historial de datos.
- Permiten en algunos casos sobrecargar los transformadores sin reducir su vida útil, mientras el transformador esta sobrecargado, se revisan las condiciones actuales del equipo para ver que trabajando dentro de los límites aceptables.
- Cambian de mantenimientos periódicos a mantenimientos basados en la condición real del equipo.
- Auxilian en la toma de decisiones.
- Reducen el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados a ellas.
- Verifican los cambios en las condiciones operativas y del estado del sistema aislante después de un mantenimiento, y de esta manera justifican la realización de mantenimientos a las demás unidades.

Agua pulverizada

Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores contra incendios. Consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua abarca toda la superficie de cada transformador. Por lo que respecta al suministro de agua, las opciones usadas en subestaciones son:

1. Tanque hidroneumático de operación automática.
2. Cisterna y unidad de bombeo con motor diesel de operación automática.

El primer caso forma un sistema sumamente seguro, simple, y requiere poco mantenimiento, además no requiere de arranques periódicos para tener el sistema a punto de operación.

El segundo sistema requiere tener una buena vigilancia en la existencia de combustible del motor diesel y la carga de los acumuladores, y hacer pruebas frecuentes para asegurar la disponibilidad del equipo en casos de emergencia. Además, se requiere de una reserva de agua mucho mayor que se almacena en un tanque abierto o cisterna.

Desventajas del sistema de agua pulverizada

A continuación se hace una lista de las fallas más comunes que se han encontrado en este sistema para prevención del incendio en la subestación:

- En los países con clima frío, el sistema con agua no puede funcionar con una temperatura bajo 0°C.
- Los costos de mantenimiento son elevados.
- Obstrucción de los tubos a causa de moho que se encuentra en la superficie interna de la tubería u otros restos, cuando el sistema funciona.
- En los países con clima seco y/o arenoso, los tubos de aspersion se tapan impidiendo completamente la utilización de las instalaciones.
- Cuando la tapa del transformador se rompe, la tubería que sostiene los tubos de aspersion situada encima del transformador, puede ser destruida dejando de esa forma el sector sin ninguna protección para las instalaciones vecinas.
- El agua es más pesada que el aceite y cuando llega al interior del recipiente cae al fondo provocando el derrame del aceite en llamas y la extensión del fuego a las instalaciones adyacentes.

El sistema de agua presurizada precisa de una reserva fiable de agua así como una cantidad importante de gas presurizado (N₂ o CO₂) o una fuente alternativa procedente de una bomba de extracción. Si se utiliza un tanque de agua presurizada, la protección contra incendio necesita de dos fuentes de energía (agua y gas) y de hecho la probabilidad de una falla es doble.

Transformador protector

Antecedentes

En muchos casos, el disco de ruptura y las chimeneas correspondientes lograban evacuar sin dificultad la energía disipada durante un cortocircuito sin perjudicar el tanque.

Actualmente, los transformadores son principalmente protegidos por las válvulas de alivio de presión. Se cuenta con pocos casos de las explosiones de tanque de transformadores, evitados con este tipo de protección durante un cortocircuito.

El desempeño de la válvula de presión está relacionada con el tiempo de respuesta, la velocidad de despresurización y la capacidad de mantener una baja presión dentro del tanque durante un cortocircuito. La función de la válvula de alivio de presión es de limitar la presión interna del transformador al liberar una cierta cantidad de fluido.

La presión máxima que puede resistir el tanque del transformador es ahora de 1 bar encima de la presión atmosférica. Se admite que el transformador explota a 1.2 bar encima de la presión atmosférica.

Los discos de ruptura dejaron de ser utilizados por las siguientes razones:

- Las chimeneas no aseguraban la evacuación a las fosas, el aceite era entonces enviado hacia otro equipamiento. El fuego se propagaba a los equipamientos cercanos afectando toda la planta.
- Una vez el flujo de aceite era evacuado, el aire podía entrar en el tanque provocando la explosión y el incendio interno.
- El diseño de la válvula de alivio de presión no toma en cuenta las consecuencias de cortocircuitos.
- La fuerza del resorte, el flujo de aceite y la constante de tiempo son incompatibles con la dinámica de explosión e impiden la evacuación instantánea de la energía generada.
- Las válvulas de alivio de presión son solamente diseñadas con el fin de resistir a bajas subidas de presión, debido a errores durante el rellenado de aceite, operaciones de filtración o para indicar un cierto nivel de presión.

En la mayoría de las explosiones las protecciones eléctricas funcionaban correctamente y desconectaban al transformador de forma normal. La eficiencia de la protección eléctrica está relacionada con la velocidad de desconexión. La protección eléctrica funcionaba correctamente pero en sí no evitaba la explosión del transformador.

Los transformadores son principalmente protegidos a nivel interno por el buchholz y la válvula de alivio de presión que se mencionó anteriormente.

Todos los transformadores tienen un buchholz y a pesar de este elemento, explotan cuando sucede un cortocircuito porque, después del cortocircuito, la generación de gas y su evacuación hasta el buchholz arrastran constantes de tiempo que son demasiado lentas para evitar la explosión del transformador.

2.3.1.1 Coordinación de las protecciones eléctricas

La adecuada coordinación entre los dispositivos de protección del transformador, que deben actuar en el siguiente orden; el relé diferencial el que debe actuar ante cualquier falla interna del transformador, como la de un corto circuito interno, si éste no actúa, entonces debe actuar la válvula de sobre presión, y si ésta otra no actúa entonces debe hacerlo el sistema de agua presurizada, o transformador protector.

En los sistemas eléctricos las medidas de protección se deben agrupar como:

- Protecciones contra sobretensiones de origen atmosférico o por maniobra de interruptores.
- Protecciones contra fallas internas en los transformadores.

Los transformadores de potencia y distribución en aceite deben suministrarse con los relevadores siguientes:

- Relevador mecánico de sobre presión con señal de alarma y disparo.
- Relevador de temperatura de aceite con señal de alarma y disparo.
- Relevador de nivel de aceite con señal de alarma por bajo nivel.
- Relevador del punto más caliente con señal de arranque de ventiladores, alarma y disparo.
- Relevador buchholz con señal de alarma y disparo.

Termómetro tipo dial para la indicación de la temperatura máxima del líquido con dos indicadores; uno para la temperatura del aceite y el otro para la temperatura máxima.

2.3.1.2 Fallas en las protecciones eléctricas

Las causas por las que un sistema eléctrico pueda fallar son básicamente:

- Mal diseño
- Mala construcción
- Mal uso del sistema

Mal diseño, se debe generalmente a una apreciación equivocada y/o mala interpretación de las normas vigentes, o cuando personal no especializado o no competente desarrolla los proyectos.

Construcción deficiente, toda instalación eléctrica debe tener un programa de mantenimiento adecuado, así como el uso de los equipos debe estar de acuerdo a sus especificaciones.

El mal uso del sistema cuando existe una falla en las protecciones eléctricas, se debe a la falta de supervisión en la realización de los mantenimientos, por lo que se deben programar mantenimientos periódicos y llevar estadísticas del deterioro de cada equipo, como saber cuánto tiempo lleva en el sistema conectado, como su importancia en la coordinación de la protección.

Por qué utilizar un transformador protector

Con el aumento de la demanda de energía eléctrica, en cada año los transformadores se encuentran sometidos a sobrecargas, también las condiciones climatológicas, cortocircuitos, y edad del transformador son los principales factores de origen de falla, todos los transformadores sufren un deterioro tanto de sus partes activas como pasivas.

La falla de un transformador trae como consecuencias daños ambientales, económicos, y al personal. Estas consecuencias de falla se deben de evitar para así tener un sistema que opere con las condiciones de seguridad más adecuada.

Un sistema de protecciones adecuado debe tener una coordinación con los demás dispositivos para su activación y aislar la falla sin que exista un daño en equipo, y ser flexible para acomodarse a expansiones futuras del sistema. Así se obtiene un sistema seguro y confiable para el suministro de energía.

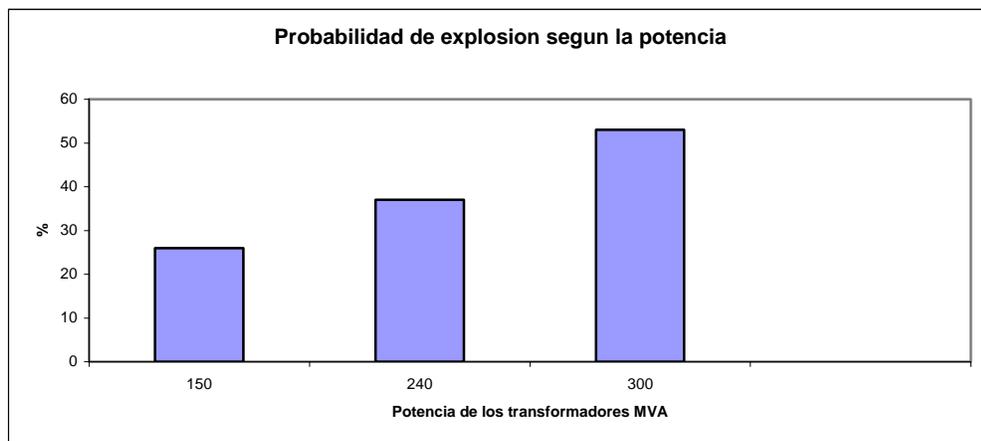
Las estadísticas que a continuación se presentan en la tabla XIII y figura 24, indican la probabilidad de ocurrencia de una explosión de un transformador según su potencia.

Tabla XIII. Probabilidad de explosión en transformadores de potencia

Potencia en MVA	%
150	26
240	37
300	53

Tomado del folleto Sergi, Prevención de la explosión y del incendio de transformadores
Referencia ed3Sc9801e fecha 2/4/98

Figura 24. Probabilidad de explosión de transformadores de potencia



Tomado del folleto Sergi, Prevención de la explosión y del incendio de transformadores
Referencia ed3Sc9801e fecha 2/4/98

Como se puede ver en la figura 24, entre mayor es la potencia hay más probabilidad de explosión, y por lo mismo las pérdidas económicas serán elevadas.

Los aspectos importantes a tomar para proteger el transformador serán:

- La ubicación del transformador dentro de la subestación.
- Potencia del transformador.
- Cómo está interconectado con el sistema.
- Qué sistemas de protección actual tiene contra incendios.

La ubicación del transformador dentro de la subestación tiene que ver con:

- Accesibilidad
- Espacio para colocar sistemas de protección

La interconexión y la potencia del transformador son importantes, debido a que si un transformador es parte vital en el sistema nacional interconectado, la falla del mismo traerá muchas pérdidas económicas para el país.

El transformador protector se utilizará para proteger al transformador y evitar que las fallas dañen al mismo. El transformador se aplica a cualquier tipo de transformador a partir de 0.1 MVA. Todos los transformadores no están protegidos contra la explosión, se necesita de un sistema auxiliar para prevenir que suceda este tipo de acontecimiento. El transformador protector protege contra la explosión e incendio al transformador de potencia.

Principio de Funcionamiento del Transformador Protector

La explosión e incendio de un transformador resulta generalmente de una falla de aislamiento. Esto puede ser causado por sobrecargas, maniobras o choques de relámpago, deterioro gradual del aislamiento, nivel de aceite bajo, moho, presencia de ácido en el aceite o falla del equipo asociado tal como el cambiador de derivaciones bajo carga o la boquilla aisladora.

La energía resultante del arco eléctrico que sigue a una falla eléctrica interna crea un rápido aumento de la temperatura local. Generando un gran volumen de gases explosivos e inflamables, que provoca un aumento muy rápido de presión dentro del tanque. Es por eso que el transformador explota en tan solo 50 milisegundos y la tapa del tanque se rompe.

Una cantidad importante de la mezcla aceite-gas es proyectada en una gran área. En contacto con el aire (oxígeno), los gases explosivos e inflamables generan una bola de fuego intensa, que se extiende a la planta entera. Al mismo tiempo, la temperatura de la superficie del tanque de aceite alcanza el punto de ignición creando el incendio del transformador.

Los transformadores explotan porque no están protegidos contra la explosión. La única protección mecánica, la válvula de alivio de presión es ineficaz durante un cortocircuito dado que todo tanque de transformador destruido es equipado con este aparato. El gradiente de presión del tanque, luego de un cortocircuito es demasiado rápido para la válvula de alivio de presión, la cual no fue diseñada para evacuar rápidamente el volumen de aceite requerido, lo que evitaría la explosión.

El transformador protector impide explosiones e incendios de transformadores debido a fallas del arco eléctrico.

El transformador protector es un dispositivo que puede ser aplicado a todo transformador a partir de 0.1 MVA. Esto permite:

- Despresurizar el tanque en milisegundos.
- Evitar el contacto entre el aire (oxígeno) y los gases explosivos evacuados.
- Separar los gases del aceite.
- Canalizar los gases hacia una zona alejada del transformador, en donde puedan quemarse sin peligro.
- Eliminar la generación de gases explosivos mediante la inyección de nitrógeno.

El transformador protector es un dispositivo de diseño mecánico pasivo, que se activa solamente por el nivel de presión, en el interior del tanque del transformador alcanzado durante un cortocircuito.

El transformador protector tiene por lo tanto un muy alto grado de confiabilidad, una activación en falso es imposible. Este sistema se activa por medio de dos señales y sólo cuando ambas están presentes opera. Se puede apreciar mejor esto por medio de la figura 25 que explica las dos lógicas de activación.

Cuando se alcanza un nivel crítico de presión dentro de un volumen de aceite del transformador protegido por el transformador protector, el conjunto de despresurización se activa mecánicamente, sin necesidad de actuador. Esto permite una despresurización instantánea. Cuando se activa, una señal recibida de una de las protecciones eléctricas del transformador, inicia una alarma par activar manual o automáticamente el conjunto de eliminación de los gases explosivos.

El transformador protector para operar tiene dos lógicas de operación:

- Operación de la prevención contra la explosión y el incendio
- Método de seguridad de extinción del fuego

Operación de la prevención contra la explosión y el incendio

Para evitar la explosión del transformador, utiliza 2 señales rápidas emitidas por las protecciones eléctricas del disyuntor del transformador y por la información de sobrepresión interna del tanque.

La prevención contra la explosión se logra, abriendo una válvula de despresurización rápida para aliviar la presión interna y evacuar el aceite para evitar la explosión del transformador. El tanque conservador se queda entonces aislado por la válvula obturadora (válvula de cierre del tanque conservador) y el aceite dentro de la cuba del transformador está parcialmente vaciado, aproximadamente unos 20 cm por debajo del nivel de la tapa del transformador.

El enfriamiento del aceite, se logra inyectando un flujo de nitrógeno a la base del transformador para limitar los daños de las partes calentadas, afectadas por el cortocircuito, y evacuar el hidrógeno, gas explosivo (ver tabla IV), generado por arqueo en el aceite dieléctrico.

Método de seguridad de extinción del fuego

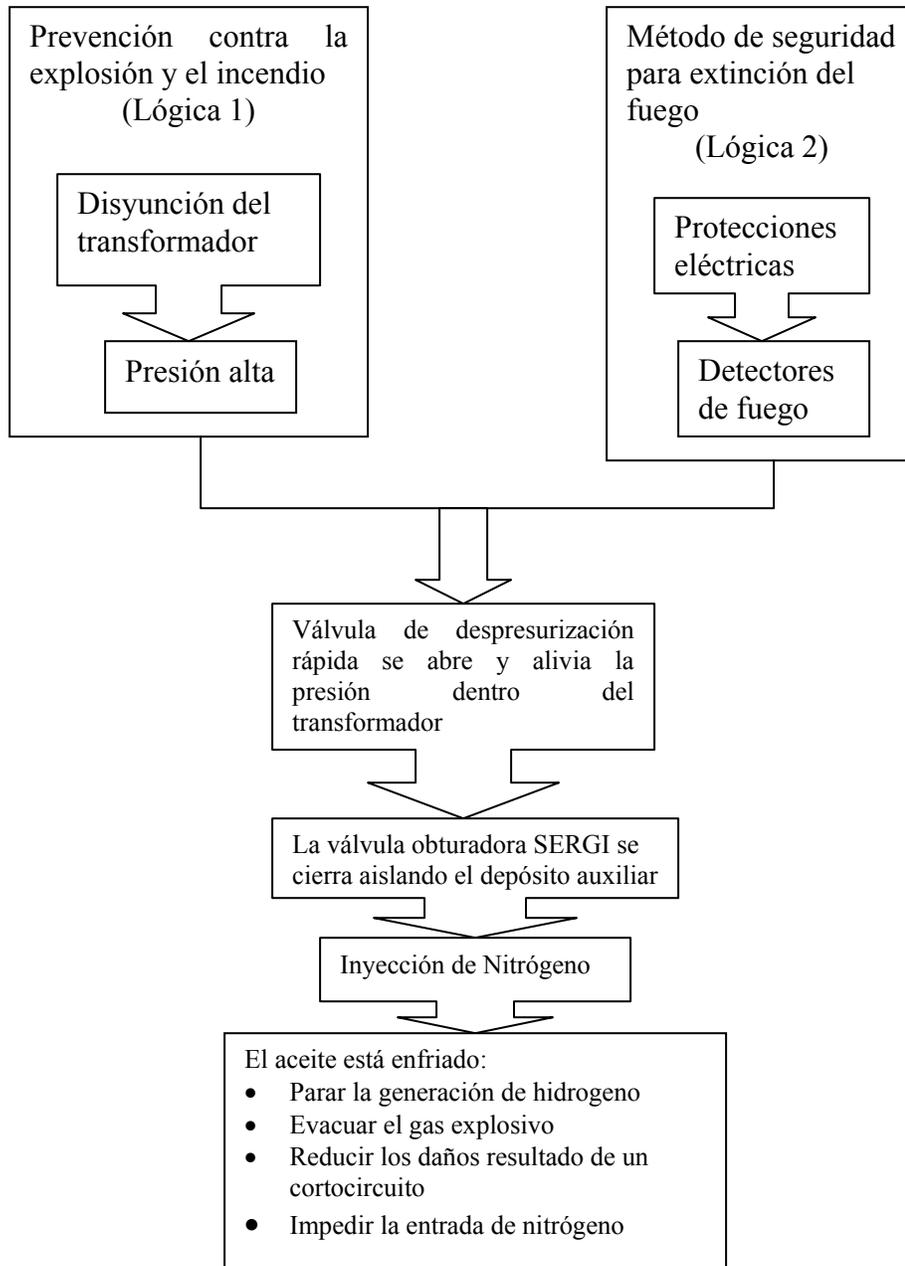
Si todas las protecciones eléctricas ocasionando la disyunción o si los detectores de presión fallan durante un incidente, la prevención contra la explosión y el incendio estará reforzada por el método convencional de extinción del fuego con nitrógeno llamado vaciado y agitado.

La secuencia inicia con 2 señales transmitidas, por uno de los detectores de temperatura Sergi, situados en la tapa del transformador, y por la operación de una de las protecciones eléctricas. Las protecciones eléctricas son; buchholz, sobrecorriente, falla a tierra, diferencial, cuando una de las protecciones eléctricas se activa, el disyuntor se abre y el transformador se dispara.

La inyección de nitrógeno enfriará y evitará la combustión del aceite, y la temperatura de la superficie caerá pronto por debajo del punto de ignición, y apagará el

incendio en menos de 5 minutos. El flujo de nitrógeno seguirá durante 45 minutos para enfriar la cuba del transformador e impedir otra recombustión.

Figura 25. Lógica de operación del transformador protector

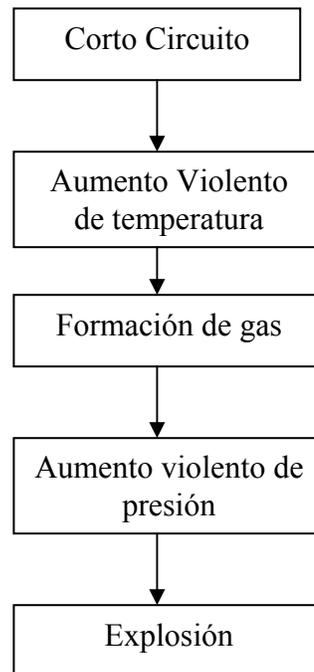


Tomado del folleto SERGI, tipo 3000, para transformadores a partir de 5 MVA. Fecha 05/98

proceso de eliminación de la explosión

Si no se tiene un sistema para la prevención de explosión e incendio el cuadro sinóptico nos indica cómo se da el proceso internamente en el transformador hasta que explota.

Figura 26. Secuencia de la explosión en el transformador de potencia cuando existe un cortocircuito interno en el transformador



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp. 4

Los siguientes son los pasos de la operación del sistema de prevención de explosión e incendio:

1. Aumento de presión.
2. Activación del conjunto de despresurización.

3. Despresurización instantánea.
4. Evacuación de la mezcla de aceite-gases hacia el tanque de separación de aceite-gases.
5. Cierre de la válvula del tanque Conservador.
6. El oxígeno no puede estar en contacto con la mezcla de aceite-gases auto inflamables mientras la válvula de aislamiento del aire esté cerrada.
7. En opción automática, uno de los indicadores de explosión del conjunto de despresurización, en coincidencia con cualquier señal de protección eléctrica, inicia la inyección de nitrógeno.
8. Para proteger a la gente de la explosión durante la apertura del tanque para la intervención después del incidente, la inyección de nitrógeno manual o automática detiene la generación de los gases explosivos.
9. Los gases inflamables y explosivos abren la válvula de aislamiento de aire para ser evacuados hacia un área alejada o fuera de los edificios.
10. Por seguridad, los volúmenes de aceite protegidos son rápidamente confinados en una atmósfera de nitrógeno.
11. La inyección del nitrógeno se mantiene durante 45 minutos para asegurar el enfriamiento de los volúmenes de aceite protegidos.
12. Las partes dañadas pueden ser reparadas sin peligro, ya que no hay gases explosivos en el interior del tanque.

Otros sistemas auxiliares contra el incendio

Por la importancia de las subestaciones existen varios puntos en donde se pueden producir incendios. Estos lugares pueden ser: edificio de tableros, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial y principalmente en los transformadores de potencia, con lo cual es necesario contar con un sistema contra incendio, localizado en diversas zonas clave de la subestación.

Se pueden utilizar diferentes métodos de protección contra incendio en transformadores de potencia entre los cuales están:

- Separación adecuada entre transformadores
- Muros separadores, no combustible entre transformadores
- Fosas
- Sistema fijo de extinción de fuego, a base de polvo químico seco, halón o dióxido de carbono.

La separación de los transformadores aumenta según la capacidad de los mismos, y se considera una separación como mínimo de 8 metros. El objetivo primordial de los muros divisorios es proteger del incendio a las unidades adyacentes al transformador que se esté quemando.

Las fosas se construyen debajo de cada transformador, de un volumen igual al aceite que tiene el tanque del transformador. La fosa en el fondo debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de lluvia sea absorbida por esta mientras el aceite no. La fosa tiene piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión. La fosa no debe tener drenaje para evitar contaminar el aceite con la red de drenajes.

Un sistema a base de polvo químico es formado por un recipiente que almacena polvo, y una red de tuberías a con toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsado a presión.

Un sistema a base de halón consiste de un recipiente que contiene el agente extinguidor, halón presurizado con nitrógeno. La forma en que se descarga el halón es por medio de toberas de descarga. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el dióxido de carbono. Se puede utilizar en áreas cerradas.

Un sistema a base de dióxido de carbono consiste en un tanque de almacenamiento y red de tuberías en una serie de toberas, dirigida hacia los aparatos que trata de proteger. No se puede utilizar en lugares cerrados donde existe personal.

3. EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL TRANSFORMADOR PROTECTOR EN LA SUBESTACIÓN LAS VERAPACES

La subestación las Verapaces, pertenece a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE, del Instituto Nacional de Electrificación, INDE, está conformada por un banco de tres transformadores para cada una de las fases R, S, T y un transformador de reserva, cada uno de los transformadores son monofásicos y con una potencia de 50 MVA y de marca ABB. Los transformadores están conectados para hacer una configuración eléctrica $YY\Delta$, y con una relación de voltaje de 230/69/13.8 KV. El tipo de configuración que tiene la subestación en el lado de 230 KV es de doble barra con un interruptor de acoplamiento entre barras.

Esta subestación se encuentra interconectada con dos líneas de 230 KV a Chixoy, y Guate Norte, y con tres líneas de 69 KV, dos a San Julián y una a Matanzas. También están disponibles 2 campos de ampliación para la instalación de nuevas líneas de 69 KV. Esta subestación se encuentra ubicada en el municipio de Purulha del departamento de Baja Verapaz. También conocida como la subestación de Tactic.

Por la capacidad de sus transformadores, esta subestación, es de las más importantes en el sistema nacional interconectado (SNI), por lo que es recomendable protegerla contra fallas que puedan provocar la explosión del equipo, daños personales y económicos. Por eso es de suma importancia la adaptación del nuevo sistema de prevención contra la explosión, debido a que esta subestación no lo tiene. Sólo contiene las protecciones fundamentales, las cuales como ya se vio son deficientes ante una explosión y su tiempo de actuación es más largo para evitar una despresurización más rápida del tanque del transformador y del cambiador de derivaciones bajo carga.

Esta subestación reúne todas las características de la más alta tecnología que se está utilizando en la actualidad a nivel mundial, es una subestación encapsulada con SF6. Este tipo de subestaciones ocupan menos espacio de diseño por lo que es más compacta.

Datos del Transformador

Los datos de cada transformador de la subestación las Verapaces (Tactic) son los siguientes:

- Transformador monofasico tipo MPAV 62500/230.
- Tipo de refrigeración: ONAN/ONAF - calentamientos bobinados/aceite: 55/50 °C
- 60 Hz – norma de referencia: CEI-76.
- Potencias nominales en régimen continuo: refrigeración ONAN: T °/BT/AT: 18750/37500/37500 KVA.
- Potencias nominales en régimen continuo: refrigeración ONAF: T °/BT/AT: 25000/50000/50000 KVA.

El peso de cada masa que compone las partes del transformador son:

Parte Activa.....	40000 kg
Caja y Carro.....	13000 kg
Radiadores.....	5600 kg
Bornes y Accesorios.....	2400 kg
Aceite.....	28000 kg
Total.....	89000 kg
A levantar para inspección.....	44000 kg

Tabla XIV. Nivel de aislamiento con onda de choque

NIVEL DE AISLAMIENTO CON ONDA DE CHOQUE				
1.2 / 50 microsegundos			10/50 microsegundos	
Línea de AT	Línea de BT	Línea Terciario	Neutro AT	Neutro BT
1050 KV	350 KV	125 KV	250 KV	170 KV

Tomado de la placa característica del transformador de potencia de 50 MVA marca ABB

Tabla XV. Conexión en baja tensión (BT)

CONEXIÓN EN BAJA TENSIÓN		
Línea en 2U neutro en 2N		
Voltios	Amperios	
	37500 KVA	50000 KVA
$69000/\sqrt{3}$	941.3	1255.1

Tomado de la placa característica del transformador de potencia de 50 MVA marca ABB

Tabla XVI. Conexión del terciario

CONEXIÓN DEL TERCIARIO		
Línea en 3U1-3U2		
Voltios	Amperios	
	18750 KVA	25000 KVA
13800	1358.7	1811.6

Tomado de la placa característica del transformador de potencia de 50 MVA marca ABB

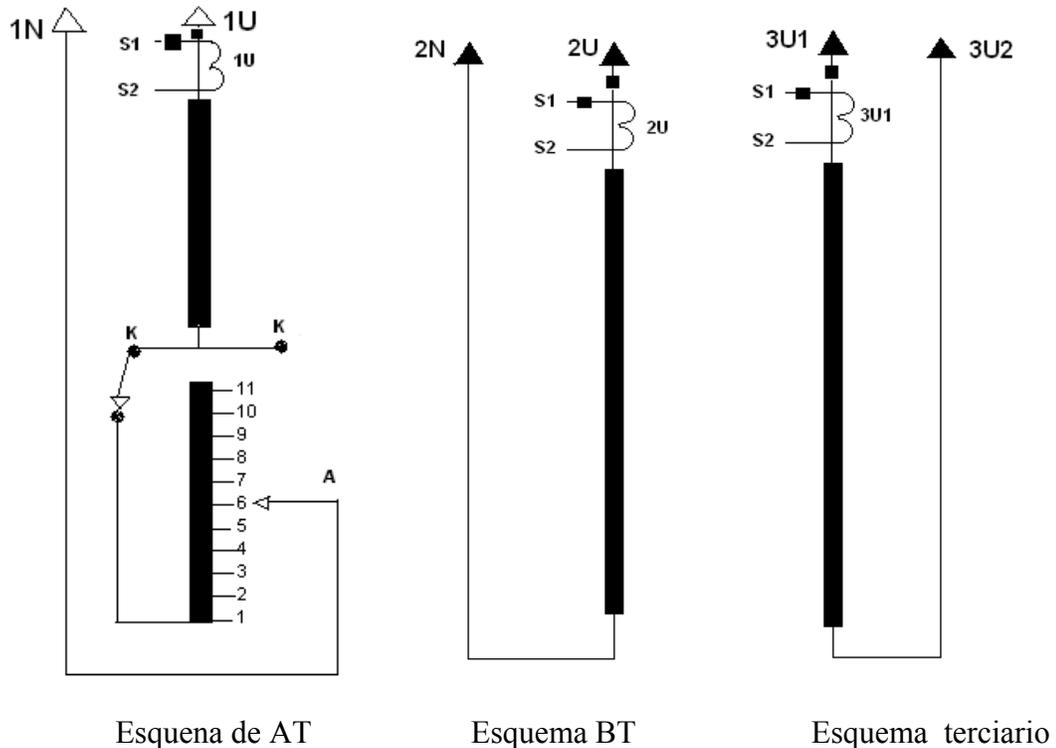
Tabla XVII. Conexión de alta tensión (AT)

CONEXIÓN DE ALTATENSIÓN				
LÍNEA EN 1U NEUTRO EN 1N				
Voltios	AMPERIOS		REGULADOR	
	37500 KVA	50000 KVA	Indicador de posición	CONECTA
264500/√3	245.6	327.4	1	A-1
261050/√3	248.8	331.7	2	A-2
257600/√3	252.1	336.2	3	A-3
254150/√3	255.6	340.8	4	A-4
250700/√3	259.1	345.4	5	A-5
247250/√3	262.7	350.3	6	A-6
243800/√3	266.4	355.2	7	A-7
240350/√3	270.2	360.3	8	A-8
236900/√3	274.2	365.6	9	A-9
233450/√3	278.2	371	10	A-10
230000/√3	282.4	376.5	11a	A-11
230000/√3	282.4	376.5	11b	A-K
230000/√3	282.4	376.5	11c	A-1
226550/√3	286.7	382.3	12	A-2
223100/√3	291.1	388.2	13	A-3
219650/√3	295.7	394.3	14	A-4
216200/√3	300.4	400.6	15	A-5
212750/√3	305.3	407.1	16	A-6
209300/√3	310.3	413.8	17	A-7
205850/√3	315.5	420.7	18	A-8
202400/√3	320.9	427.9	19	A-9
198950/√3	326.5	435.3	20	A-10
195500/√3	332.2	443	21	A-11

Tomado de la placa característica del transformador de potencia de 50 MVA marca ABB

En la siguiente figura 26 se muestra el esquema del devanado de alta, y baja tensión como también el devanado del terciario.

Figura 26. Conexiones de los devanados del transformador de potencia



Tomado de la placa característica del transformador de potencia de 50 MVA marca ABB

Las observaciones sobre este tipo de transformador de potencia son las siguientes:

- Todas las tensiones se entienden en vacío
- Este transformador esta previsto para soportar vacío absoluto
- Es necesario cada seis meses comprobar la rigidez dieléctrica del aceite
- Esta maquina puede ser sobrecitada en un 10%

Tabla XVIII. Transformadores de intensidad

DENOMINACIÓN	RELACIÓN	POTENCIA/PRECISIÓN	USO
1U	450/1.5 A	15 VA, CL3	Imagen térmica
2U	1260/1.5 A	15 VA, CL3	Imagen térmica
3U1	2000/5 A	30 VA, 5P20	

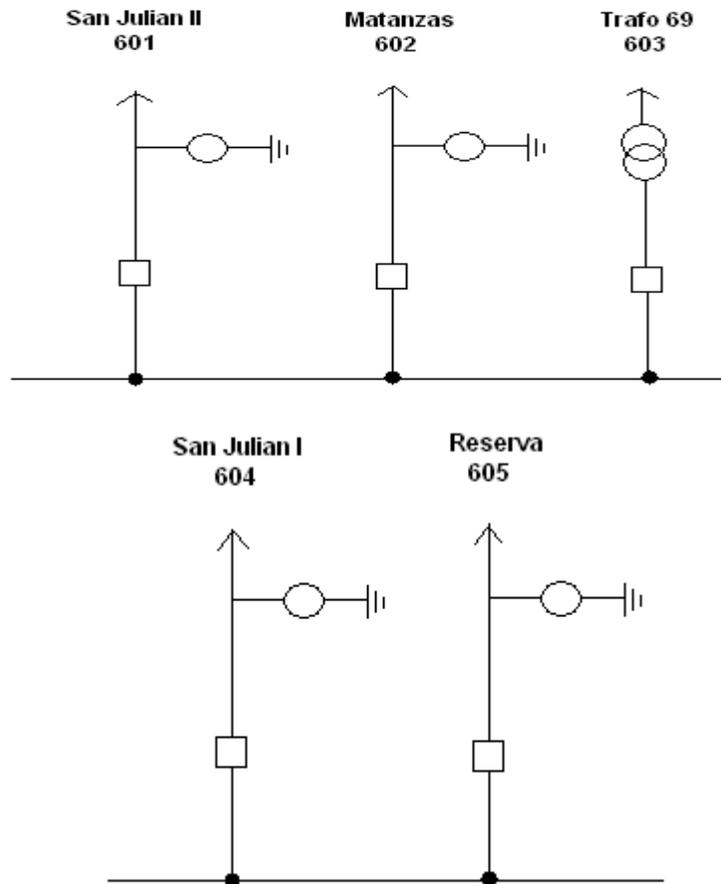
Tomado de la placa característica del transformador de potenc

Diagrama unifilar de la subestación

Los siguientes diagramas fueron sacados del programa SAC S.O.A.L.-U.C.I. que se encuentran en la computadora de control que da la información de las características de cada elemento dentro de la subestación Verapaces.

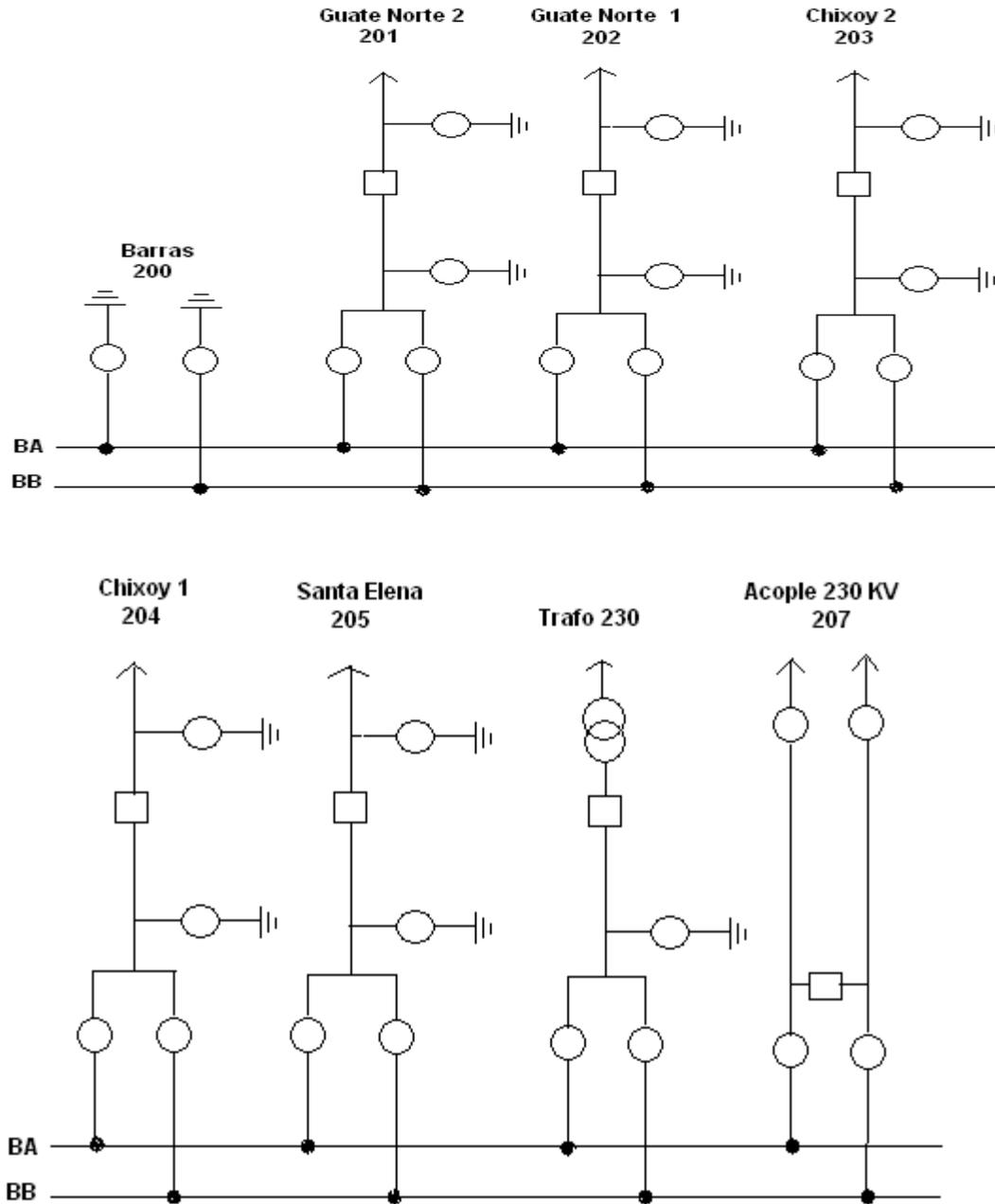
En el programa se encuentran los diferentes campos, que corresponden a cada uno de los voltajes dentro de la subestación los cuales son de 230/69/13.8 kv, el voltaje de baja tensión se utiliza para servicios propios de la subestación, iluminación y otros.

Figura 27. Campo de 69 KV



Tomado del programa SAC S.O.A.L.-U.C.I

Figura 28. Campo de 230 KV



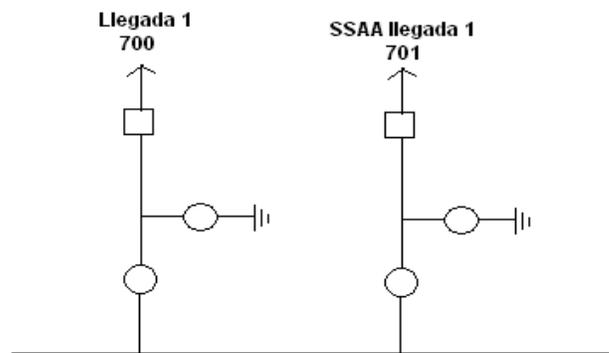
Tomado del programa SAC S.O.A.L.-U.C.I

Los números del 200 al 207 representan la ubicación dentro la subestación, este ordenamiento se debe a las características de la subestación que es encapsulada, lo que

permite su rápida ubicación dentro de la misma, ya que cada dispositivo se encuentra numerado dentro de la subestación. Las letras BA y BB representan las barras A y B.

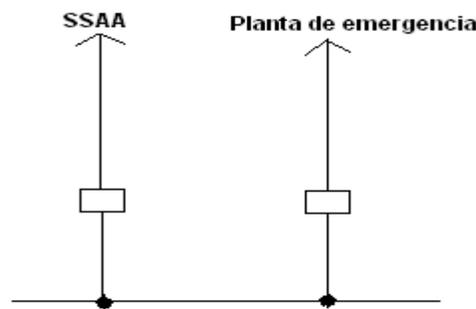
Igual a lo anterior el campo de 69 KV está enumerado del número 601 al 607 existen dos campos disponibles para futura ampliación o extensión de líneas.

Figura 29. Campo de 13.8KV



Tomado del programa SAC S.O.A.L.-U.C.I

Figura 30. Baja tensión



Tomado del programa SAC S.O.A.L.-U.C.I

Las iniciales SSAA representa sistema de servicios auxiliares, la planta de emergencia en la actualidad no esta instalada, sólo está la conexión para la futura conexión de ésta planta.

Equipo a instalar para la protección contra la explosión en transformadores de la subestación Las Verapaces

Para poder realizar la instalación del sistema del transformador protector se deben de tomar en cuenta las siguientes características:

- Potencia del transformador
- Puntos de inyección de nitrógeno
- Espacios para poder instalar el equipo
- Lugar de adaptación del conjunto despresurizador.
- Revisar si se cuenta con bridas laterales
- El nivel de libranzas para poder ser instalado el equipo

La potencia del transformador es de suma importancia porque nos permite determinar la cantidad de puntos de inyección de nitrógeno, como también saber cuál de los sistemas se puede aplicar. Como se vió anteriormente la probabilidad de falla en los cambiadores bajo carga es elevada por lo que se deben proteger para evitar cualquier tipo de falla.

El transformador protector a utilizar es el LTPA, que protege al transformador y al cambiador de derivaciones bajo carga y se utiliza cuando el transformador de potencia se encuentra a la intemperie. El tipo STP queda descartado porque se utiliza para la protección de transformadores pequeños, y el MTP es utilizado cuando el transformador de potencia se encuentra en el interior de un edificio. Esta información se detalla mas en el Anexo A. En el anexo B se describe los pasos a seguir para su instalación.

En la instalación del transformador protector al transformador de potencia llevará el siguiente equipo:

- a. Conjunto de eliminación de gases explosivos
 - a.1 Tubería de inyección de nitrógeno

- b. Detectores de fuego
- c. Conjunto de separación de aceite gas
- d. Conjunto de despresurización
 - d.1 Conjunto de despresurización horizontal
 - d.2 Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga
- e. Caja de control
- f. Válvula de cierre del conservador

3.3.1 Conjunto de eliminación de gas explosivo

Se recomienda tener un módulo para cada transformador por las siguientes razones:

- Provee una mayor seguridad para la instalación.
- Tiene una mejor estética en el montaje.
- Distancias más corta con el equipo a proteger.

Las razones por las que no se debe utilizar sólo un conjunto de eliminación de gas explosivo en la subestación es la siguiente:

- Si se comparte el mismo con los otros transformadores de potencia, existen pérdidas de velocidad de nitrógeno.
- Si se comparte se procedería a perforar los muros contra incendio.
- La trayectoria de la tubería de inyección de nitrógeno serian demasiado largas debido a que cada transformador se encuentran separado por un muro divisorio, como también esta tubería quedaría expuesta poniendo la tubería a que sufra algún daño.

En el apéndice en el plano 2 se muestra la colocación de los puntos de inyección con el conjunto de eliminación de gas explosivo (gabinete).

3.3.1.1 Tubería de inyección de nitrógeno

Los puntos de inyección de nitrógeno dependen de las características del transformador y de su potencia. La capacidad de cada transformador instalado en la subestación Las Verapaces es de 50 MVA, SERGI recomienda que se deba contar con dos puntos de inyección de nitrógeno (ver anexo B.3.7.5). Se tomarán para la inyección de nitrógeno válvulas de muestra o drenaje de aceite que se encuentran en la parte inferior de la cuba para su adaptación. Los diámetros de tubería varían donde se encuentra conectadas estas válvulas una es de 1 pulgada y la otra es de 2 pulgadas. La solución para este inconveniente es colocar un reductor de 2" a 1".

Este transformador cuenta con otra válvula el diámetro de su tubería de 2" pero se encuentra en la parte superior, no se utiliza para la inyección de nitrógeno, según lo recomendado para poder colocar la tubería los puntos de inyección deben de estar al mismo nivel. A eso se debe que sólo se tomen las válvulas que se encuentran en la parte inferior y al mismo nivel. Las características del nitrógeno se pueden ver en el anexo B.3.8.3 y las funciones que tiene el nitrógeno en el anexo A.1.

Al conjunto de eliminación de gases explosivos del transformador de y del cambiador de derivaciones bajo carga esta conformador por:

- Tubería de inyección de nitrógeno 1"
- Gabinete y cilindro de nitrógeno

La tubería de inyección de nitrógeno esta dirigida como se describe a continuación:

- 1 tubería hacia las válvulas de muestra o drenaje del transformador
- 1 tubería hacia el cambiador de derivaciones bajo carga
- 1 tubería hacia tanque de separación aceite-gases.

En el apéndice en el plano 2 se puede visualizar su instalación como también en el anexo A.2.3 se explican las características del conjunto de eliminación de gases explosivos.

3.3.2 Detectores de fuego

Los detectores de fuego se colocan en partes estratégicas y con una base, colocando uno en cada boquilla de alta y baja tensión, y otro en el cambiador de derivaciones bajo carga. En el anexo B.3.7.4 se detalla el procedimiento para su instalación.

En el apéndice en el plano 4 se representaran los detectores de fuego en forma de triángulos, como su ubicación en la instalación

3.3.3 Tanque de separación aceite - gas

Es recomendable sólo un tanque de separación aceite-gas cuando los transformadores de potencia se encuentran muy cercanos. En nuestra aplicación se colocaran dos tanques, con el objetivo de tener 1 tanque que cubra dos transformadores ver apéndice plano 3 y 4. Esto evita trayectorias muy largas de tubería hacia un solo tanque. En el anexo A.2.2 se explica las características de este equipo.

3.3.4 Conjunto de despresurización

Para la adaptación del conjunto de despresurización se pueden usar tapas de registro superiores y laterales, válvulas de alivio de presión y válvulas existentes.

Estos transformadores no disponen de tapas de registros laterales, por lo que, ésta opción se descartada. Las opciones que se presentan pueden ser la válvula existente y tapas de registro superiores. El diámetro del conjunto de despresurización es calculado

por Sergi, por ser la propietaria de la patente, por lo que sólo nos limitaremos a decir como quedaría conectado en cada opción.

La válvula existente será reemplazada por la válvula de aislamiento o mantenimiento fabricada por Sergi, esto se debe a que ninguna otra válvula puede estar conectada antes del sistema de despresurización.

3.3.4.1 Conjunto de despresurización horizontal

Todos los conjuntos incluyen un disco de ruptura para aliviar la sobrepresión y una cámara de descompresión para favorecer la despresurización a gran velocidad. Además los conjuntos de despresurización del tanque del transformador también incluyen una válvula de aislamiento y un amortiguador de expansión y vibración. En el anexo A.2.1 se explica su funcionamiento como sus partes que consta. En el apéndice en el plano 3 y 4 se muestra su instalación.

3.3.4.2 Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga

En el anexo A.2.1.3 se explica las características de este equipo como también en el anexo B.3.7.6. El objetivo primordial es proteger el cambiador de derivaciones bajo carga, se ha determinado que presenta una probabilidad de falla alta como se vio en el capítulo 1. En el plano 2 al 4 se muestra como quedaría instalado y su tubería.

Sergi es la empresa que realiza los cálculos de despresurización y en su estudio logra determinar que la opción presentada anteriormente no es funcional, y no se logra una adecuada despresurización del tanque del transformador de potencia, se procede a poner otros puntos de despresurización, pero como no se dispone de más válvulas para su adaptación, se toma la opción de colocar un conjunto de despresurización vertical, que se coloca en las tapas de registro superiores ya que no cuenta con laterales éste

transformador. Los puntos de inyección quedarían igual como lo presentado anteriormente, sólo existiría modificación del conjunto de despresurización.

3.3.5 Caja de control

La caja de control nos indica en forma visual el estado actual del equipo instalado como también indica si el transformador de potencia esta trabajando correctamente. Debido a que esta caja se instalara en un lugar interno en el cuarto de control, dicha caja asegura la lógica del sistema. En el anexo A.2.4 se muestra las características de esta caja. Para nuestra aplicación se deberán de tener 4 cajas de control para cada transformador.

3.3.6 Válvula de Cierre de conservado

Como todo transformador protector se debe tener una válvula de cierre del conservador, en el anexo A.2.5 y B.3.7.3 se explica sus características, como también en el plano 4 se observa su instalación en el transformador de potencia. Su instalación es entre tanque conservador y el Buchholz.

3.4 Estimación de costos

Como todos los equipos que se adquieren en la actualidad su precio viene determinado por dólares. El precio que se obtuvo de un transformador protector ha instalar es de \$80,000, como todo este precio puede variar dependiendo del cambio y de los costos de envío los cuáles son variables con el tiempo.

En la siguiente tabla XIX se muestra la cantidad de materiales que se instalaran como también, en la tabla XX se determina cuál sería el costo total de instalar el transformador protector a los cuatro transformadores de potencia de la subestación.

Tabla XIX. Cantidad de materiales a utilizar en la instalación del transformador protector

Descripción	Unitario	instalación en 4 transformadores
Caja de control	1	4
Válvula de cierre del conservador	1	4
Conjunto de eliminación gases explosivos	1	4
Conjunto de despresurización horizontal	1	4
Conjunto de despresurización del CDBC	1	4
Tanque separación aceite gas	1	* 2

* Solo son dos tanques de separación de aceite-gas como se puede ver en el plano 3 del apéndice.

Tabla XX. Costo total de la instalación del transformador protector

Descripción	en \$	tasa de cambio	En Q
Costo unitario de 1 transformador Protector	80000	8.32	665600
Costo de 4 transformadores protectores	320000	8.32	2662400

El costo total de instalar cuatro transformadores protectores es de \$ 320,000.

3.5 Estudio de libranzas

Por las características de la subestación que es encapsulada se realizaran los cálculos para obtener las distancia por lo cual se deben de tener los siguientes datos:

$$V_{operacion} = 230KV$$

$$V_{max} = 245 KV$$

$$BIL = 1050 KV$$

Altura msnm 1323

Debido a que el voltaje de operación es de 230 KV y es inferior a 300KV se considera las distancias dieléctricas en función de impulso de rayo

$$TCF_{nor} = \frac{BIL}{0.961}$$

$$TCF_{nor} = \frac{1050KV}{0.961} = 1092.61KV$$

$$TCF_{diseño} = 1.1TCF_{normal}$$

$$TCF_{diseño} = 1.1 * (1092.61KV) = 1201.87KV$$

$$d_{ft} = \frac{TCF_{diseño}}{550}$$

$$d_{ft} = \frac{1201.87}{550} = 2.18m$$

Debido a que el dato obtenido es calculado para una altitud de 1000 msnm pero la subestación esta se encuentra a 1323 msnm por lo que se debe de corregir para esta altitud con la fórmula siguiente:

$$D_{correccion} = d_{1000msnm} + \left[0.0125 \times \left(\frac{Altitud\ del\ equipo - 1000}{100} \right) \times d_{1000msnm} \right]$$

$$D_{correccion} = 2.18 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 2.18 \right] = 2.27m = d_{ft}$$

$$d_{ff} = 1.15d_{ft}$$

$$d_{ff} = 1.15 * 2.18 = 2.51m$$

se debe de corregir la distancia para una altitud de 1323 msnm

$$D_{correccion} = 2.51 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 2.51 \right] = 2.61m = d_{ff}$$

$$D_{BB} = d_{ff} * 1.8$$

$$D_{BB} = 2.51 * 1.8 = 4.52m$$

se debe de corregir la distancia para una altitud de 1323 msnm

$$D_{correccion} = 4.52 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 4.52 \right] = 4.70m$$

Primer nivel de Barras

$$h_s = 2.30 + 0.0105V_{\max}$$

$$h_s = 2.30 + (0.0105 * 245) = 4.872 \cong 4.90m$$

$$D_{correccion} = 4.9 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 4.9 \right] = 5.10m$$

Segundo nivel de Barras

$$h_b = 5 + 0.0125V_{\max}$$

$$h_b = 5 + (0.0125 * 245) = 8.06 \cong 8.10m$$

$$D_{correccion} = 8.10 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 8.10 \right] = 8.43m$$

Remate de líneas

$$h_L = 5 + 0.006V_{\max}$$

$$h_L = 5 + (0.006 * 245) = 6.47 \cong 6.5m$$

$$D_{correccion} = 6.5 + \left[0.0125 \times \left(\frac{1323 - 1000}{100} \right) \times 6.5 \right] = 6.76m$$

Distancias de seguridad

$$d_{horizontal} = d_{ft} + 0.9$$

$$d_{horizontal} = 2.27 + 0.9 = 3.17m$$

$$d_{vertical} = d_{ft} + 2.25$$

$$d_{vertical} = 2.27 + 2.25 = 4.52m$$

$$d_{horizontal} = d_{ft} + 1.75$$

mantenimiento

$$d_{horizontal} = 2.27 + 1.75 = 4.02m$$

mantenimiento

$$d_{vertical} = d_{ft} + 1.25$$

mantenimiento

$$d_{vertical} = 2.27 + 1.25 = 3.52m$$

mantenimiento

La humedad va a aumentar en un 4% las distancias dieléctricas

Tabla XXI. Altura contra tensiones

Definición	Distancia en metros	Corrección 4% humedad
Distancia fase-tierra	2.27	2.36
Distancia fase-fase	2.61	2.71
Distancia barra-barra	4.70	4.88
Primer nivel de barras	5.10	5.30
Segundo nivel de barras	8.10	8.42
Remate línea de transmisión	6.76	7.03

Tabla XXII. Distancia de seguridad según tensiones

Definición	Distancia en metros	Corrección 4% humedad
Distancia horizontal	3.17	3.30
Distancia vertical	4.52	4.70
Distancia horizontal de mantenimiento	4.02	4.18
Distancia vertical de mantenimiento	3.52	3.66

Después de obtener los resultados de las distancias dieléctricas (libranzas) analizaremos cada equipo del transformador protector instalado en el transformador protector.

Comenzaremos a analizar el conjunto de eliminación de gas explosivo esta compuesto por un gabinete que la altura máxima de este podría ser de 1.80m y las tuberías están por el suelo. Lo cual se puede determinar que están dentro del área de circulación menos de 4.70 y no presenta ningún problema en la instalación. Como también se hace la observación que este equipo no tiene potenciales peligrosos para el personal de mantenimiento solo señales que activaran el funcionamiento de la inyección de nitrógeno. Se puede ver en el apéndice el plano 2 su instalación.

El tanque de separación aceite-gas con unas dimensiones de 2m de largo x 1.50 diámetro cilíndrico como se muestra en el plano 3 y 4 la altura total del equipo es de 1.82m, lo cual indica que su altura es inferior a las distancias de seguridad según tensiones como se muestra en la tabla XXII. Y esta dentro del área de circulación menor de los 2.25 metros.

Ahora para determinar si las tuberías presentarían algún problema con respecto a las libranzas se analizaran de la siguiente forma:

La tubería que atraviesa el transformador tiene la siguiente distancia con respecto al bushing de 230 KV, distancia horizontal 0.8m y distancia vertical 3.82m para sacar la distancia real del borne hacia la tubería se opera por el teorema de Pitágoras, teniendo una distancia real de 3.90 metros que es una distancia mayor a la encontrada de fase a tierra de 2.36 metros por lo que no presenta problema.

Utilizando las mismas fórmulas anteriores se puede calcular la distancia de fase a tierra de 69 KV obteniendo la tabla XXIII.

Tabla XXIII Distancias dieléctricas a 69KV

Voltaje	69 KV
Bil	350 kv
voltaje máximo	72.5kv
TCFn	364.20kv
TCFd	400.62kv
Dft	0.73m
Dft corregido a 1323 msnm	0.76m

La distancia horizontal es 1.2m y la distancia vertical es 1.65m obteniendo la distancia real de 2.04 metros fase-tubería siendo mayor que los 0.76 metros encontrados en la tabla XXIII, lo cual no presenta ningún problema.

Por lo que se puede concluir que no existe ningún problema en la instalación del transformador protector en el transformador de potencia, se adapta al transformador adecuadamente, como también no existe problema de las libranzas.

3.6 Comparación del sistema auxiliar a base de agua

Como se mencionó en el inciso 2.2.1, las desventajas del sistema de agua hace notar que el agua es más pesada que el aceite y cuando llega al interior del recipiente cae al fondo provocando el derrame del aceite en llamas y la extensión del fuego se propaga a las instalaciones adyacentes.

CONCLUSIONES

1. Del análisis de fallas en transformadores, se puede determinar que salvo en el caso de sobre tensiones ocasionados por rayos, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento de nuestro transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo.
2. La deficiencia de la válvula de sobre presión para evitar explosiones en transformadores, no garantiza ninguna protección, si no al contrario pone en peligro la integridad del equipo. En cambio el transformador protector opera rápidamente despresurizando el tanque del transformador evitando así una explosión.
3. El transformador protector para que pueda funcionar necesita de dos señales diferentes emitidas para su activación, por lo que una operación en falso es imposible.
4. La probabilidad de falla más frecuente se debe al cambiador de derivaciones bajo carga.
5. El método de agua presurizada no evita que el transformador explote, y solo es un sistema que funciona cuando el fuego esta presente, y apagar el fuego de aceite de transformador con agua es prácticamente imposible.

RECOMENDACIONES

1. Cuando se tiene alguna sospecha que el transformador de potencia está operando bajo una condición anormal, en la cual se requiere tomar una decisión para retirarlo de servicio, para hacer el diagnóstico debe de valerse de dos técnicas diferentes, así una complementa a la otra.
2. Realización de programas de mantenimiento efectivos, y llevar registro de los parámetros obtenidos en cada una de las pruebas realizadas durante el mantenimiento, y después hacer un análisis estadístico, para determinar el deterioro del equipo
3. Realizar estudios de la edad del transformador, como también de la carga con la que está operando, para determinar cuál es el margen con que está trabajando o se está sobrecargando.

BIBLIOGRAFÍA

1. Herrera Hidalgo, Edi Fernando. Pruebas de factor de potencia y medición de corrientes de excitación para la detección de daños en transformadores de potencia. Trabajo de graduación Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala. pp. 10-11,36-39.
2. Jiménez Jáuregui, Julián y otros. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. Comisión Federal de Electricidad. Capítulo 8 pp. 9-16
3. López Morán, Mario Rolando. Estudio de armónicas en conexión de transformadores. Trabajo de graduación Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1991. pp. 1-5, 24-56
4. Martín, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. México: McGraw-Hill, 1987. pp. 342-355.
5. Martínez Hinojosa, Oscar. Mantenimiento de transformadores en la industria. Ingeniería Eléctrica Industrial, Bruno Traven No. 60 México 13 D.F. pp 37-38
6. Medrano López, Vicente Rufino. Impacto de las armónicas en el comportamiento de los transformadores y propuesta de diseño de pruebas para el laboratorio de conversión de energía electromecánica 2. Trabajo de graduación Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala. pp. 24-32

7. Monroy Menéndez, Héctor Amílcar. Evaluación económica de pérdidas en transformadores. Trabajo de graduación, Ing. Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1988. pp. 27-44.
8. Santos Cifuentes, Cesar Francisco. Determinación del origen de fallas más frecuentes en los transformadores de distribución de la región nor-occidental. Trabajo de graduación, Ing. Eléctrica, Facultad de ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, pp. 11-14, 35,67-74.
9. SERGI. Adaptation on Existing Transformer, from 0.1 MVA. Ref. fTPC04a. 25/02/2004.
10. SERGI. Cálculo de la eficiencia de la válvula de alivio de presión en comparación con el transformador protector en un transformador durante un cortocircuito. Ref.
11. SERGI. Desarrollo del modelo MTH y diseño de la prevención contra la explosión e incendio para transformadores. Ref. rpiip01e. 02/05/1999.
12. SERGI. Especificaciones Técnicas para transformadores desde 0.1 MVA. Ref. fTPd07e. 25/02/2005.
13. SERGI. Large Transformer Protector Technical Documentation from 5 MVA. Ref tdTPLTPd03a. 12/05/2000.
14. SERGI. Specifications for adaptation on new transformer from 5 MVA. Ref. tdLTPf02a. 14/04/2000.

15. SERGI. Tipo 3000 para transformadores de altas potencias, a partir de 5 MVA.
Ref. COMSP01. 30/09/1995.
16. SERGI. Tipo 3000S para transformadores de 5 MVA y mas. Ref. ed3Sc9801e.
02/04/1998
17. SERGI. Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention
and fire protection. Ref. cdTPPTTp04a.
18. SERGI. Transformador protector la única solución contra la explosión de
transformadores. Ref. fTPq14e.

APÉNDICE

Cálculo de la capacidad de un transformador

La capacidad nominal de un transformador se define en KVA, para poder realizar el cálculo del transformador se utilizara la siguiente fórmula:

$$KVAT = Carga\ Instalada \times \frac{Factor\ de\ demanda}{Factor\ de\ diversidad}$$

Ejemplo:

Se tiene un poblado de 5000 habitantes y se desea definir la capacidad de KVA, del transformador que se instalara en la subestación receptora.

El estudio de cargas instaladas, nos dan los siguientes resultados:

Cargas instaladas en casas de habitación	= 552.86 KVA
Carga instaladas en fuerza motriz	= 234.00 KVA
Carga instalada en alumbrado público	<u>= 33.60 KVA</u>
Total de la carga instalada	= 820.46 KVA

Para poder tener los factores de corrección se debe realizar una tabla donde se presente la carga instalada vrs tiempo, como se muestra en la tabla XIV que va ser un pronóstico del comportamiento de la demanda, por fines de ejemplo se determinaron estos valores.

De la tabla XXIV se sacan los valores máximos de la demanda, la demanda máxima es la suma de los tres puntos máximos de demanda individuales, y la demanda resultante es la suma de la demanda en el mismo tiempo, definimos las demandas máximas:

Demanda de casas de habitación	360.00 KVA
Demanda de fuerza motriz	210.00 KVA
Demanda de alumbrado público	33.60 KVA
Demanda máxima	603.60 KVA
Demanda resultante	513.6 KVA

Factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que esta siendo alimentada durante un pico de carga, los factores deberán de estar en las mismas unidades. El factor de demanda es igual o menor que la unidad

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga instalada}}$$

$$\text{Factor de demanda de casas de habitación} = 360 \text{ kva} / 552.86 \text{ kva} = 0.65$$

$$\text{Factor de demanda de fuerza motriz} = 210 \text{ kva} / 234.00 \text{ kva} = 0.89 \approx 0.9$$

$$\text{Factor de demanda de alumbrado público} = 33.60 \text{ kva} / 33.60 \text{ kva} = 1$$

Factor de diversidad esta dado por la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{Suma de las demandas máximas}}{\text{Demanda máxima resultante}}$$

$$\text{Factor de diversidad de casas de habitación} = (220+230+360)/513.6 = 1.57$$

$$\text{Factor de diversidad de fuerza motriz} = (140+210+180)/513.6 = 1.03$$

$$\text{Factor de diversidad de alumbrado público} = 1$$

El factor de diversidad es igual o mayor que la unidad, como se puede observar tanto el factor de demanda como el de diversidad es igual a 1 en el alumbrado público debido a que es una carga constante.

$KVAT\ 1 = KVA$ de transformación necesarios por concepto de cargas de casas habitación

$KVAT\ 2 = KVA$ de transformación necesarios por concepto de fuerza motriz.

$KVAT\ 3 = KVA$ de transformación necesarios por concepto de alumbrado público

Utilizando la fórmula para encontrar los KVA del transformador obtenemos

$$KVAT\ 1 = 552.86 \times \frac{0.65}{1.57} = 228.89\ KVA \cong 229\ KVA$$

$$KVAT\ 2 = 234 \times \frac{0.9}{1.03} = 205\ KVA$$

$$KVAT\ 3 = 33.60 \times \frac{1}{1} = 33.60\ KVA$$

La demanda máxima, más no resultante, es igual a la suma de los valores KVA 1, KVA 2 Y KVA 3.

Demanda máxima no resultante = 467.6 KVA

El siguiente paso para obtener el factor de diversidad resultante, se debe proceder a graficar la demanda y el tiempo para cada carga obteniendo por lo tanto la resultante.

De nuestra tabla XXIV obtenemos la figura 32 demanda vrs. Tiempo, como también el valor de la resultante:

Demanda máxima resultante = 513.6 KVA

Suma de las demandas máximas no resultante = 467.6 KVA

$$Y \text{ Factor de diversidad resultante} = \frac{513.6}{467.6} = 1.1$$

Por lo tanto, la capacidad de KVA del transformador a instalar en la subestación receptora debe ser:

$$KVAT = 513.6 \times \frac{1}{1.1} = 467 \text{ KVA}$$

Tabla XXIV Proyección de la demanda en un día

HORA	demanda de alumbrado público	demanda de carga residencial	demanda de Fuerza Motriz	demanda resultante
0	33.6	80	100	213.6
1	33.6	75	100	208.6
2	33.6	70	100	203.6
3	33.6	70	100	203.6
4	33.6	70	100	203.6
5	33.6	79	100	212.6
6	33.6	85	100	218.6
7	0	95	140	235
8	0	100	140	240
9	0	80	180	260
10	0	220	210	430
11	0	220	210	430
12	0	80	210	290
13	0	140	180	320
14	0	190	180	370
15	0	230	180	410
16	0	200	180	380
17	0	160	110	270
18	33.6	120	100	253.6
19	33.6	200	100	333.6
20	33.6	360	120	513.6
21	33.6	270	120	423.6
22	33.6	200	120	353.6
23	33.6	140	120	293.6
24	33.6	80	120	233.6

Figura 31. Proyección de la demanda en un día

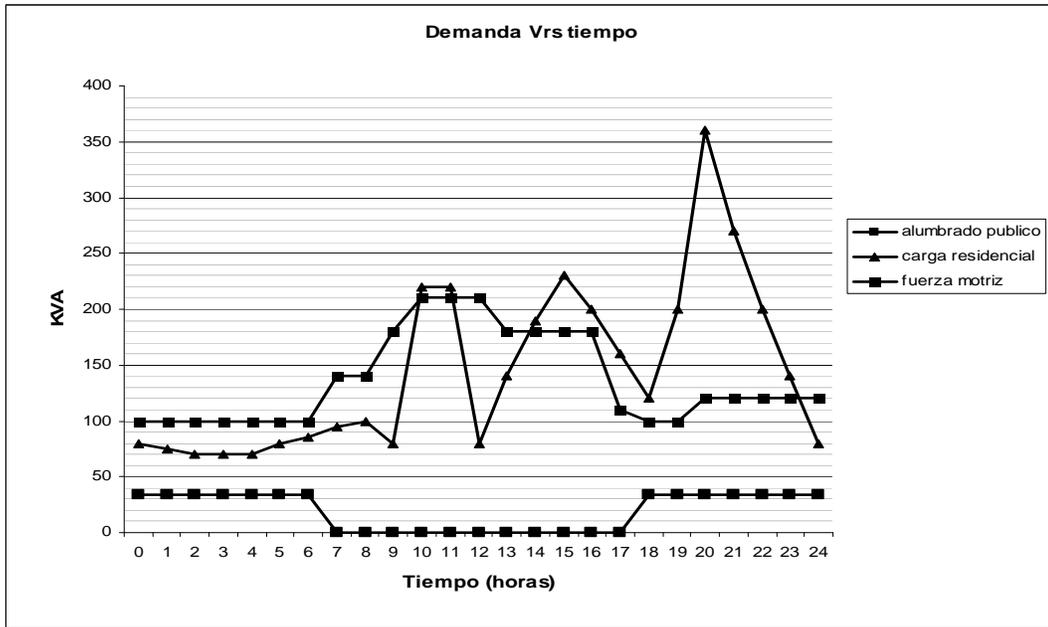
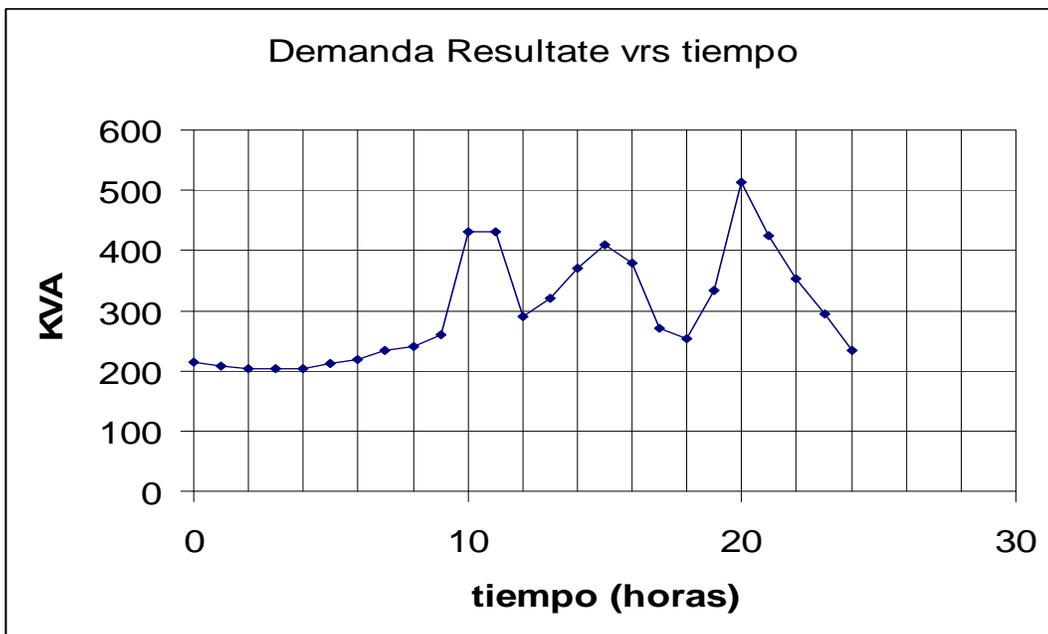


Figura 32. Proyección de la demanda resultante de un día



Para nuestro caso en estudio se realizara un estudio que presenta la siguiente demanda proyectada para 20 años, los datos son inventados solo por motivos de ejemplo. Y tomando como el principio del año la capacidad del transformador calculado anteriormente $467 \text{ kva} = 0.467 \text{ MVA}$

Tabla XXV. Proyección de la demanda en años

Año	demanda MVA
1	0.467
2	1.067
3	1.367
4	1.667
5	1.967
6	2.267
7	2.567
8	2.867
9	3.167
10	3.467
11	3.767
12	4.067
13	4.367
14	4.667
15	4.967
16	5.267
17	5.567
18	5.867
19	6.167
20	6.467

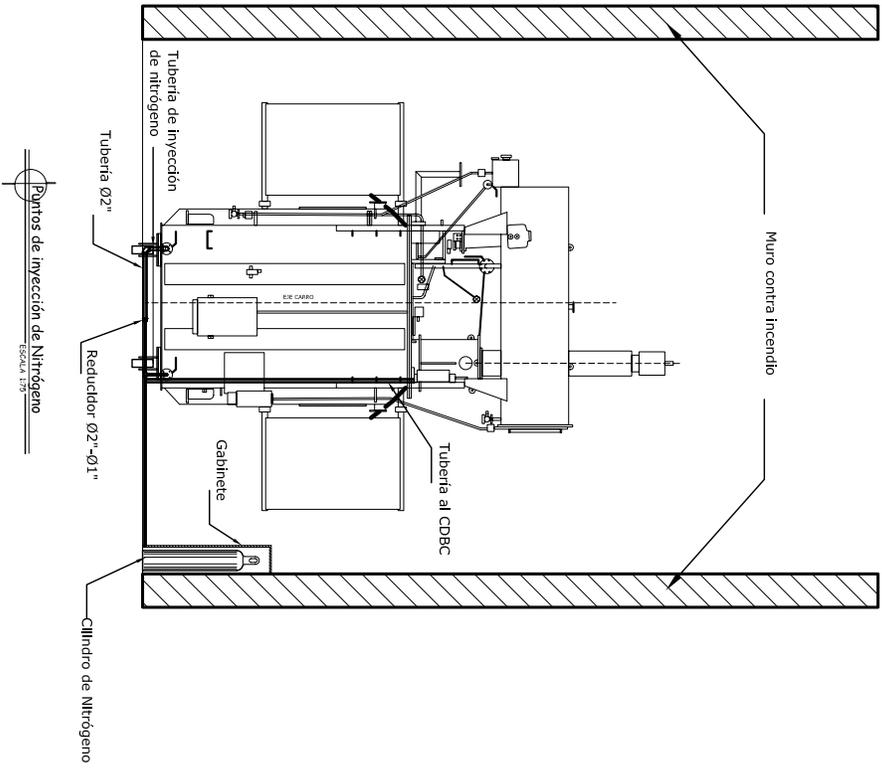
Fuente Elaboración Propia

Debido a nuestro estudio se puede observar que mas adecuado es colocar

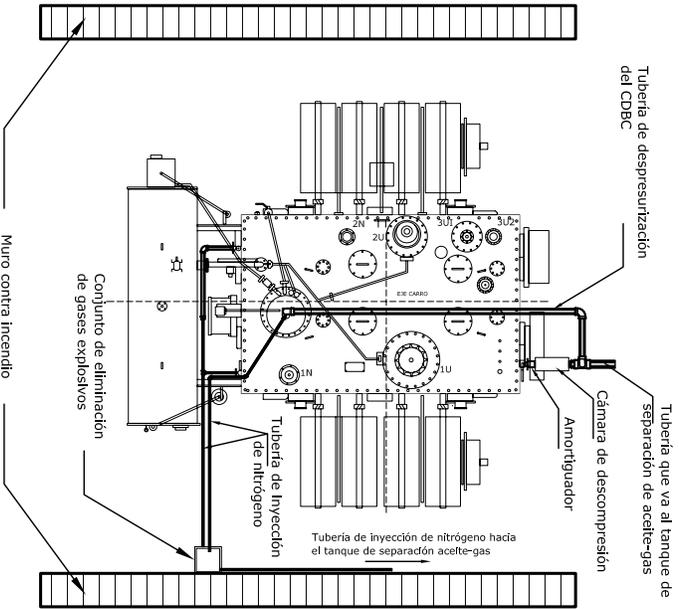
Opción (A) instalar un transformador de 10 MVA

Opción (B) instalar 2 transformadores 5MVA

La opción B es más adecuada, ya que permite un mantenimiento mientras el otro esta en operación y de distribuir las cargas uniformemente.

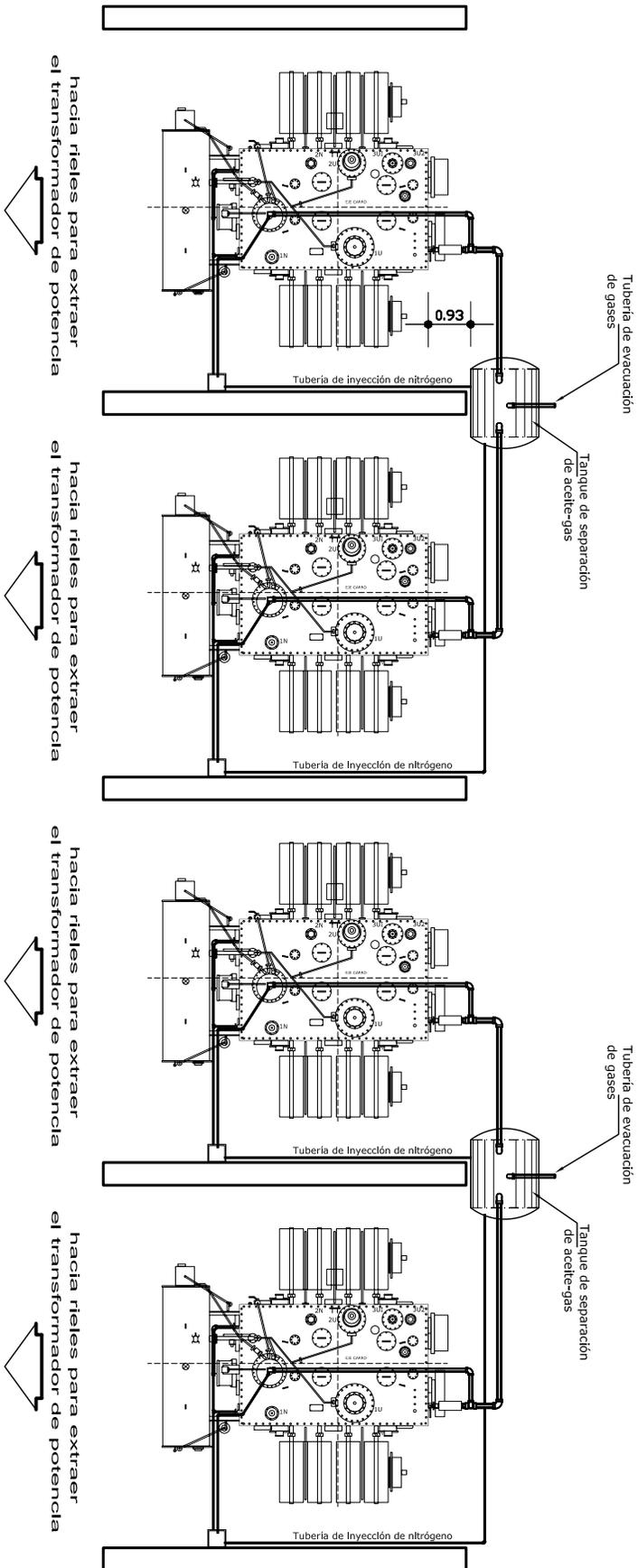


Puntos de inyección de Nitrógeno
 ESCALA 1:5

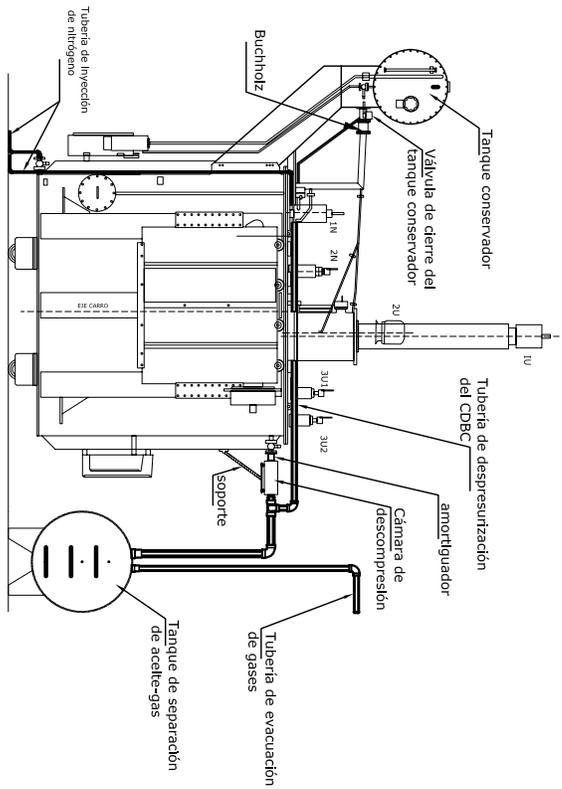


Vista superior de la instalación del transformador protector sólo en un transformador
 ESCALA 1:5

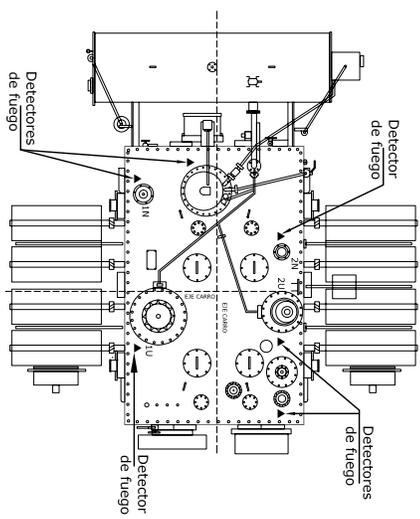
CONTENIDO: INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR PROTECTOR	
FUENTE: Plano de diseño de transformador de potencia de 50MVA marca ABB para Unión Fenosa	ESCALA: 1:75 2 4



CONTENIDO de la instalación del transformador protector en la subestación.		ESCALA:
CUANTE:	3	1:1.00
Plano de diseño de transformador de potencia de 50MVA marca ABB para Unión Fenosa		4



Conjunto de despresurización y tanque de separación aceite - gas
ESCALA 1/3



Ubicación de los detectores de fuego
ESCALA 1/3

CONTENIDO:		ESCALA:
LACERACIÓN DEL TRANSFORMADOR PROTECTOR		1:75
UBICACIÓN DE DETECTORES DE FUEGO		4
FUENTE:		4
Plano de diseño de transformador de potencia de 50MVA marca ABB para Unidad Ferrosa		4

ANEXO A. CARACTERÍSTICAS DE LAS PARTES Y LOS DIFERENTES TIPOS DE TRANSFORMADORES PROTECTORES

A.1 Función de la inyección de nitrógeno

El nitrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido. Se presenta en forma de moléculas diatómicas muy estables y con una gran inercia química, es decir que tiene la cualidad de permanecer en reposo o en movimiento cuando existe alguna fuerza externa que origine este movimiento, razón por la cual no reacciona a temperatura ambiente, solo reacciona a temperaturas elevadas. Ligeramente soluble con el agua.

Se emplea en la obtención de atmósferas inertes, para fines tanto industriales como de presurizante inerte.

La función que realiza el nitrógeno en el sistema del transformador protector es:

- Parar de inmediato la generación de gas explosivo.
- Evacuar el hidrógeno almacenado en las partes superiores del recipiente.
- Reemplazar el gas explosivo por una atmósfera de nitrógeno en el interior del recipiente.
- Evitar el contacto aire-aceite, presurizando ligeramente el transformador con nitrógeno.
- Reducir el daño causado por el gradiente de temperatura en las partes metálicas.
- Enfriar por completo al transformador al inyectar nitrógeno por 45 minutos.

A.2 Componentes del Transformador Protector

Los componentes del transformador protector, son los siguientes:

- a. Conjunto de despresurización
 - a.1 Conjunto de despresurización horizontal
 - a.2 Conjunto de despresurización vertical
 - a.3 Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga
 - a.3 Conjunto de despresurización para caja de cables
- b. Tanque de separación aceite-gas
- c. Conjunto de eliminación de gases explosivos
- d. Caja de control
- e. Válvula de cierre del tanque conservador

Otros componentes que también forman parte de la prevención de la explosión e incendio:

- Disco de ruptura
- Tubería de inyección de nitrógeno
- Válvula de aislamiento de aire
- Actuador eléctrico
- Detector de Fuego

A.2.1 Principio de funcionamiento del conjunto de despresurización

El conjunto de despresurización debe prevenir la explosión del transformador y del cambiador de derivaciones bajo carga (CDBC) debido a una fuerte sobrepresión. Cada conjunto de despresurización debe de incluir un disco de ruptura, que alivia la presión en milisegundos y una cámara de descompresión que favorece una rápida despresurización. El conjunto de despresurización debe ser calculado individualmente para cada transformador.

La relación entre el disco de ruptura y la cámara de despresurización, se debe a que el disco de ruptura se activa (abre), cuando se alcanza la presión de activación y libera el exceso de fluido al exterior de la cuba. Cuanto más fuerte es el gradiente de presión, más rápida será la abertura y más rápida la despresurización del transformador de potencia. Después de la activación del disco de ruptura la cámara de descompresión realiza la función de la evacuación de la mezcla aceite-gas, para evitar que se produzca un efecto de tapón cuando comienza la evacuación de mezclas y de origen a otro aumento de presión, también prevenir una eventual sobrepresión que puede aparecer después de la despresurización inicial cuando los gases continúan siendo producidos por la energía de falla.

El tiempo de abertura del disco de ruptura está comprendido entre 0.5 y 2.5 milisegundos, y su activación depende del gradiente de presión al cual han sido calibrado. Como el tiempo de operación del disco ruptura es pequeño hace una despresurización más rápida en el menor tiempo.

Los conjuntos de despresurización, no deben de permitir que el oxígeno entre en el tanque del transformador o en el CDBC, cuando los discos de ruptura de la prevención de explosión e incendio han sido activados.

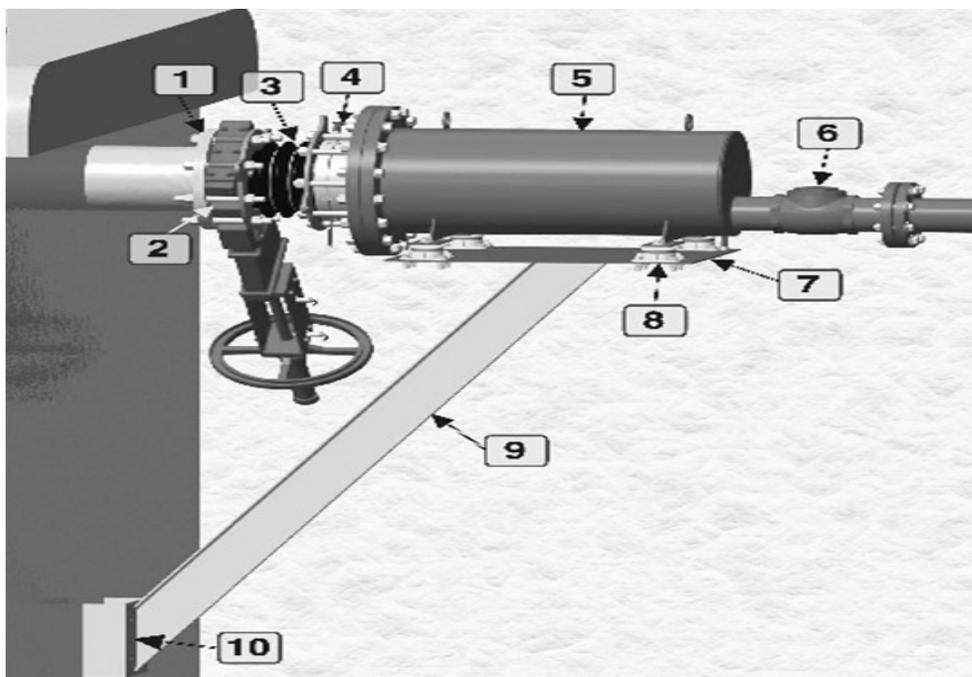
A.2.1.1 Conjunto de despresurización horizontal para transformadores

Se utiliza cuando el transformador dispone de bridas en las paredes laterales del transformador, sus elementos que lo integran son los siguientes:

1. Interfase del transformador
2. Válvula de aislamiento
3. Amortiguador
4. Disco de ruptura

5. Cámara de descompresión
6. Válvula de protección contra la onda de choque
7. Placa de soporte
8. Amortiguadores de vibraciones
9. Soporte
10. Pieza de fijación

Figura 33. Conjunto de despresurización horizontal para transformadores



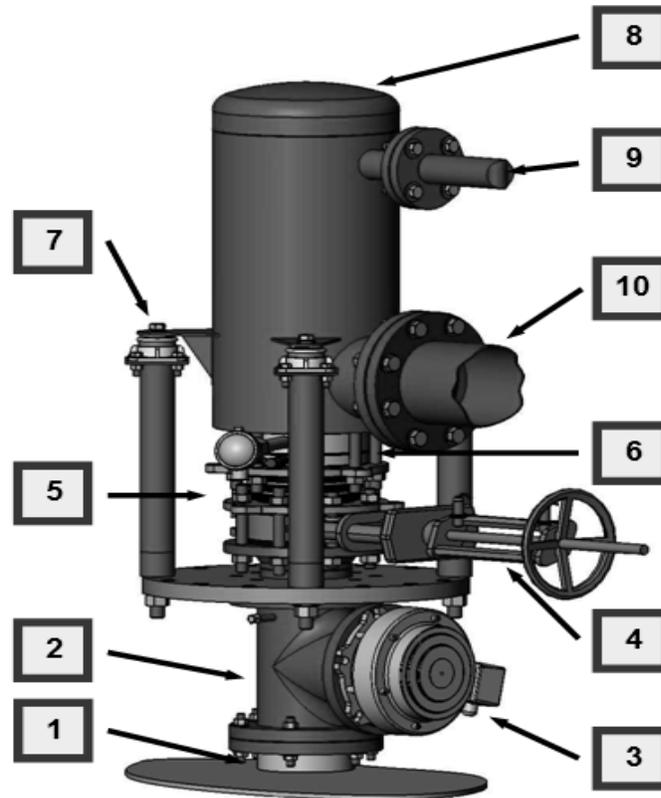
Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

A.2.1.2 Conjunto de despresurización vertical para transformadores

Si los tanques de los transformadores existentes no están equipados con una brida o una tapa en la parte lateral del transformador, el conjunto de despresurización es adaptado a la brida de la válvula de alivio de presión con una pieza T.

En este caso, la cámara de descompresión vertical es ligeramente diferente ya que contiene 2 tuberías: para los gases explosivos (9) y para el aceite (10).

Figura 34. Conjunto de despresurización vertical para transformadores



Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

Los elementos que lo integran son:

1. Interfaz del transformador
2. Pieza en T para conexión
3. Válvula de alivio de presión
4. Válvula de aislamiento
5. Amortiguador
6. Disco de ruptura

7. Amortiguador de vibraciones
8. Cámara de descompresión
9. Escape para los gases
10. Escape para el aceite

A.2.1.3 Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga

Por lo general, una falla en el CDBC o en los bushings puede extenderse hasta el tanque del transformador. Se aplica el mismo principio al utilizar el disco de ruptura con un detector de explosión integrado y la inyección de nitrógeno con el fin de detener la producción de gases explosivos.

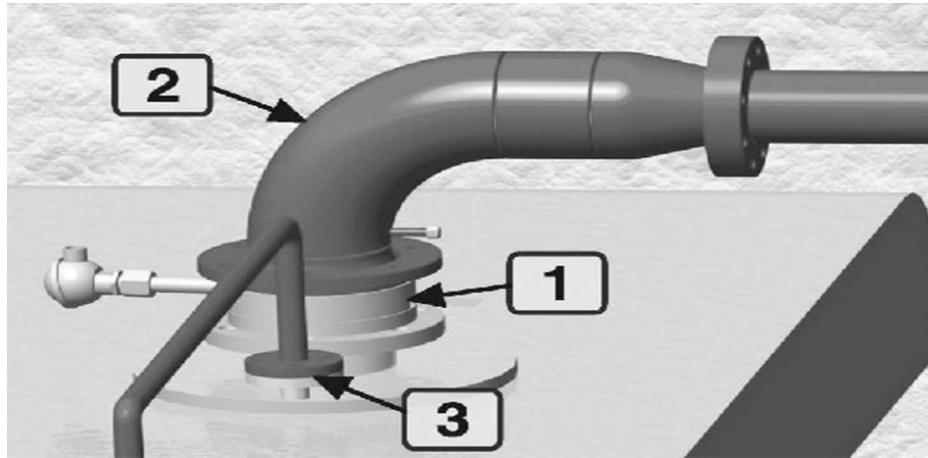
La extensión del sistema de prevención se realiza con la conexión de la tubería de despresurización del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga y Boquillas con el sistema de prevención de explosión e incendio del tanque.

Como se vio en el subcapítulo 1.1 que la mayor probabilidad de falla se da en el cambiador de derivaciones bajo carga en los transformadores de potencia. En la actualidad están protegidos con una válvula de alivio de presión, que no están calibrados y que no permiten canalizar el aceite durante una explosión. La tapa del CDBC se ve siempre expulsada y el aceite quemado se propaga sobre el transformador, suelo y equipo cercano, produciendo la expansión del incendio a toda la subestación.

Los elementos que integran el sistema de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga son:

1. Disco de ruptura
2. Codo de 6" para el conjunto de despresurización
3. Inyección de nitrógeno

Figura 35. Conjunto de despresurización del cambiador de derivaciones bajo carga



Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

Después de sufrir una sobrepresión interna, el disco de ruptura despresuriza el CDBC. Y después el aceite fluye del CDBC a través del codo, hacia el conjunto de separación Aceite-Gases.

A.2.1.4 Conjunto de despresurización para caja de cables de aceite

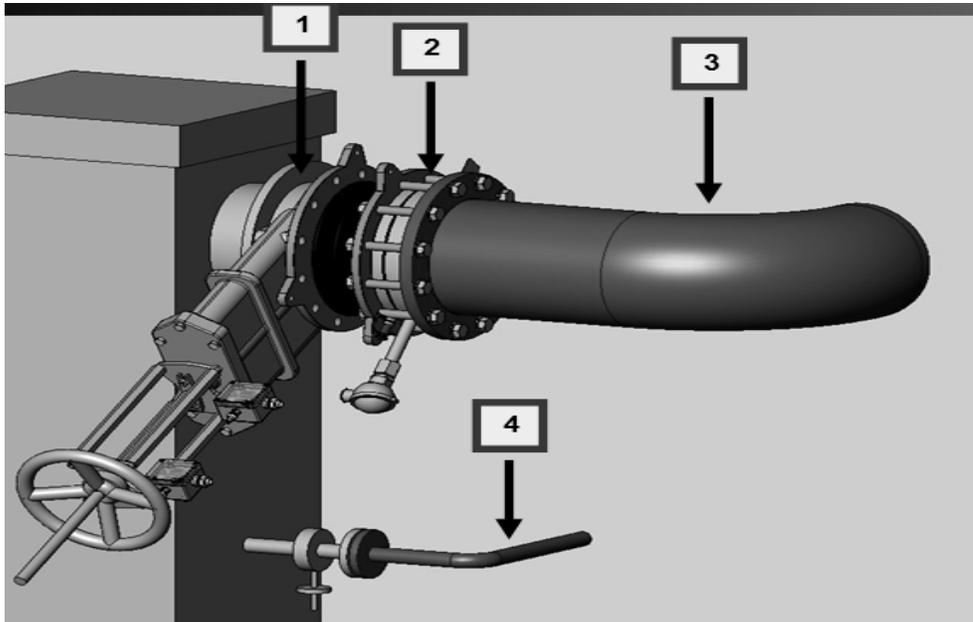
Para proteger la caja de cables de aceite, se necesitan 2 bridas para adaptar el transformador protector, una para despresurizar la caja de cables del aceite (3), la otra para inyecta el nitrógeno que elimina los gases explosivos (4).

Esta parte del transformador nunca está protegida contra la explosión, ya que no están equipadas con elementos para aliviar la presión.

Los elementos del conjunto de despresurización para caja de cables del aceite son:

1. Válvula de aislamiento manual
2. Disco de ruptura con indicador de apertura integrado
3. Tubería de drenado de aceite
4. Tubería de inyección de flujo de eliminación de gases explosivos

Figura 36. Conjunto de despresurización para caja de cables de aceite



Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

A.2.2 Tanque de separación aceite-gases (TSAG)

El tanque de separación de aceite-gases recoge el aceite que queda en el fondo y canaliza los gases del aceite hacia un área remota donde pueden quemarse sin peligro.

Su principio de funcionamiento se describe según el orden de los incisos siguientes:

1. El TSAG recoge la mezcla despresurizada de aceite y gases auto inflamables.
2. Luego separa los gases del aceite, y la mezcla de gases es conducida a través de la tubería de evacuación de gases (2) hacia una área alejada.

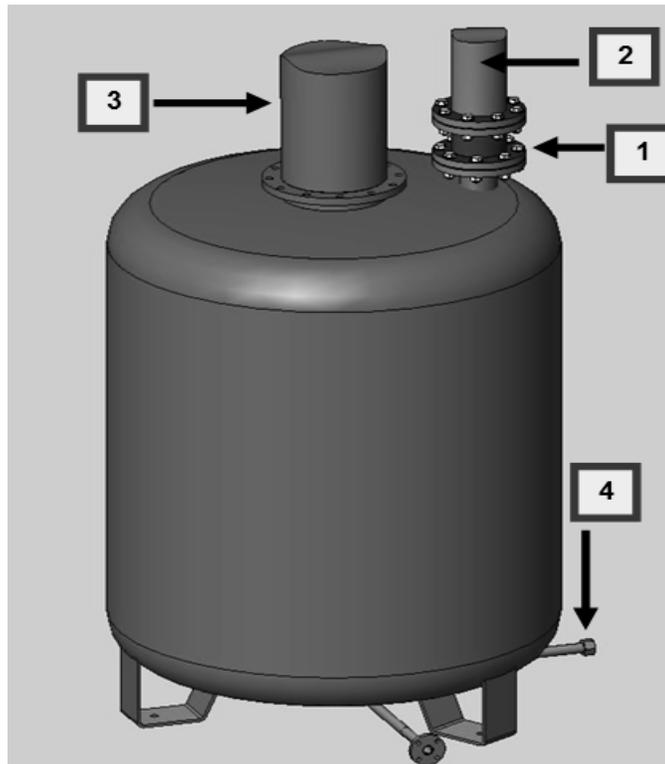
El TSAG puede ser utilizado por varios transformadores, cuando no estén muy alejados los unos de los otros.

Los elementos que integran el tanque de separación de aceite-gases son:

1. Válvula antirretorno

2. Tubería de evacuación de gases hacia área alejada
3. Tubería de drenaje de la cámara de descompresión
4. Inyección de nitrógeno al TSGA

Figura 37. Tanque de separación de aceite-gases



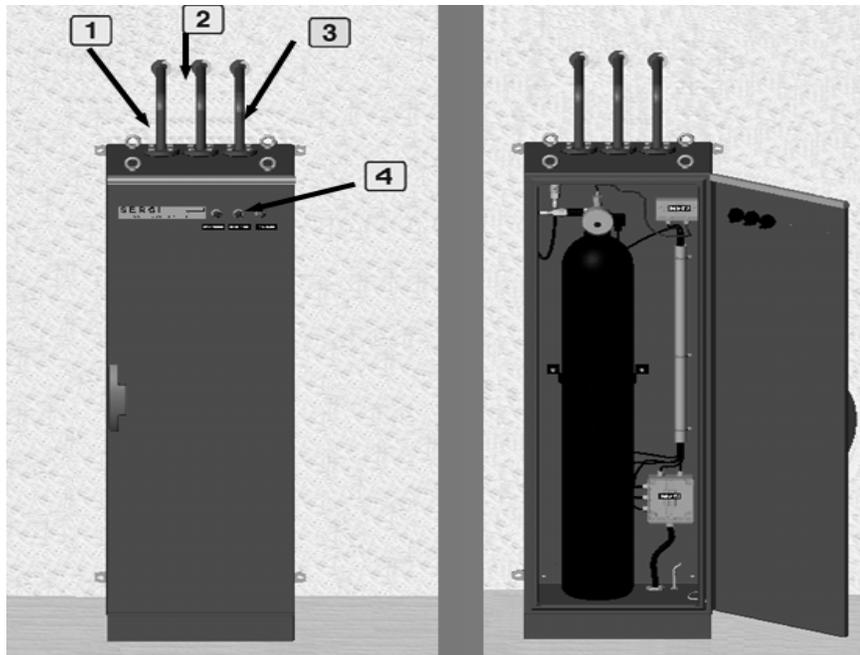
Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

A.2.3 Conjunto de eliminación de gases explosivos

Este conjunto crea un ambiente seguro mediante la inyección de nitrógeno N₂, dentro de la cuba del transformador justo después del proceso de despresurización.

El número de puntos de inyección de N₂ depende del tamaño y potencia del transformador.

Figura 38. Conjunto de eliminación de gases explosivos



Tomado SERGI Transformer Protector, referencia FTPhcB010e fecha 12/10/05

Su principio de funcionamiento es el siguiente:

1. Crea un ambiente seguro dentro del transformador, CDBC y boquillas mediante la inyección de un fuerte flujo de nitrógeno.
2. El conjunto de eliminación de gases explosivos puede tener múltiples salidas de nitrógeno.
 - 2.a Cada salida es diseñada para proporcionar un flujo diferente de nitrógeno.
 - 2.b Cada salida puede ser dividida para permitir múltiples puntos de inyección.
3. Cada salida está diseñada para proporcionar un caudal de nitrógeno distinto y puede ser ramificada para proporcionar múltiples puntos de inyección.

Los elementos que constituyen el conjunto de eliminación de gases explosivos son:

1. Salida hacia el tanque del transformador
2. Salida hacia CDBC o caja de cables

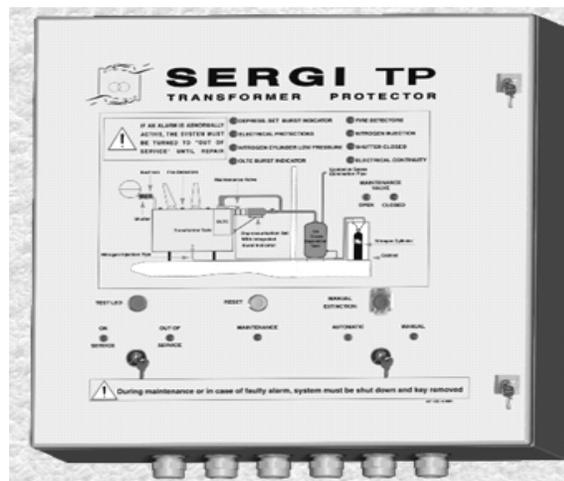
3. Salidas hacia el TSAG
4. Bombillas EN/Fuera de servicio

A.2.4 Caja de control

La caja de control proporciona una visualización, del estado actual de los componentes del transformador protector y nos indicará si está en funcionamiento o no, como también si el transformador de potencia está trabajando correctamente y no existe ninguna falla presente.

- La caja de control se sitúa en el cuarto de control
- Asegura la lógica del sistema
- Está conectada a las protecciones del transformador, detectores de fuego, válvula de aislamiento, válvula de cierre del conservador, disco de ruptura y gabinete.

Figura 39. Caja de control

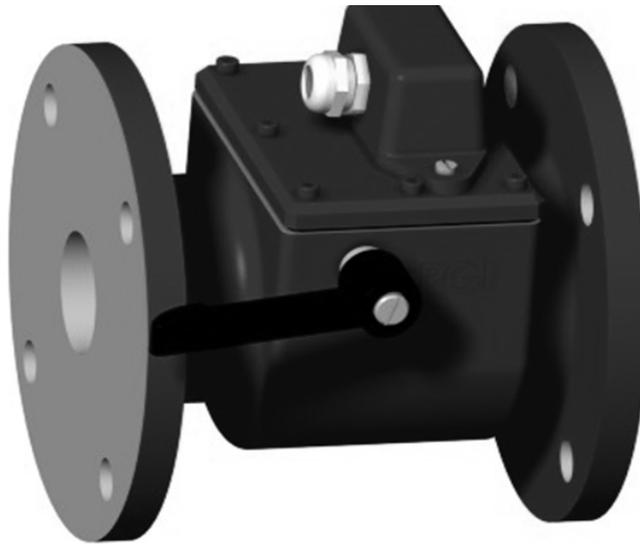


Tomado de Sergi Referencia fTPhcb01 de fecha 12/10/05

A.3.6.5 Válvula de cierre del conservador

En caso de ruptura del tanque del transformador o de alguna tubería, se creará un flujo de aceite, sin la válvula de cierre del conservador (fabricada por Sergi), habrá derrame del volumen total del aceite, alimentado posiblemente el fuego. La válvula de cierre del conservador está diseñada para cerrarse cuando el flujo de aceite alcance un valor crítico, evitando el derrame del aceite. El cierre de la válvula puede ser también controlado.

Figura 40. Válvula de cierre del conservador



Tomado SERGI Transformer Protector, referencia fTPhcB010e fecha 12/10/05

La válvula de cierre del conservador evita el drenaje del tanque conservador, se cierra automáticamente al detectar un flujo de aceite inusual. Esto evita sobredimensionar el tanque de separación de aceite-gases.

A.3 Tipos de transformadores protectores

Los diferentes tipos de transformadores protectores nos permitirán entender su área de aplicación. Logrando una despresurización del tanque, evitar el contacto entre el aire y los gases explosivos, separar los gases del aceite, canalizar los gases del área del transformador a un área remota, eliminar gases explosivos.

Los tipos de transformadores son los siguientes los cuales vienen con sus iniciales en inglés:

- MTP for medium transformer protector (transformador protector mediano).
- STP for small transformer protector (transformadores protectores pequeños utilizados para protección de la cuba del transformadores de potencia de 0.1 a 3 MVA).
- STPA for small transformer protector (transformadores protectores pequeños utilizados para la protección de la cuba y cambiador de derivaciones bajo carga).
- LTP for large transformer protector (transformadores protectores grandes utilizados para la protección de la cuba del transformador de potencia).
- LTPA for large transformer protector (transformadores protectores grandes utilizados para la protección de la cuba y cambiador de derivaciones bajo carga).
- LTPB for large transformer protector (transformadores protectores grandes utilizados para la protección de la cuba y caja de cables del aceite).
- LTPAB for large transformer protector (transformadores protectores grandes utilizados para la protección de la cuba, cambiador de derivaciones bajo carga y caja de cables del aceite).

La letra A es la aplicación para cambiadores de derivaciones bajo carga, la letra B es la aplicación para caja de cables y aceite de los bushing, y cuando se combina las letras AB es la protección completa del transformador.

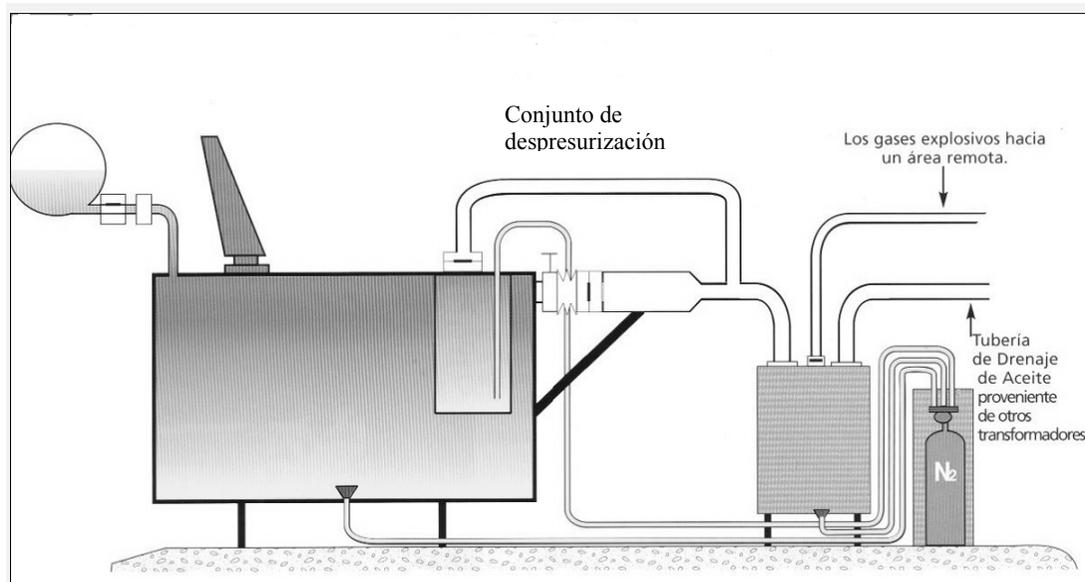
El diseño STP es utilizado para transformadores pequeños, el tipo MTP es utilizado en la protección de transformadores que se encuentran en interior de un edificio, y el tipo LTP se utiliza para la protección de transformadores que se encuentra a la intemperie.

A continuación se explicará el área de aplicación de cada tipo de transformador protector, como también su diseño.

A.3.1 Transformador protector tipo MTP, usado para la protección del tanque de transformadores en interiores y superiores a 3 MVA

A.3.1.1 Diseño MTP

Figura 41. Diseño del transformador protector tipo MTP



Tomado folleto transformador protector la única solución contra la explosión de transformadores. referencia fTPq14e. pp 8

A.3.1.2 Aplicaciones

Para todo transformador de 3 a 1000 MVA o superior como:

- Centrales.
- Subestaciones ubicadas en exteriores y cerca de construcciones u oficinas, cuando no están equipadas con conductores de colección de aceites, ni fosas de almacenamiento de aceite.
- Plantas industriales con alto riesgo de explosión (refinerías, plataformas, minas).
- Subestaciones subterráneas.
- Áreas ecológicamente sensibles.

A.3.2 Transformador protector tipo STP, usado para transformadores de distribución y transformadores de baja potencia.

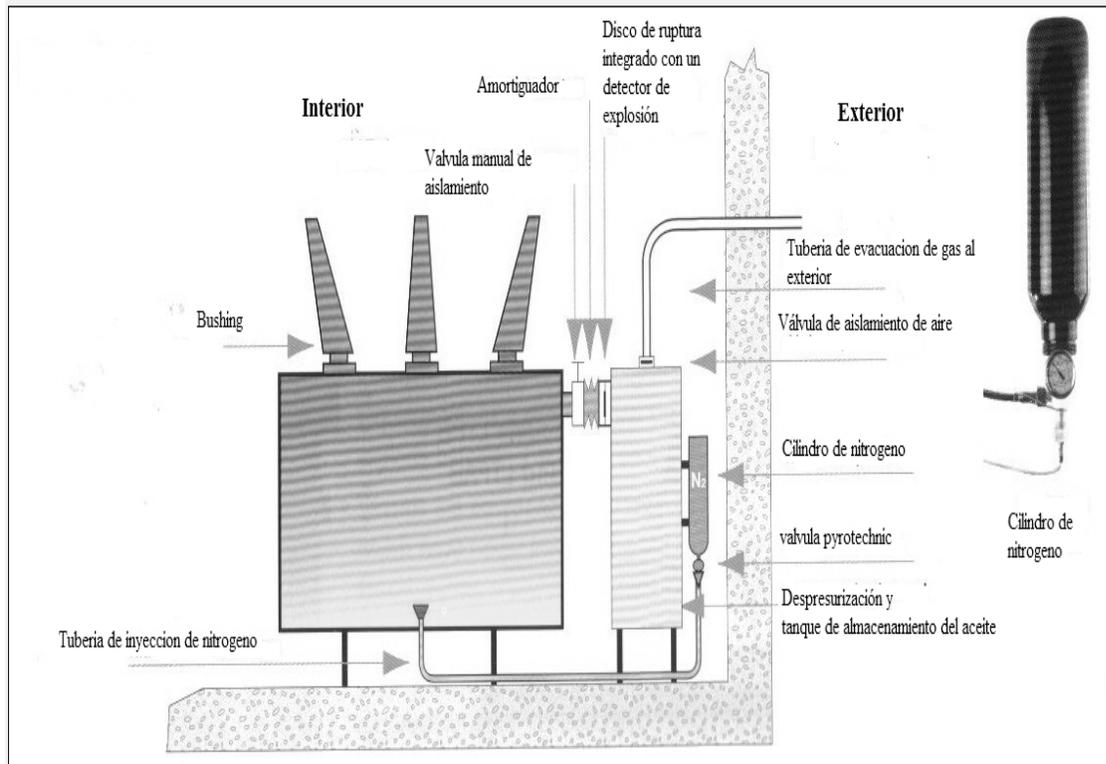
A.3.2.1 Diferencia con el MTP

El STP sólo protege transformadores pequeños. Esta es la razón por la cual el tanque de separación de aceite-gases es utilizado como una cámara de descompresión llamada tanque de despresurización.

Además, no hay válvula de aislamiento, amortiguador ni válvula de cierre del conservador cuando el transformador no tiene conservador.

A.3.2.2 Diseño STP

Figura 42. Diseño del transformador protector tipo STP



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp. 8

A.3.2.3 Aplicaciones

Para transformadores pequeños a partir de 0.1 a 3 MVA como:

- Edificios residenciales y de oficinas, torres.
- Escuela, hoteles, aeropuertos, hospitales.
- Subestaciones subterráneas.
- Plantas industriales con alto riesgo de explosión (refinerías, plataformas, minas).

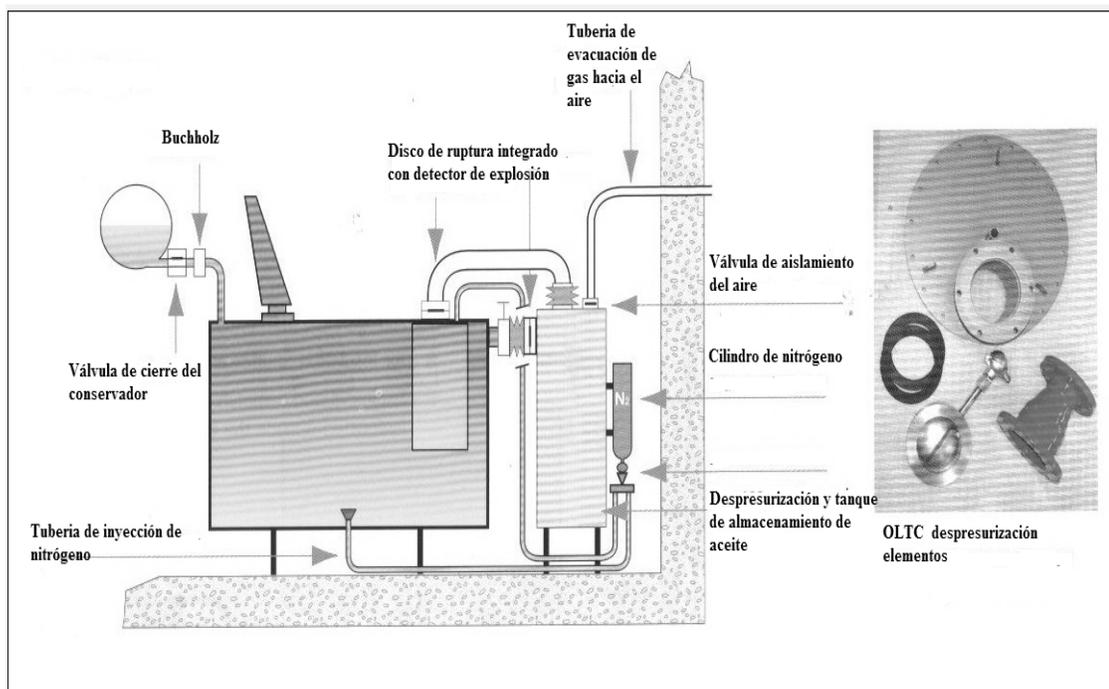
- Subestaciones de alimentación de redes ferroviarias.
- Áreas ecológicamente sensibles.

A.3.3 Transformador protector tipo STPA, usado para la protección de transformadores y del cambiador de derivaciones bajo carga.

La aplicación del transformador protector tipo STPA, es igual a la que tiene el transformador protector tipo LTPA, que se explica más adelante.

A.3.3.1 Diseño STPA

Figura 43. Diseño del transformador protector tipo STPA



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp. 10

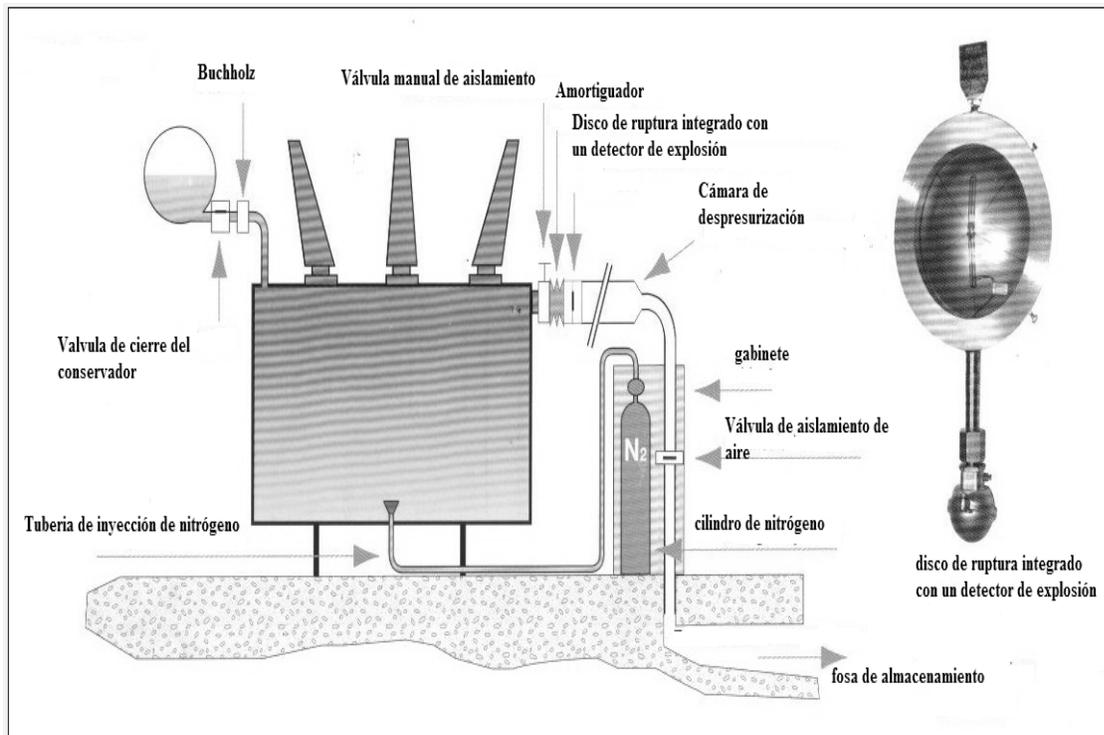
A.3.4 Transformador protector tipo LTP, usado para la protección de transformadores desde 5 MVA.

A.3.4.1 Aplicaciones

- El modelo LTP es usado para todo tipo de transformadores de medio y alto voltaje.
- Usado para transformadores elevadores o reductores.
- Transformadores de interconexión.
- Reactores en derivación.
- Autotransformadores.
- Transformadores especiales (horno, etc).

A.3.4.2 Diseño LTP

Figura 44. Diseño del transformador protector tipo LTP

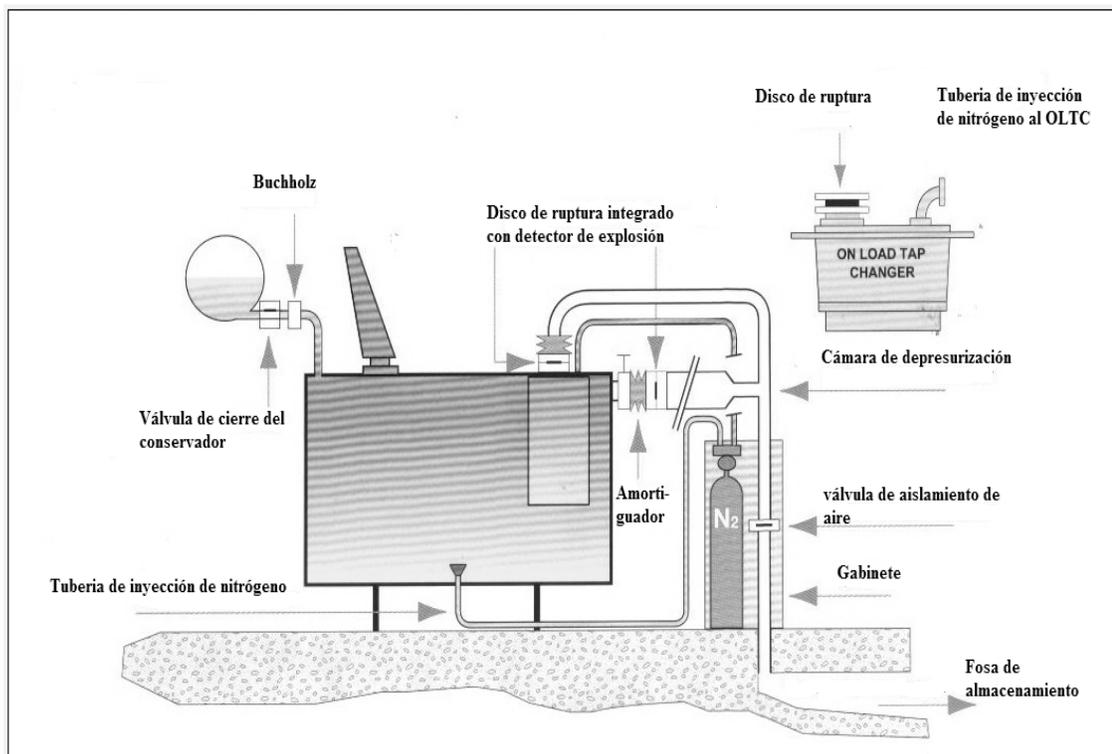


Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp 12

A.3.5 Transformador protector tipo LTPA, usado para la protección de transformadores desde 5 MVA, y del CDBC.

A.3.5.1 Diseño LTPA

Figura 45. Diseño del transformador protector tipo LTPA



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp. 14

A.3.5.2 Aplicaciones

El cambiador de derivaciones bajo carga (CDBC) tiene alta probabilidad de fallas en el transformador. Por consiguiente, la protección del CDBC es de suma importancia.

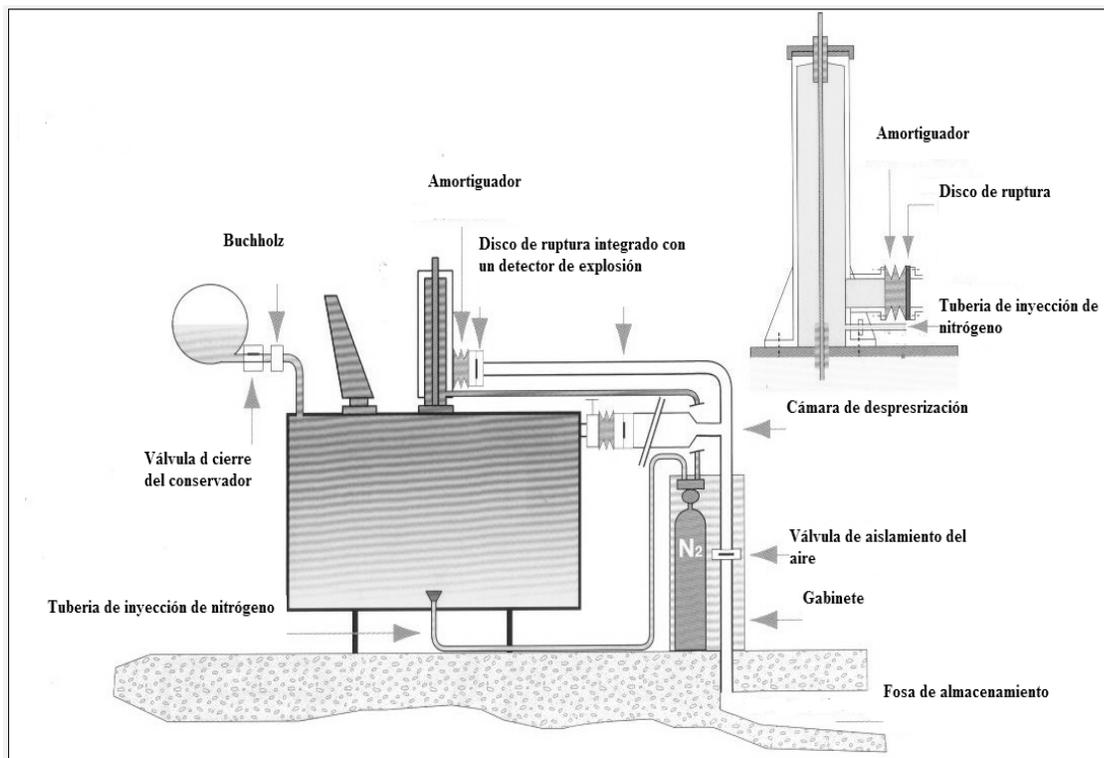
La experiencia muestra que con tan solo 200 litros de aceite en llamas provenientes de un cambiador de derivaciones bajo carga han producido la destrucción de una subestación completa.

Cuando los CDDB no están conectados al transformador protector, están protegidos de la sobrepresión con un diafragma o una válvula de alivio de presión, que no están calibrados y que no permiten canalizar el aceite durante una explosión. La tapa del CDDB siempre se ve expulsada y el aceite quemado se propaga, produciendo un incendio en toda la subestación. Se protege el CDDB para tener una protección global del transformador de potencia.

A.3.6 Transformador protector tipo LTPB, usado para la protección de transformadores desde 5 MVA, bushing y caja de cables

A.3.6.1 Diseño LTPB

Figura 46. Diseño del transformador protector tipo LTPB



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTp04a. pp. 16

A.3.6.2 Aplicaciones

La caja de cables y el aceite de los bushing tienen alta probabilidad de falla en transformadores.

La experiencia muestra que solamente 1 metro cúbico de aceite quemado desde la caja de cables o incluso 50 litros de 1 bushing pueden destruir una subestación completa.

El aceite de la caja de cables o el aceite del bushing normalmente no están protegidos contra explosión.

Por consiguiente, el aceite quemado es a menudo tirado sobre el transformador o sobre el piso, que provoca la extensión del fuego.

A.3.7 Transformador protector tipo LTPAB, usado para la protección del CDBC, bushing y caja de cables

A.3.7.1 Aplicaciones

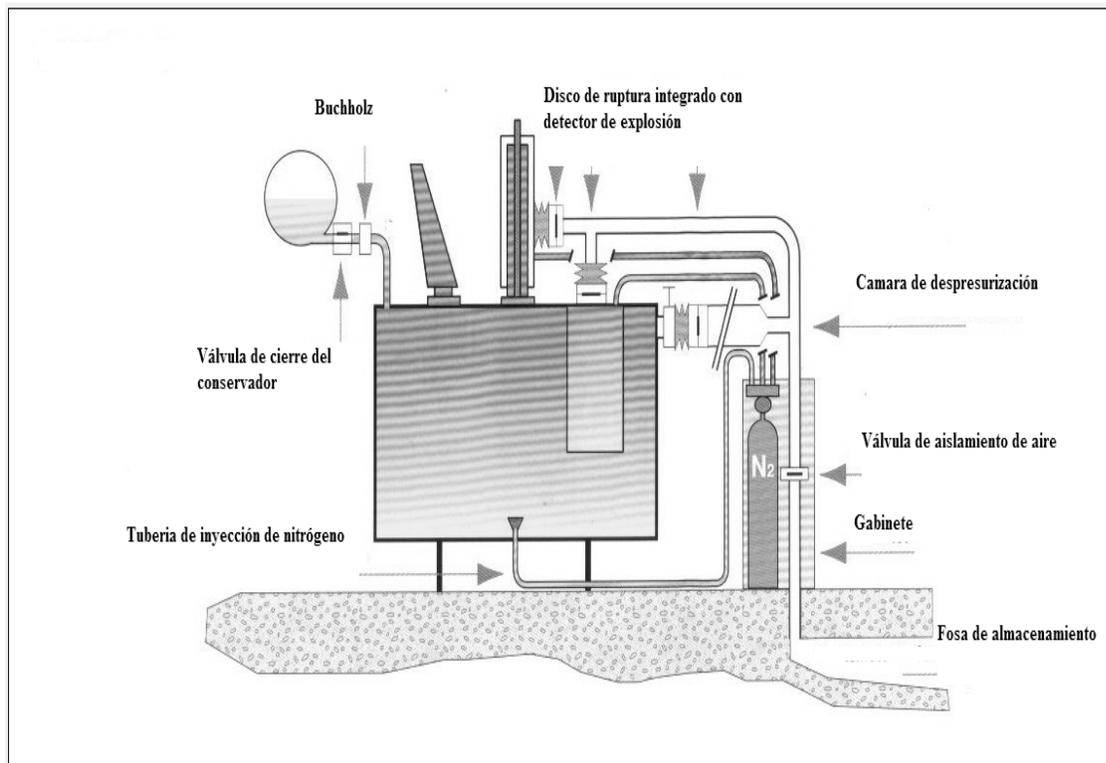
La protección del transformador, tipo LTPAB, protege todas las partes de los transformadores de potencia, contra la sobrepresión y fuego. Como se ha mencionado anteriormente la caja de cables de aceite no están protegidos con equipos para aliviar la sobrepresión, igual los bushing no están protegidos con dispositivos de alivio de presión. Esta deficiencia se soluciona con este tipo de transformador protector.

El aceite en la caja de cables, bushing y cambiador de derivaciones bajo carga tienen una alta probabilidad de falla en los transformadores. Para tener una referencia en el subcapítulo 1 se presentan estadísticas de estas fallas.

La experiencia muestra que solamente 50 litros de CDBC aceite (quemado o calentado) pueden destruir completamente la subestación.

A.3.7.2 Diseño LTPAB

Figura 47. Diseño del transformador protector tipo LTPAB



Tomado del folleto Transformer, OLTC, oil cable boxes, oil bushings explosion prevention and fire, Sergi Transformer Protector. referencia cdTPTTPp04a. pp 18

A.3.8 Ventajas de los transformadores protectores

Las ventajas que presenta el transformador protector se basan en su diseño, en la fiabilidad y en el costo económico. Sus ventajas son las siguientes:

- Despresurización instantánea.

- No requiere ningún actuador.
- Fácil de adaptar en transformadores existentes equipados con válvula de alivio de presión.
- Aumenta la seguridad del personal de la planta y el edificio.
- Colocación de un tanque de separación aceite-gas independiente.
- Compacto, y adaptable al transformador de potencia.
- La mezcla del aceite/gas inflamable y explosiva es evacuada a un área remota.
- Crea un ambiente seguro.
- Seguro y más eficiente que los aceites sintéticos.
- El transformador dañado puede repararse.
- El precio es competitivo, no necesita mucho mantenimiento.
- Sólo requiere de inyección de nitrógeno.

A.3.8 Comparación del Transformador protector con el sistema de agua Presurizada

La comparación del transformador protector y del sistema de agua presurizada se hace desde el punto de vista del diseño, de la fiabilidad y del costo económico.

El sistema de agua presurizada se pone en marcha con la fundición de captadores de temperatura cuando el transformador alcanza el punto de inflamación del aceite (140 °C). La puesta en marcha de este sistema es más lenta que el sistema con captadores de presión.

El incendio se extiende durante unos 30 segundos por fuera del transformador (tras la explosión), antes de que el sistema de agua presurizada se inicie, mientras que la inyección de nitrógeno del sistema del transformador protector contra la explosión y el incendio, se desencadena en un tiempo máximo de de 3 segundos.

Desde el punto de vista de costos, el sistema de agua presurizada necesita más preparación, los costos son elevados debido al tiempo utilizado para instalarlo, se necesita de más materiales. En cambio la instalación del sistema del transformador protector es sencilla. El precio del transformador protector es menor debido a la simplicidad en su concepción y fabricación (suele costar aproximadamente la mitad del precio del sistema con agua presurizada).

En cuanto al mantenimiento, el transformador protector, éste se hace por medio de una sencilla verificación y una prueba de los principales elementos (efectuado durante el mantenimiento del transformador y que no dura más de 8 horas), asegura el buen funcionamiento del sistema de protección, lo cual resulta en bajos costos de mantenimiento. En cambio con el sistema de agua pulverizada sus costos de mantenimiento son elevados.

Desde del punto de fiabilidad el transformador protector sólo requiere de inyección de nitrógeno tras un breve alivio de la presión por debajo del transformador de potencia. Mientras el sistema de agua pulverizada requiere de una reserva de agua y de una cantidad de gas presurizado.

A.3.10 Combinación del transformador protector y el sistema de agua presurizada

Algunos de los aspectos a considerar antes de realizar una instalación de ambos sistemas son los siguientes:

- El transformador, el lugar, y si las condiciones actuales permiten realizar este tipo de combinación y/o adaptación.
- Aclarar que ambos sistemas son independientes tanto en diseño, construcción e instalación.

- Si se requiere que el funcionamiento de ambos sistemas actúen simultáneamente o no.
- El mantenimiento que ambos requieran puede ser visual o no. Es decir si es visual solo se revisaran que los equipos estén en buenas condiciones superficialmente, si no se procederá a realizar un mantenimiento más exhaustivo.
- El costo de inversión vs la durabilidad de ambos y en cuántas unidades se podrían hacer.

A.3.11 Ubicación del Transformador

Dependiendo de la ubicación del transformador, los gases explosivos e inflamables deben ser separados del aceite, para ser evacuados y quemados en un área remota, en caso que los transformadores estén ubicados:

- Dentro de edificios.
- En exteriores, o en entornos ecológicamente sensibles.
- En exteriores, o en una planta que no cuente con una fosa remota de aceite.

Dependiendo de la potencia del transformador, la prevención de explosión e incendio debe incluir alternativamente:

De 0.1 a 5 MVA, un tanque de despresurización y separación aceite-gas.

De 5 a 1000 MVA o más, un tanque de separación de aceite gas.

Aunque las plantas exteriores estén equipadas con una fosa de almacenamiento, se recomienda el uso de un tanque de separación de aceite-gas por las siguientes razones:

- Si existe una fosa de almacenamiento, ésta se encuentra bajo el tanque del transformador.

- Las mezclas del aceite-gas quemadas y evacuadas permanecen cerca del transformador, o de las instalaciones eléctricas lo cual sería muy peligroso debido a la dificultad de extinguir el fuego.

ANEXO B. PRINCIPIO DE DISEÑO Y ADAPTACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR PROTECTOR

Los componentes del transformador protector que se instalan al transformador de potencia, dependen de las características del mismo y de su ubicación. Como también de la potencia y la cantidad de aceite son factores determinantes para la instalación de los componentes del transformador protector.

Para los transformadores existentes, el transformador protector se puede adaptar fácilmente sin perforar el tanque, utilizando únicamente las interfaces existentes.

Para la adaptación del conjunto de despresurización se puede usar tapas de registro superiores y laterales, la válvula de alivio de presión y válvulas existentes.

El transformador protector puede ser adaptado a la tapa del transformador utilizando un conjunto de despresurización vertical:

- El transformador protector puede ser adaptado a la tapa del transformador reemplazando la válvula de alivio de presión por una pieza en T e instalando un conjunto de despresurización vertical.
- Cualquier brida de mantenimiento disponible en el transformador puede ser usada como base para la adaptación de un conjunto de despresurización vertical u horizontal.

Para instalar la tubería de inyección de nitrógeno, se puede usar las válvulas existentes para muestras de aceite y drenado.

Para los transformadores nuevos se debe de verificar si contienen las interfaces necesarias para equipar el tanque del transformador. Las condiciones principales para la adaptación a las interfaces, que los transformadores de potencia nuevos deben de tener son las siguientes:

- Una o varias válvulas para la inyección del nitrógeno, localizadas en la parte inferior del transformador.
- Un soporte para el conjunto de despresurización.
- Una brida, en la tapa del transformador, si las distancias eléctricas de alto voltaje lo permiten, o en la parte lateral del tanque, 20 cm bajo la tapa del transformador. Su diámetro varía de acuerdo al conjunto de despresurización seleccionado según las características del transformador. En algunos casos se podría requerir de dos bridas de cada lado.

B.1 Organización de la instalación del transformador protector

Para poder reducir el tiempo de trabajo en el transformador de potencia, es posible iniciar éste mientras el transformador está en servicio. Se realiza con la debida coordinación con el objetivo, que cuando el transformador está fuera de servicio el tiempo para conectar los componentes restantes se reduzca.

Mientras el transformador de potencia está en servicio se pueden efectuar las siguientes tareas:

- Instalar el tanque de separación de aceite-gas.
- Instalar el gabinete del transformador protector cerca del transformador.
- Instalar la caja de control en el cuarto de control.

- Se realizan conexiones entre la caja de control y la caja de conexiones del transformador de potencia.
- Se preparan los cables para la conexión entre el gabinete (conjunto de eliminación de gases explosivos) y la caja de control.
- Si es posible preparar la tubería de evacuación de gas explosivo.

Una vez lo anterior se ha realizado, el transformador de potencia puede desconectarse para poder terminar la conexión del transformador protector. El tiempo utilizado por un electricista y un soldador para instalar el transformador protector es de una semana.

B.2 Transformador de potencia fuera de servicio

Si la preparación del trabajo ha sido llevada a cabo correctamente, 60 horas son necesarias para conexiones mecánicas, eléctricas, pruebas y puesta en servicio, ésto es suficiente para instalar resto de dispositivos del transformador protector.

Cuando el transformador ya está fuera de servicio se debe de efectuar las siguientes tareas:

- Aislar el conservador cerrando la válvula en la tubería del conservador localizada entre el conservador y el relevador Buchholz (esta válvula es proporcionada).
- Aislar el transformador cerrando la válvula de la tubería del conservador localizada en medio de el buchholz y el transformador (esta válvula es proporcionada).
- Vaciar la tubería entre el tanque conservador y el transformador en un recipiente.
- Desmontar la tubería y adaptar la válvula del conservador.
- Reinstalar la tubería.
- Desmontar registros o válvula de alivio de presión y conectar juego de despresurización en la brida (si es necesario).

- Unir e instalar los detectores de fuego sobre la tapa del transformador. Los detectores de fuego forman parte del sistema del transformador protector.
- Conectar la válvula de aislamiento y colocar en su posición los sensores, el indicador de explosión del disco de ruptura, detección de fuego y válvula del conservador, a la caja de conexiones del transformador protector.

B.3 Trabajos adicionales para la adaptación de transformadores protectores

En el 95% de los casos, el transformador protector puede ser adaptado sobre los transformadores de potencia existentes sin ningún problema. En algunos casos, la adaptación se puede hacer solamente con un trabajo extra sobre el transformador de potencia.

Antes de cualquier operación de perforación, o cambio en el transformador se recomienda preguntar a Sergi o al fabricante del transformador de potencia para estudiar la modificación. Ahora, estas modificaciones requieren medidas especiales de operación, herramientas y personal calificado.

Por lo general deberá seguirse el siguiente procedimiento:

- a. El transformador debe ser consignado para trabajo, el aceite se extrae y se almacena cuando se realiza alguna perforación sobre la cuba del transformador.
- b. Antes de perforar, el grosor del tanque del transformador debe ser precisamente medido por un equipo de ultrasonido, medidor de espesores.
- c. Perforación del tanque del transformador: el objetivo principal es mantener un 1 mm antes de la perforación total, para prevenir que cualquier viruta de metal pueda caer y quedarse dentro del tanque del transformador como se muestra en la figura 26.

En el proceso de perforación debe disponerse de las herramientas (calibrador de profundidad, etc.) necesarias para controlar la profundidad de la perforación del recipiente.

La parte A debe soldarse sobre el tanque para poder preparar la herramienta de perforación y hacer un agujero circular. La profundidad debe controlarse a lo largo del proceso, con el objetivo de mantener 1 mm de material (ver figura 48).

La parte cortada debe retirarse con un extractor hidráulico o manual. Un espejo puede usarse para verificar el agujero dentro del transformador. Un imán (o unidad magnética), también puede usarse para limpiar cualquier viruta de metal que haya entrado en el recipiente.

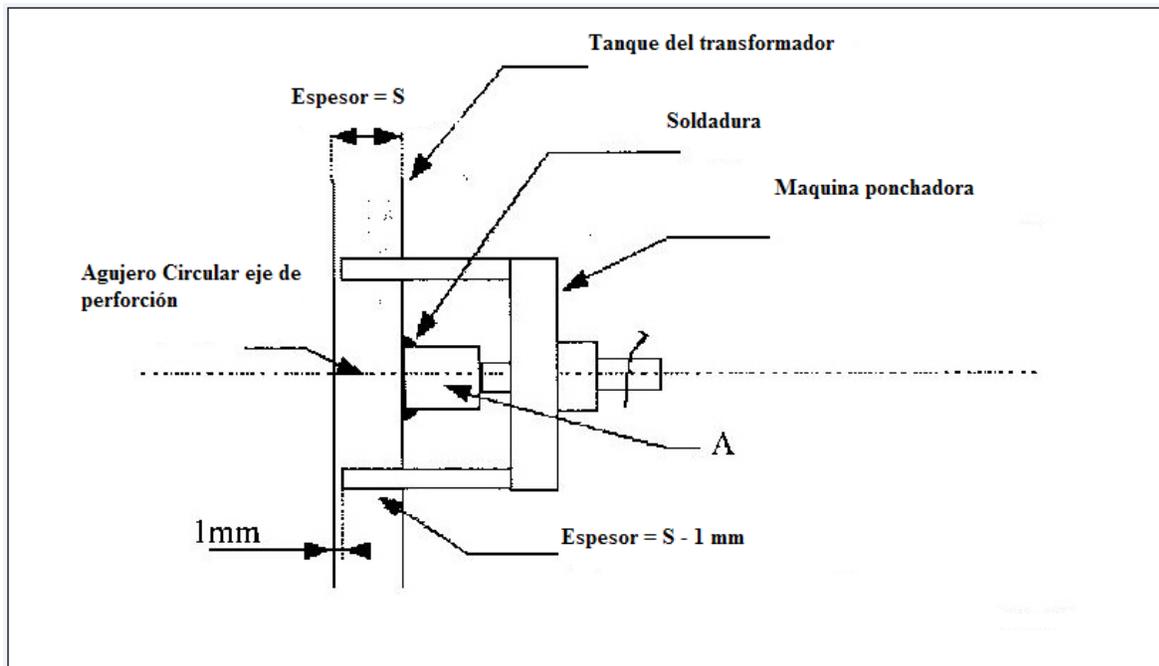
d. Conexiones:

Una vez el agujero es perforado, se debe seguir con las conexiones del equipo siguiente:

- Disco de ruptura de medida correcta para el juego de despresurización.
- Válvula de aislamiento para un tubo de inyección.

Para cada conexión mecánica se deben de realizar los pasos anteriores. Puede ser recambiado el aceite del transformador y conectado al sistema si el procedimiento se ha seguido. El aceite no se pierde cuando se extrae, se almacena y se trata para que no absorba humedad. Sólo que existan ciertas características en el aceite que hagan que no se pueda utilizar de nuevo, como un alto grado de contaminación, entonces es necesario cambiarlo.

Figura 48. Herramienta de perforación para el tanque del transformador



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 37

B.4 Juego de despresurización

El diámetro del conjunto de despresurización debe ser calculado de manera individual para cada tipo de transformador de potencia. La Función del sistema del conjunto de despresurización es evitar que el transformador y CDBC exploten por una sobrepresión.

B.4.1 Para transformadores protectores tipo MTPA Y MTAB

Los transformadores protectores tipos MTPA y MTPAB, en las figuras 49 y 50, para despresurización del transformador y el cambiador de derivaciones bajo carga (CDBC), se muestran por los elementos del 6 al 11 y del 12 al 14, respectivamente, éstos previenen que el transformador y cambiador de derivaciones bajo carga exploten bajo

las condiciones de sobrepresión. El equipo de despresurización incluye un disco de ruptura, elementos 8 y 12, que alivia la condición de la sobrepresión en un lapso de unos milisegundos y, en los tipos MTP y MTPA, una cámara de descompresión, elementos 9 y 13, para permitir la despresurización a gran velocidad.

B.4.2 Para el transformador protector tipo STPA

El transformador protector tipo STPA, figura 51, para despresurización del transformador y el cambiador de derivaciones bajo carga está representado por los elementos del 6 al 9, éste previene que el transformador y cambiador de derivaciones bajo carga explote bajo las condiciones de sobrepresión. El juego de despresurización incluye un disco de ruptura elementos 6 y 8, que alivia la condición de la sobrepresión en un lapso de unos milisegundos y, en el tipo STPA, una combinación de la cámara de descompresión y tanque de separación aceite-gas (TSAG) representados por el elemento 17, para permitir la despresurización a gran velocidad.

B.5 Módulo de eliminación de gas explosivo

Un módulo de eliminación de gases explosivos se requiere por transformador. Su función es proteger al transformador después de la despresurización, inyectando nitrógeno.

B.5.1 Para transformadores protectores tipo MTPA Y MTPAB

Los transformadores protectores tipo MTPA Y MTPAB, figura 49 y 50, el juego de eliminación de gases explosivos corresponde a los elementos del 15 al 21, crea un ambiente seguro dentro del transformador y del CDBC, mediante la inyección de un fuerte flujo de nitrógeno hacia dentro del tanque del transformador después del proceso de despresurización.

B.5.2 Para el transformador protector tipo STPA

El transformador protector tipo STPA, figura 51, el juego de eliminación de gases explosivos corresponde a los elementos del 10 al 16, crea un ambiente seguro dentro del transformador y del CDBC, mediante la inyección de un fuerte flujo de nitrógeno hacia dentro del tanque del transformador después del proceso de despresurización.

B.6 Módulo de Separación de aceite-gas

Solamente un conjunto de separación de aceite-gas puede ser utilizado para varios transformadores ubicados en la misma subestación siempre y cuando estén próximos unos con otros.

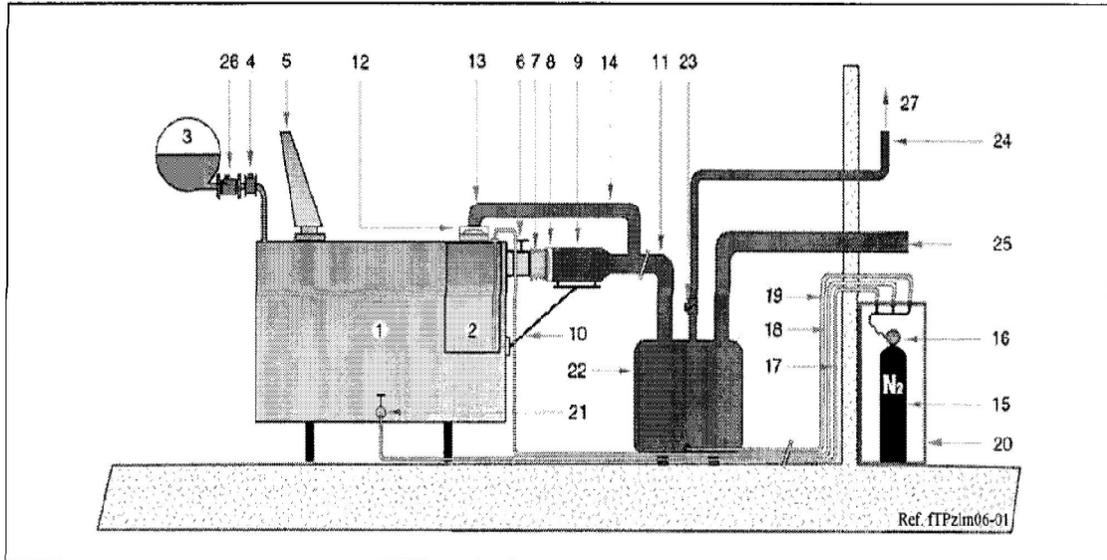
B.6.1 Para transformadores protectores tipo MTPA Y MTAB

Los transformadores protectores tipos MTPA y MTPAB figura 49 y 50, el juego de separación de aceite-gas corresponde a los elementos del 22 al 24, recoge el aceite despresurizado, la mezcla de gas inflamable explosiva, y separa los gases del aceite. Los gases son entonces canalizados a través de la tubería de evacuación de gases explosivos elemento 24, a un área remota donde se puede quemar con seguridad.

B.6.2 Para el transformador protector tipo STPA

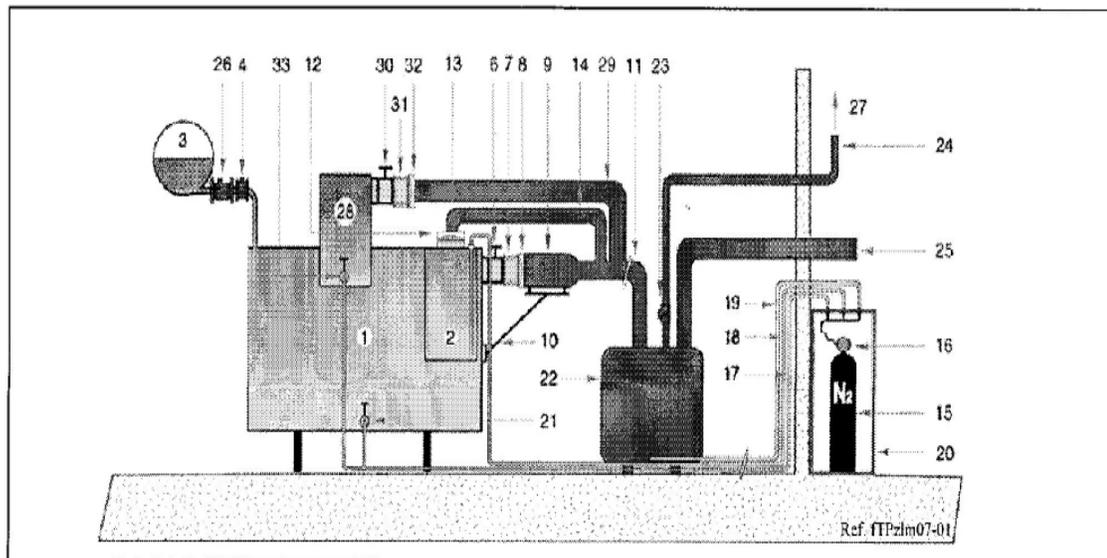
En el transformador protector STPA figura 51, el módulo de separación de aceite-gas corresponde a los elementos del 17 al 19, recoge el aceite despresurizado, la mezcla de gas inflamable explosiva, y separa los gases del aceite. Los gases son entonces canalizados a través de la tubería de evacuación de gases explosivos elemento 24, a un área remota donde se puede quemar con seguridad.

Figura 49. Transformador protector tipo MTPA



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 11

Figura 50. Transformador protector tipo MTPAB



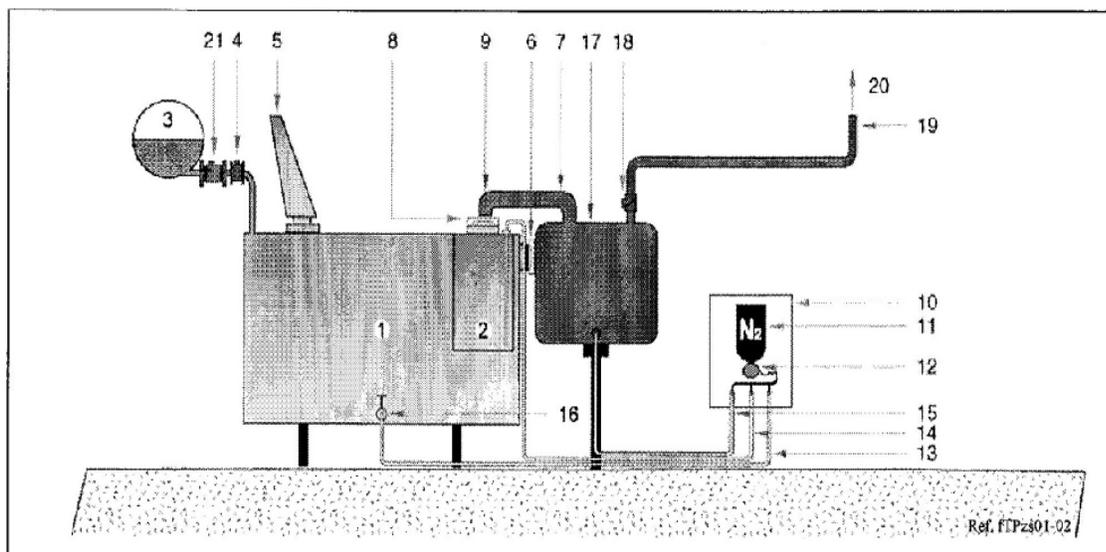
Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 11

Tabla XXVI. Elementos de los transformadores protectores MTPA y MTPAB

Elemento	Descripción	Elemento	Descripción
1	Transformador	18	Tubería de eliminación gas explosivo a CDBC
2	CDBC	19	Tubería de eliminación gas explosivo a TSAG
3	Conservador	20	Gabinete
4	Buchholz	21	Válvulas de eliminación de gas explosivo
5	Bushing	22	Tanque de separación aceite-gas (TSAG)
6	Válvula de aislamiento	23	Válvula de aislamiento de aire
7	Amortiguador	24	Tubería de evacuación de gas explosivo
8	Disco de ruptura	25	Tubería de drenaje de aceite de otros transformadores
9	Cámara de descompresión	26	Válvula del conservador
10	Soporte del juego de despresurización	27	Gases explosivos quemados en una área segura
11	Tubería de drenaje aceite	28	Caja de cables del aceite (CCA)
12	Disco de ruptura del CDBC	29	Tubería de drenaje del aceite del CCA
13	Cámara de descompresión del CDBC	30	Válvula de aislamiento de CCA
14	Tubería de drenaje del CDBC	31	Amortiguador de CCA
15	Cilindro de nitrógeno	32	Disco de ruptura de CCA
16	Actuador eléctrico	33	Válvulas de eliminación de gas explosivo sobre CCA
17	Tubería de eliminación de gas explosivo a transformador		

Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 11

Figura 51. Transformador protector tipo STPA



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 12

Tabla XXVII. Elementos del transformador protector tipo STPA

Elemento	Descripción	Elemento	Descripción
1	Transformador	12	Actuador eléctrico
2	CDBC	13	Tubería de eliminación de gas explosivo a transformador
3	Conservador	14	Tubería de eliminación de gas explosivo a CDBC
4	Buchholz	15	Tubería de eliminación de gas explosivo a cámara de descompresión y TSAG
5	Bushing	16	Válvula(s) de eliminación de gas explosivo
6	Disco de ruptura	17	Cámara de descompresión y TSAG
7	Tubería de drenaje del CDBC	18	Válvula de aislamiento de aire
8	Disco de ruptura del CDBC	19	Tubería de evacuación de gas explosivo
9	Cámara de descompresión del CDBC	20	Gases explosivos quemados en una área segura
10	Soporte para el nitrógeno	21	Válvula del conservador
11	Cilindro de nitrógeno		

Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia FTPc04a 25/02/04 pp 12

El Amortiguador o absorbedor, está reforzado por anillos interiores para soportar el vacío y los movimientos durante la despresurización, para la estabilidad a las sobrepresiones. Este elemento reduce los esfuerzos transmitidos por la vibración del transformador al disco de ruptura o a las expansiones de tuberías.

El disco de ruptura, en acero inoxidable, está reforzado para resistir el vacío. Cuando se alcanza la presión de activación del disco de ruptura este se abre y despresuriza al transformador.

La cámara de descompresión favorece la despresurización permitiendo la evacuación de la mezcla aceite-gas creada por la ruptura del aislamiento sin provocar el efecto de tapón.

B.7 Interfase de adaptación a transformadores de potencia

B.7.1 Válvula de aislamiento

Resistente al vacío, está integrada al sistema con el fin de controlar la sección de evacuación. Permite aislar el transformador de potencia del transformador protector durante una operación de mantenimiento o de instalación.

La válvula de aislamiento del transformador protector es diseñada, según cada caso de acuerdo a las características del transformador de potencia y su ubicación. El tamaño de la cámara de despresurización, depende también de la cantidad de aceite para ser expelido durante el proceso de descompresión, y la cantidad de energía para evacuar para la peor falla posible.

La brida de la válvula de aislamiento deberá ser adaptada sobre el tanque del transformador. En el caso de que el módulo de despresurización horizontal esté instalándose, una distancia de 250 mm debe haber de holgura entre la pared del transformador y la brida de la válvula de aislamiento para su colocación.

En el caso del módulo de despresurización vertical, una torre es usada para conectar la válvula de aislamiento a la brida sobre la tapa del transformador. Si la brida ya está presente en el transformador, una pieza de adaptación puede ser requerida para conectar la torre.

Si sólo una válvula de aislamiento será instalada, puede ponerse sobre cualquier lateral del recipiente. Sin embargo la instalación de gabinete debe ser simplificado a lo máximo en orden de reducir la longitud de tuberías y cantidad de codos.

Si se instalaran dos válvulas de aislamiento, se pondrán simétricamente en los lados del transformador opuestos a la misma distancia sobre la superficie del tanque.

Es de suma importancia que ninguna otra válvula se adapte entre el tanque del transformador o el bushing y el transformador protector, a excepción de la válvula de aislamiento Sergi, si no la eficiencia del sistema se reducirá. Además ninguna parte adicional que la válvula de aislamiento Sergi, como codos, puede ser instalado entre el recipiente del transformador o el bushing y el transformador protector.

La eficiencia del transformador protector depende de la distancia entre el disco de ruptura y el volumen de aceite. De esta manera los siguientes cuatro artículos deben respetarse:

- Ninguna válvula de seguridad debe insertarse antes o después de la válvula de aislamiento del transformador protector.
- Ninguna válvula puede usarse para sustituir la válvula de aislamiento del transformador protector entre el tanque del transformador y la cámara de descompresión.
- Ningún codo puede agregarse entre el tanque del transformador y la cámara de descompresión del transformador protector.
- Ninguna adición de longitud de tubería puede agregarse entre el transformador protector y la cámara de descompresión. En otras palabras, los 25 cm para la longitud de tubo deben respetarse.

B.7.2 Módulo de despresurización horizontal Soporte

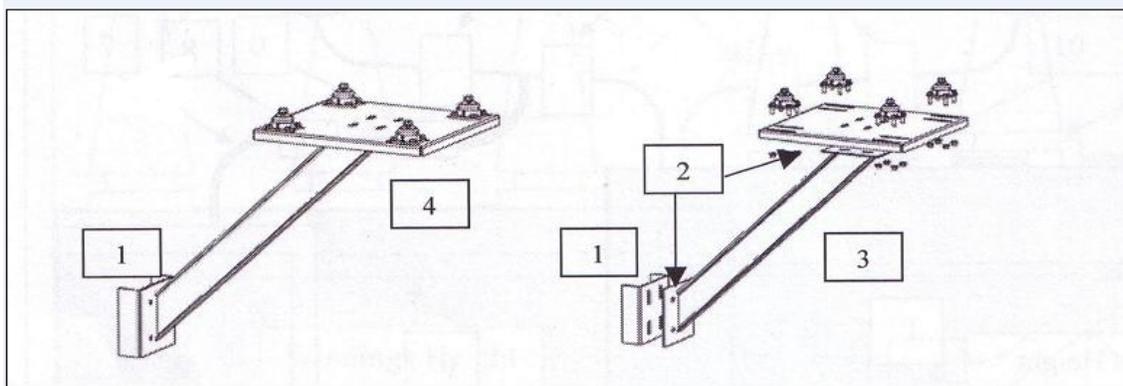
B.7.2.1 Si es posible soldar sobre las paredes del transformador

El juego de despresurización es instalado sobre la pared lateral del transformador en una posición horizontal, el soporte del juego de despresurización es sujetado sobre el

tanque del transformador por un soporte (1). Todo el módulo de soporte de despresurización es ajustable en todas direcciones en +/- 20 mm.

Los platos de soporte de montaje (2), y el sujetador del soporte I tipo IPN200 (3) son fabricados en el lugar, la base del juego de despresurización (4). Todos estos accesorios son proporcionados por el fabricante Sergi.

Figura 52. Soporte para instalación del juego de despresurización



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 21

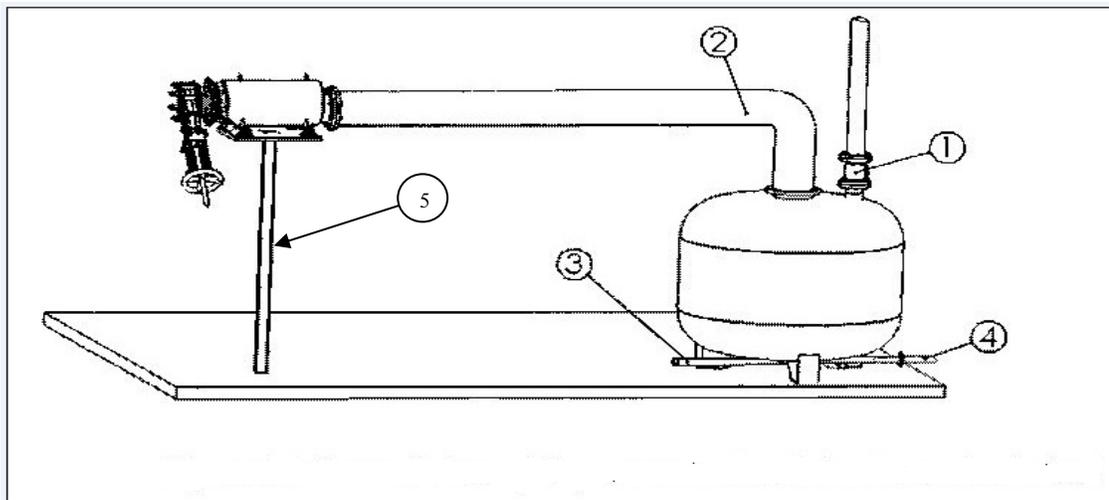
B.7.2.2 Si no es posible soldar sobre la pared del transformador

Cuando no se pueden realizar soldaduras sobre el transformador de potencia, se debe a que se ha analizado el espesor de la cuba y se observa que cuando se realice alguna soldadura esta puede generar gases en el aceite aislante, lo cual lleva a tomar otras alternativas. Si no es posible soldar sobre la pared del transformador. Se recomienda diferentes soluciones para el diseño de los soportes, dependiendo de la proporción a los sismos del área de instalación.

a) Áreas no sísmicas

Si ninguna soldadura es posible y en caso de que el transformador se localiza en la zona no sísmica, el soporte vertical I tipo IPN200 como mínimo puede usarse como una base de sustentación para el módulo de despresurización.

Figura 53. Juego de despresurización con soporte vertical tipo IPN200



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 24

Elementos del modulo de despresurización:

- 1 Válvula de aislamiento del aire
- 2 Tubería de evacuación de gas explosivo
- 3 Tubería de drenaje del TSAG (tanque de separación aceite-gas)
- 4 Tubería de inyección de nitrógeno
- 5 Soporte tipo I

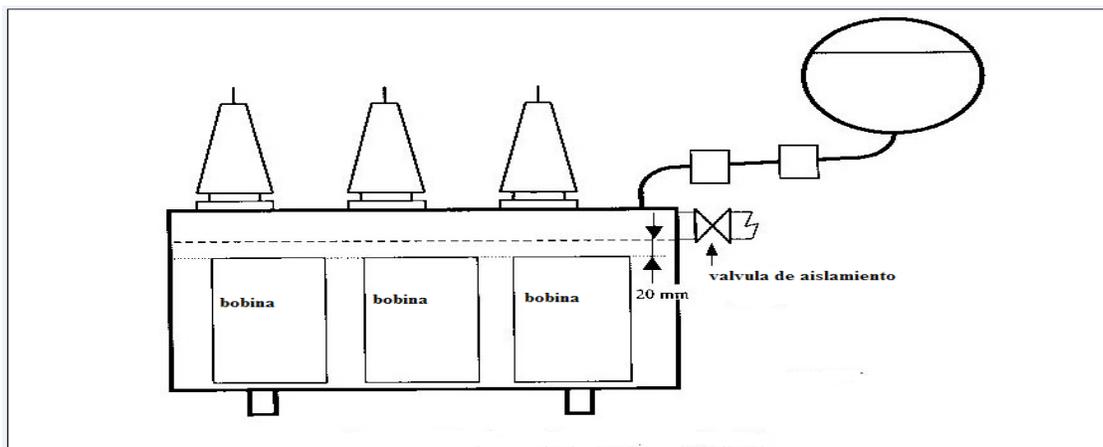
b) Áreas sísmicas

Cuando el transformador está localizado en una área sísmica, un soporte de montaje especial debe diseñarse y debe soldarse o sujetarse sobre la pared de transformador (si es posible), o cualquier otra parte conveniente, para reforzarla.

B.7.2.3 Módulo de despresurización localizado por encima de los devanados del transformador

La distancia entre la parte alta del devanado del transformador y la parte baja de la tubería deberá ser de por lo menos de 2 cm, para permitir que éstos queden siempre sumergidos para evitar la posibilidad de que absorban humedad y el asilamiento se deteriore.

Figura 54. Posición de la válvula de aislamiento



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on new existing transformer
Referencia tdltpf02a 14/04/00 pp 10

B.7.2.4 Módulo de despresurización localizado debajo de los devanados del transformador

Cuando el juego de despresurización se localiza debajo del nivel de los devanados del transformador, se necesitaba dirigir el tubo de salida (después del módulo de despresurización) hacia arriba a un nivel aproximadamente 2 cm sobre la altura del devanado. Como se muestran en las figuras 55 y 56. Tubería de diámetro de dos pulgadas y una electro-válvula es conectada en la parte alta de la tubería de despresurización. Está electro-válvula es controlada por la caja de control, y sólo abre en

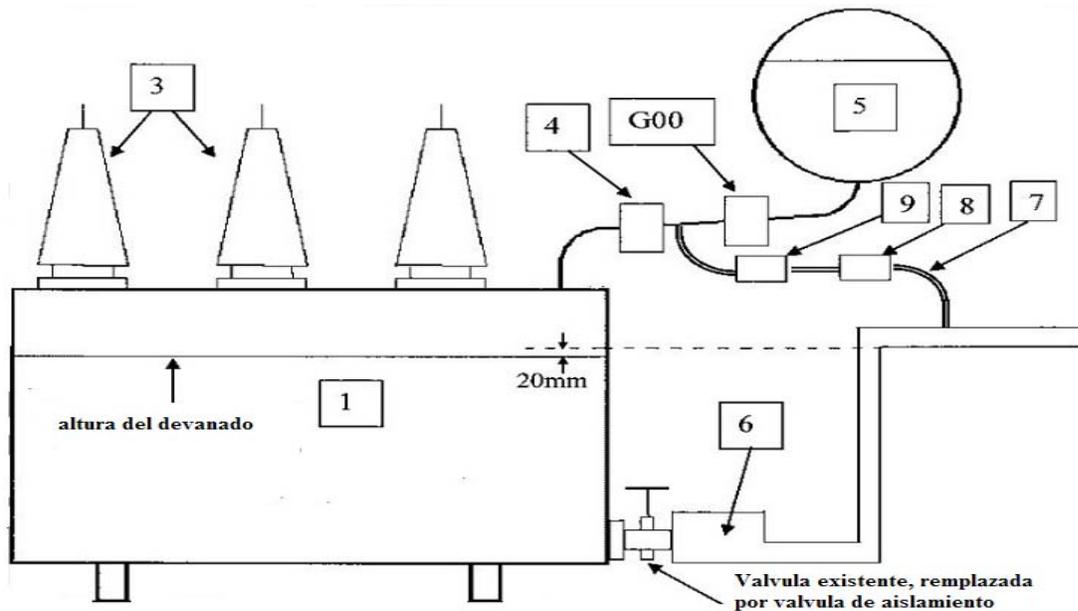
10: Válvula manual

G00: Válvula del tanque conservador

J00: Tubería de drenaje

T00: Válvula de aislamiento

Figura 56. Adaptación usando las válvulas existentes en el transformador



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 20

Elementos:

1: Transformador

3: Bushing

4: Buccholz

5: Tanque conservador

6: Módulo de despresurización

7: Tubería de dos pulgadas

8: Electro-válvula

9: Válvula manual

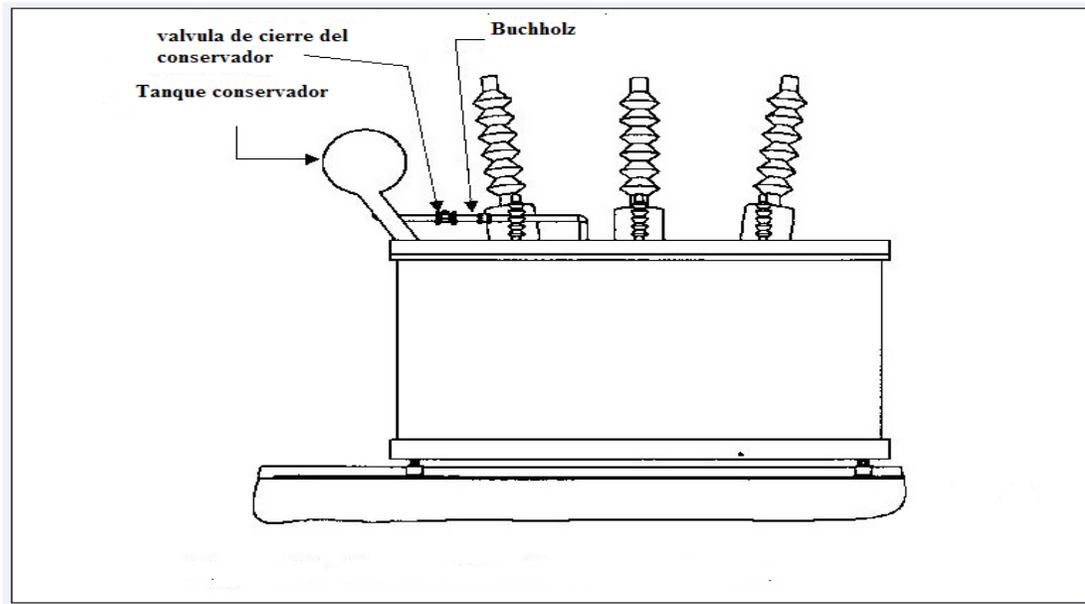
G00: Válvula del conservador

B.7.3 Recomendaciones en la instalación de la válvula de cierre del conservador

La válvula de cierre del conservador es instalada horizontalmente y al nivel más bajo sobre de la tapa del tanque del transformador, para asegurar la mayor altura de aceite requerido, y así lograr la eficiencia de la válvula. Debe instalarse entre buchholz y el tanque conservador, ver figura 35. La flecha inscrita de la válvula del conservador indica la correcta dirección de montura.

La palanca de la válvula de cierre del conservador está equipada con resorte que mantiene en la posición abierto sin influencia del abatido (abierto o cerrado). El propósito de la palanca es solamente abrir la válvula, para inicialización después de la instalación o retornar a posición normal después de la activación.

Figura 57. Instalación de la válvula de cierre del conservador



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 32

B.7.3.1 Mecanismo de la válvula del conservador

Una vez el proceso de despresurización ha iniciado, la función del tanque conservador es compensar naturalmente el aceite perdido del transformador. En orden de prevenir esto, el transformador protector incluye una válvula del conservador, la cual se localiza entre el tanque conservador y el buchholz, y sirve para detener el flujo de aceite cuando es demasiado importante. La válvula del conservador se cierra automáticamente debido al desplazamiento dinámico del aceite. Se queda cerrado en orden aislar el conservador con el transformador.

B.7.4 Sistema detector de fuego

La instalación de los detectores de fuego, depende del sistema, y las diferentes interfaces que serán necesarias.

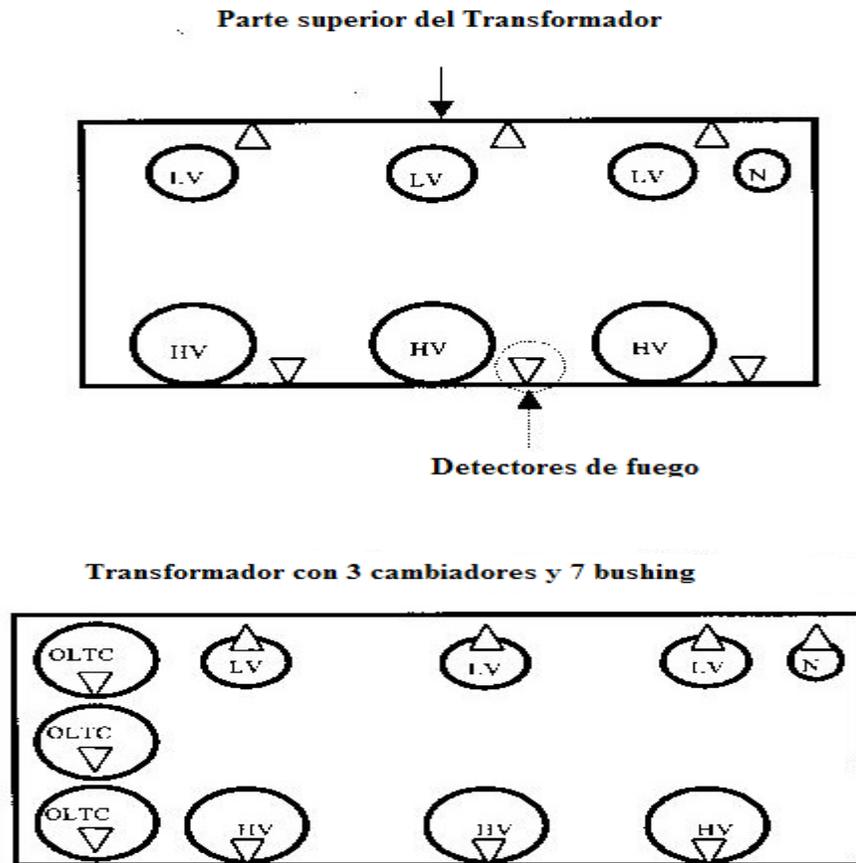
La mayoría de veces, cuando el transformador explota, la tapadera del tanque es expulsada y los bushings son destruidas a menudo. La apertura ocurre en el transformador en puntos de poca resistencia o donde es más frágil, eso es decir, cerca de las partes empernadas.

Si cualquier soldadura es realizada sobre la tapadera del transformador, las áreas afectadas deben tratarse para la protección galvánica y deben pintarse para prevenir la corrosión. Los detectores de fuego deben estar aproximadamente a 10 mm sobre la tapadera del tanque del transformador de potencia.

A los detectores de fuego se les debe hacer un soporte para su montaje. Los detectores de fuego se instalarán en puntos estratégicos, donde puedan detectar presencia de fuego. Para protección del transformador se colocarán 6 detectores de fuego sobre el

tanque del transformador colocando 1 en cada bushing, 1 para cada cambiador de derivaciones bajo carga, y 1 para cada caja de cables del aceite.

Figura 58. Ubicación de los detectores de fuego sobre el tanque del transformador



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on new existing transformer
Referencia tdLTPf02a 14/04/00 pp 15

B.7.5 Adaptación de válvulas para la inyección de nitrógeno

El número requerido de válvulas depende del tamaño, potencia y el volumen de aceite del transformador.

- Las válvulas de inyección de nitrógeno deben localizarse cerca del fondo del transformador. Sin embargo, una distancia corta entre la válvula de eliminación de

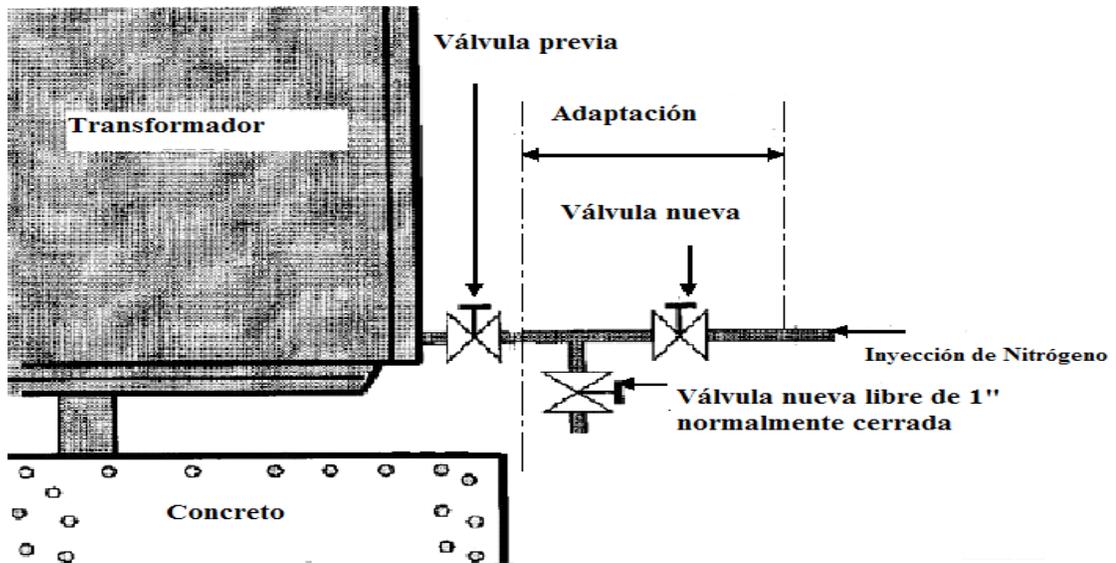
gas explosivo y la base del transformador debe guardarse para prevenir la obstrucción.

- Las válvulas de inyección de nitrógeno, deben poder cerrarse a mano para la instalación o propósitos de mantenimiento.
- Si se instalan dos o más válvulas, todas deben ser similares y montadas a la misma altura.

La cantidad de válvulas depende de la potencia del transformador y la superficie de la cuba que contiene el aceite dieléctrico:

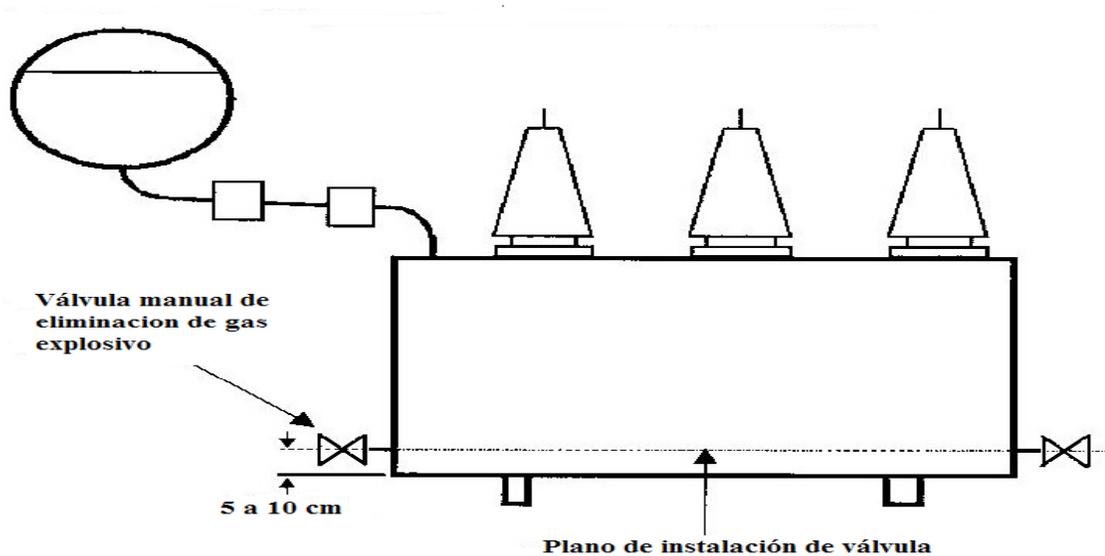
- 1 válvula para transformadores hasta 50 MVA con una superficie de 7 metros cuadrados.
- 2 válvulas para transformadores desde 50 a 200 MVA con una superficie de 5 a 28 metros cuadrados.
- 4 válvulas para transformadores desde 200 a 400 MVA con una superficie de 15 a 35 metros cuadrados.
- 6 válvulas para transformadores desde 400 MVA con una superficie mayor de 30 metros cuadrados.

Figura 59. Adaptación de válvula de eliminación de gas explosivo



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 29

Figura 60. Posición de válvula de eliminación de gas explosivo



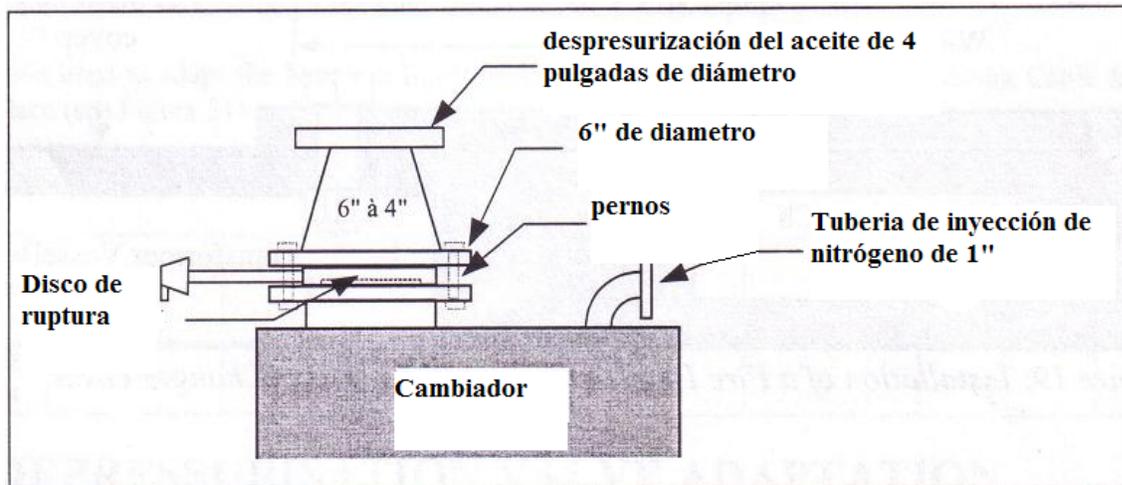
Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia fTPc04a 25/02/04 pp 30

B.7.6 Tubería de despresurización

La protección del cambiador de derivaciones bajo carga se logra con un disco de ruptura integrado con un detector de explosión, instalando una tubería que permite la reducción de 6 pulgadas a 4 pulgadas de diámetro, para poder ser conectada la tubería de despresurización.

La figura 61 muestra las interfases entre el cambiador de 6 pulgadas de diámetro y la tubería de despresurización de 4 pulgadas diámetro, con el disco de ruptura calibrado y el reductor de 6" a 4".

Figura 61. Tubería de despresurización



Tomado de SERGI, transformer protector adaptation on existing transformer
Referencia tdlTP02a 14/04/00 pp 19

B.8 Mantenimiento del transformador protector

Cuando el mantenimiento es planificado. Es de suma importancia prevenir cualquier incidente con respecto al trabajo alrededor de los transformadores.

El transformador protector ha sido diseñado para minimizar los requerimientos de mantenimiento, de modo que se reduce:

- Costo de mantenimiento.
- Probabilidad de mal funcionamiento durante su operación.
- Tiempo de mantenimiento.

El mantenimiento de transformador protector se puede realizar durante los periodos de mantenimiento regular del transformador. Cuando el transformador está desconectado o fuera de servicio, el sistema debe estar apagado y por consiguiente se deben de preparar para el mantenimiento, las siguientes partes:

- El interruptor “Manual/Automático” está en “Automático”. La luz del modo automático está encendida.
- El interruptor “en servicio/ fuera de servicio” está en “fuera de servicio” y cambiar el botón hasta terminar las operaciones de mantenimiento.
- La válvula de mantenimiento debe estar cerrada durante la operación de mantenimiento y le corresponde una luz encendida. En el gabinete del transformador protector en el modo “mantenimiento” la luz también debe estar encendida.
- La alimentación eléctrica de la caja de mando se apaga para prevenir cualquier funcionamiento en falso.
- Las válvulas de inyección de nitrógeno deben permanecer cerradas hasta terminadas las operaciones de mantenimiento.

En el siguiente cuadro se indica cómo debe de estar la caja de control para cada una de las operaciones automático (Stand by), manual, y mantenimiento:

Tabla XXVIII. Modos de operación del transformador protector

	Stand-by	Manual	mantenimiento
Modo	Automático	Manual	Automático
Válvula de inyección	Abierta	Abierta	Cerrada
Válvula de mantenimiento	Abierta	Abierta	Cerrada
Voltaje de alimentación del sistema	Encendido	Encendido	Apagado
en servicio/fuera de servicio	En servicio	En servicio	Fuera de servicio

Tomado de SERGI, Large Transformer Protector, technical Documentation
Referencia tdTPLTPd03a, 12/05/00

La operación stand-by es la operación normal y es en la que el sistema del transformador protector, está listo para actuar automáticamente en caso de existir alguna falla. Corresponde al modo usual automático.

La operación manual es una posibilidad que es útil en caso de que un sensor esté defectuoso o una señal no se haya transmitido para la activación del sistema automático. Para evitar cualquier tipo de error se requiere una llave. Esta llave es siempre quitada y se guarda por seguridad de la planta. El modo manual también se usa para enfriamiento del transformador en caso de fuego en el mismo o eliminar en el equipo cercano.

Cuando se utiliza este modo de operación, el transformador de potencia debe ser desconectado de la red o cualquier otra fuente de energía.

Durante el mantenimiento el transformador de potencia se encuentra desconectado de la red. Las válvulas de inyección de nitrógeno deben permanecer cerradas hasta estar terminadas las operaciones de mantenimiento. La válvula de mantenimiento se encuentra cerrada y se corresponde con una luz encendida. En el gabinete del transformador protector se encuentra una luz encendida de “mantenimiento”.

Sólo hasta que se hayan terminado las operaciones de mantenimiento se puede cambiar la operación del interruptor de fuera de servicio.

Cuando el transformador de potencia es desconectado por cualquier razón, el interruptor “en servicio/fuera de servicio”, se debe colocar en “fuera de servicio” y cambiar el interruptor hasta que el transformador sea energizado. Esto se hace par evitar alarmas en falso.

B.8.1 Rutina de mantenimiento y control cuando el transformador de potencia está energizado

El transformador de potencia y el transformador protector están sujetos a variaciones de temperatura y humedad, polvo, arena etc. El transformador protector debe ser operacional en cualquier momento. Por consiguiente las siguientes operaciones de mantenimiento son importantes:

- Hacer prueba a las luces piloto en la caja de control y verificar que todas las luces encienden. Cambiar las luces que se encuentren defectuosas.
- Pruebe el sistema aislamiento eléctrico.
- Pinte la tubería soldada y partes regularmente.
- Limpieza del gabinete del transformador protector.
- Control del nivel de presión del cilindro de nitrógeno.

El parámetro más importante para controlar regularmente es la presión del cilindro de nitrógeno. Se recomienda verificar la temperatura dentro del gabinete y rebajar la temperatura si estuviera muy elevada. La presión dentro del cilindro de nitrógeno varía entre 150 y 200 bars debido a la temperatura externa. Debe llevarse un registro de la temperatura y presión dentro del gabinete en cada estudio y tabular los datos en una tabla “temperatura/presión”.

La rutina de mantenimiento debe realizarse cada mes para mantener el transformador protector en buenas condiciones de operación.

B.8.2 Pruebas mientras el transformador de potencia está fuera de servicio

Cuando el transformador de potencia está fuera de servicio, el sistema puede probarse en el modo manual, el transformador debe de estar desconectado de la parte eléctrica activa y mecánicamente aislado (válvula de mantenimiento y válvulas de inyección de nitrógeno cerradas).

El propósito de las pruebas siguientes es reemplazar las partes defectuosas si existen cuando se realizaron las pruebas o simplemente si se necesita.

A lo largo del mantenimiento rutinario, las siguientes pruebas deben llevarse a cabo:

- Cambio del actuador eléctrico (anualmente).
- Disco de ruptura del transformador y del cambiador de derivaciones bajo carga (reemplazarlos cada 5 años).
- El amortiguador del transformador y caja de cables de aceite reemplazarlo (cada 10 años).
- Mantenimiento de válvula y pruebas a válvulas de inyección de nitrógeno.

Las válvulas de mantenimiento y de inyección de nitrógeno deben estar cerradas firmemente durante la prueba. El reductor de presión debe desmontarse para permitir la liberación del nitrógeno por un escape al aire. Por consiguiente el actuador eléctrico puede controlarse.

En el modo manual para realizar las pruebas, los interruptores se colocan también en ese modo, voltaje de alimentación encendido, y en servicio. El propósito es verificar que la válvula de mantenimiento y la válvula de inyección de nitrógeno están abiertas, las señales emitidas son de operación y el actuador eléctrico se encuentra activado.

En pocos segundos después el sistema inicia, el actuador eléctrico funciona y corresponde a una luz encendida.

B.8.2.1 Poner en servicio después de prueba del sistema

Una vez los cinco pasos siguientes se realizan correctamente, el sistema está en modo de “mantenimiento”. El cilindro de nitrógeno es llenado y el actuador eléctrico cambiado.

- a) Interruptor “manual/automático” esta en “manual” cambiar esta posición.
- b) Interruptor “en servicio/fuera de servicio” esta en “fuera de servicio” cambiar esta posición.
- c) La alimentación del transformador protector esta apagada.
- d) La válvula de mantenimiento está cerrada para protección mecánica.
- e) El reductor de presión es reinstalado.

Para llenar la tubería de inyección de nitrógeno se debe hacer lo siguiente:

- Las válvulas de inyección de nitrógeno y de mantenimiento deben cerrarse firmemente.
- Abrir las salidas de aire y despacio abrir las válvulas de inyección de nitrógeno.
- Cerrar las salidas de aire cuando la tubería está libre de aire.
- Completamente volver abrir la válvula de mantenimiento y válvula de inyección de nitrógeno.

Si una de las válvulas mencionadas anteriormente no se puede abrir completamente después del relleno de nitrógeno, la eficiencia del transformador protector puede limitarse seriamente y la prevención de explosión está en riesgo.

Antes que el transformador se ponga en servicio, el cilindro de nitrógeno debe:

- Rellenarse con nitrógeno, se requiere una herramienta especial y una tuerca requerida para la válvula de nitrógeno.
- Se equipen con un nuevo actuador eléctrico. Solamente se cambia cada año o si presenta algún tipo de deterioro.

B.8.3 Características del Nitrógeno

Proveedores de gas locales, que tienen todas las herramientas requeridas y garantizan la composición de gas, pueden hacer el relleno de los cilindros de nitrógeno. Las especificaciones del nitrógeno deben ser:

Nitrógeno $\geq 99.99\%$ (v)

Humedad ≤ 10 ppm (v)

Oxígeno ≤ 10 ppm (v)

El nitrógeno es un gas incoloro e inodoro, la principal propiedad física a presión 1013 hPa (hectopascales) es:

Tabla XXIX. Características del nitrógeno

Condición física	Gaseoso a 15 °C Líquido a -196 °C
Temperatura	Punto de ebullición a -196 °C
Densidad Relativa	Vapor 4.6 kg/ m ³ líquido 808.8 kg/ m ³
Densidad gas 15 °C	0.97

Tomado de SERGI, Large Transformer Protector, technical Documentation
Referencia tdTPLTPd03a, 12/05/00

Las válvulas de inyección de nitrógeno no requieren de mantenimiento pero el actuador eléctrico debe cambiarse cada año.

B.8.4 Procedimiento para relleno de válvula

La herramienta que se requiere es un compresor de alta presión para rellenar los cilindros. Estas herramientas se muestran en la figura 40: herramienta para relleno de nitrógeno, incluye 3 partes principales:

- El cuerpo (1)
- La tuerca (2) en el eje del cuerpo que permite estrechez de filtración del fragmento del disco (3) después de rellenar.
- El adaptador de conexión al compresor de nitrógeno (4)

El relleno se hace con un compresor de nitrógeno conectado al cilindro por medio de una manguera elástica. En la tabla XXX se indica el procedimiento que se debe seguir, para la adaptación de la herramienta al cilindro.

Tabla XXX. Adaptación de herramienta al cilindro

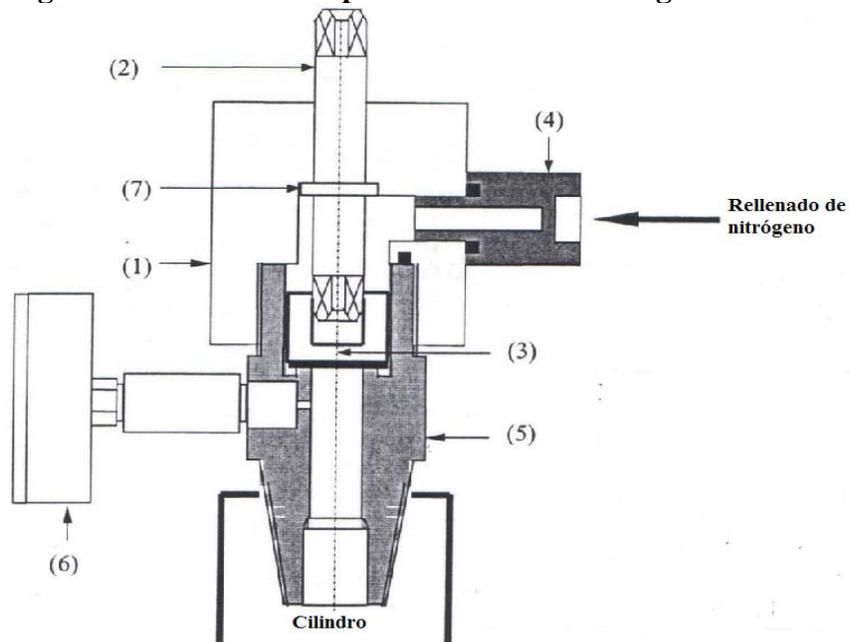
Operación	Descripción
A	La tuerca (2) se pone dentro de la cavidad fragmento del disco (3)
B	La herramienta del cuerpo se atornilla manualmente hacia la base del cilindro (5), solamente con la mano firmemente.
C	Asegurar que el fragmento del disco (3) está libre de la base del cilindro (5) destornillando la tuerca dando vuelta
D	El cuerpo (1) debe estar herméticamente con la base del cilindro
E	Repetir operación C otra vez asegurarse que el fragmento del disco está libre de la base del cilindro para permitir la entrada de nitrógeno
F	el cilindro de nitrógeno está listo para ser relleno

Tomado de SERGI, Large Transformer Protector, technical Documentation
Referencia tdTPLTPd03a, 12/05/2000

Cuando las conexiones han sido completadas, el procedimiento de relleno es el siguiente:

- Encender el compresor y monitorear el relleno con el medidor de presión en el cilindro (6). Cuando la presión alcanza 200 bars, el cilindro está entonces completamente cargado.
- Para sellar el cilindro, atornille abajo el fragmento del disco (3) con una herramienta la tuerca (2) en la base del cilindro (5).
- Parar el compresor y despresurizar las conexiones en la manguera antes de quitarla.
- Asegurarse que las operaciones han sido realizadas correctamente.
- Supervisar la presión del cilindro por una o dos semanas antes instalarlo en el gabinete.

Figura 62. Herramienta para relleno de nitrógeno



Tomado de SERGI, Large Transformer Protector, technical Documentation
Referencia tdPLTPd03a, 12/05/2000

Elementos:

- | | |
|-----------|-----------------------|
| 1: Cuerpo | 5: Base del cilindro |
| 2: Tuerca | 6: Medidor de presión |

- 3: Fragmento del disco 7: “O” ring (empaquete en forma de O)
4: Adaptador

B.8.4 Mantenimiento mientras el transformador está fuera de servicio

Junto con la rutina de mantenimiento que puede hacerse cuando el transformador está en servicio, las siguientes operaciones deben realizarse cuando el transformador está fuera de servicio.

- Actuador eléctrico debe ser reemplazado cada año, y/o ajustarse.
- Lubricación de las válvulas de mantenimiento y de la caja de cables de aceite del bushing.
- Revisar Sensores, contactos, y conexiones eléctricas de la caja de control.
- Revisar cuidadosamente el cable eléctrico del detector de fuego.
- Mantenimiento de la válvula del tanque conservador.

En su estado inicial para realizar pruebas de mantenimiento, el equipo debe estar en el modo de mantenimiento como se muestra en la tabla XVI, se especifica que el interruptor debe estar en modo automático listo para verificación de conexiones eléctricas. Las válvulas de mantenimiento y de inyección de nitrógeno están cerradas firmemente durante la prueba.

El actuador eléctrico es desmontado para prevenir la explosión del fragmento de disco y descarga de nitrógeno. En lugar de probar el actuador eléctrico, una lámpara de prueba puede ser conectada. Esta prueba verifica la continuidad del cable eléctrico.

Cuando se han seguido las recomendaciones anteriores, se pueden realizar las pruebas en modo automático, los interruptores se colocan también en ese modo para poder activar el sistema, voltaje de alimentación encendido, y en servicio. El propósito

es verificar que las válvulas de mantenimiento y la de inyección de nitrógeno están abiertas, que dan las señales correspondientes cuando el transformador protector está activado. Un juego entero de pruebas es simulado con creación de fallas por medio de un sensor suplente. Estas pruebas se llevan a cabo según la combinación de alarma.

B.8.5 Rehabilitación del transformador de potencia después de falla

Cuándo el transformador protector ha sido activado, el transformador de potencia tiene que ser revisado y reparado junto con las filtraciones del aceite dieléctrico que se hayan originado.

Antes que el transformador de potencia esté listo para regresar al servicio, al cilindro de nitrógeno se le deben de realizar las siguientes operaciones:

- Se debe de proveer de un nuevo actuador eléctrico, verificar que las piezas del cilindro se encuentran en buenas condiciones, sino se debe de cambiar.
- Se debe de rellenar el cilindro de nitrógeno.

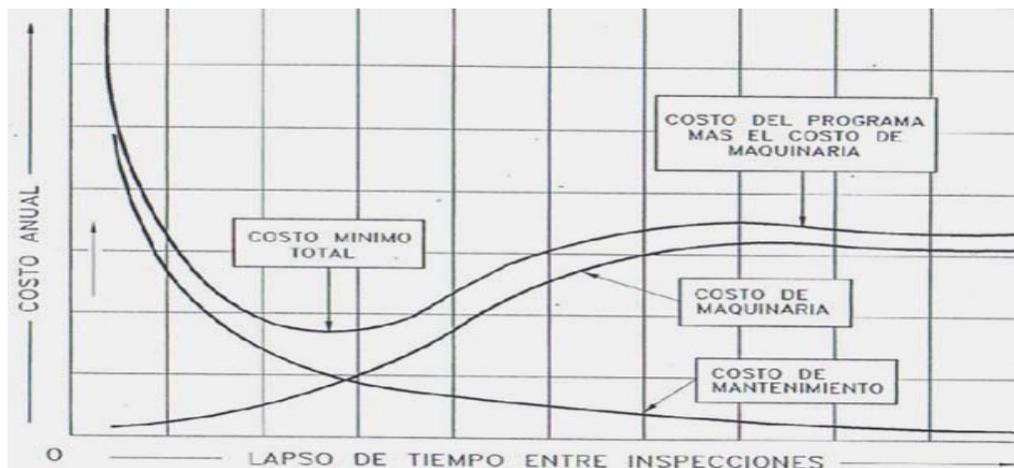
B.8.6 Recomendaciones de los mantenimientos

Si bien es normal e inevitable que el equipo se deteriore con el transcurso del tiempo, las fallas de éste si pueden ser evitadas. Tan pronto como un equipo nuevo se instala comienza el proceso normal de su deterioro. Si no se verifica, el proceso de deterioro puede causar mal funcionamiento o fallas eléctricas del equipo. Este proceso se puede acelerar por varios factores, tales como: medio ambientes hostiles, sobrecargas o ciclos de carga severos. Un efectivo programa de mantenimiento eléctrico preventivo (PMEP) considera estos factores y brinda las medidas para afrontarlos. Los beneficios derivados de un programa de tal naturaleza son:

- Beneficios económicos que pueden ser cuantificables directamente, los cuales se derivan de la reducción de los costos de reparación, así como del tiempo de maquinaria ociosa.
- Beneficios menos cuantificables pero de trascendencia en materia de seguridad.

Los costos de mantenimiento se pueden clasificar en dos categorías: (1) mantenimiento preventivo o (2) reparaciones. El dinero gastado en mantenimiento preventivo se reflejará en el menor monto invertido en reparaciones. Un programa eficaz de mantenimiento eléctrico preventivo (PMEP) mantiene los totales de ambos gastos al mínimo. La figura muestra una curva típica que ilustra este principio.

Figura 63. Lapso de tiempo de inspecciones vrs costo anual



Tomado del folleto Análisis de riesgos por Oboe, Sección 8, pp. 8-3.

B.8.6.1 Componentes de un programa PMEP

Los componentes esenciales de un programa de esta naturaleza son:

- Contar con personal responsable y calificado.
- Realizar evaluaciones y análisis del equipo a fin de determinar requerimientos y prioridades en materia de mantenimiento.

- Programar inspecciones y pruebas rutinarias.
- Efectuar análisis certeros de los informes de inspección y pruebas a fin de determinar las medidas correctivas del caso.
- Realizar trabajos necesarios.
- Llevar un registro completo y conciso.

Los siguientes factores son importantes, también, para conducir programas operativos exitosos:

- a) Diseño para caso de emergencia: un buen diseño de las instalaciones debe asegurar una óptima mantención, lo cual incluye
 - a.1) Circuitos dobles, circuitos de vínculo y fuentes auxiliares de energía, al mismo tiempo que diseñar dispositivos de protección a fin de minimizar las interrupciones a la producción.
 - a.2) agrupamiento de los equipos por conveniencia y accesibilidad.
 - a.3) estandarización de los equipos y sus componentes.

El tener circuitos dobles nos permite tener un margen de seguridad mayor, los beneficios son los siguientes:

- Dar mantenimiento a un circuito mientras el otro se encuentra activado. Se debe de tener un seccionador para separar el circuito durante su mantenimiento.
- Nos permiten tener una señal por dos puntos y si existe en una falla en más de alguno, el otro circuito nos proporcionará la señal.

Los circuitos de vínculo nos permiten dos señales que se encuentran enlazadas una con otra, y si se presenta la ausencia de más de alguna de las dos se da una señal de alarma.

Usualmente, una instalación insegura o que requiere mantenimiento en exceso puede ser atribuida ya sea al diseño o a los métodos inadecuados de fabricación, o al uso inadecuado del equipo.

- Entrenamiento en materia de conocimientos y seguridad: los programas de entrenamiento ayudan a asegurar la continuación de la disponibilidad de mano de obra calificada.
- Herramientas e instrumentos: las herramientas e instrumentos adecuados aseguran el máximo de seguridad y productividad del equipo de mantenimiento.

B.8.6.2 Frecuencia de las inspecciones

Los siguientes factores deberían ser tomados en consideración al determinar la frecuencia de las inspecciones:

Los fabricantes ofrecen recomendaciones en materia de las frecuencias de las inspecciones, las cuales se basan en condiciones estándar o normales de operación y medio ambientes. Ellas proporcionan una buena base para la determinación de frecuencias, pero se les debe adaptar conforme a los requerimientos particulares específicos.

Para los equipos eléctricos que funcionan en ambiente de clima controlado, la frecuencia de las inspecciones puede extenderse hasta un 30%. Sin embargo, los equipos instalados en ambiente de aire caliente, húmedo corrosivo o polvoriento deben ser revisados a intervalos menores hasta 50% al año.

Los equipos que funcionan con carga constantemente o con menos carga de la capacidad total permitida tenderán a funcionar de manera más confiable y prolongada que las unidades de funcionamiento intermitente o de modalidad en reposo. Por este motivo, el intervalo entre inspecciones puede prolongarse de 1 a 20 por ciento para

maquinaria de funcionamiento continuo, y reducirse en 20 a 40 por ciento para aquella que permanece en modalidad de reposo o que se usa periódicamente.

La elaboración de cronogramas de trabajo reducen los costos de mantenimiento.

B.8.6.3 Mantenimiento de equipo eléctrico

Excepto en lo que concierne a inspecciones visuales limitadas, tales como: observación de las temperaturas de funcionamiento, examen de contaminación, registro de lecturas de las cargas, etc., los equipos deben ser retirados de la producción a fin de efectuarles un mantenimiento eficiente y eficaz. El mantenimiento es eficiente cuando se realiza en el menor tiempo, y se cuenta con el personal calificado y es eficaz cuando se han seguido procedimientos establecidos según normas o manuales para su realización.

A menos que los sistemas eléctricos cuenten con flexibilidad incluida, ya sea duplicación o esquemas alternativos de mantenimiento, se debe programar el mantenimiento del equipo a fin de que coincida con el de su retiro de producción.

La selección y calidad del equipo, así como su adecuada capacidad al trabajo actual y al crecimiento proyectado de éste, es un factor primordial en materia de reducción de costos de mantenimiento. Los equipos sobrecargados de capacidad o inadecuados para un trabajo en particular tendrán una vida útil breve y serán costosos para mantener. En condiciones anormales, tales como: ambiente corrosivo, temperaturas excesivas, índices elevados de humedad, se requiere poner mayor atención a las consideraciones que determinarán la selección del equipo, a fin de minimizar los costos de su mantenimiento.

A menudo, los costos instalados que no han considerado suficientemente la eficiencia del rendimiento y el aspecto económico relativo al mantenimiento influyen en el diseño del sistema. En pocos años, el costo agregado de mantenimiento, además de las pérdidas de producción causadas por retiros forzados de producción debidos a la falta de

mantenimiento, sobrepasarán largamente los ahorros iniciales que se hicieron en materia de costo.

A medida que el equipo envejece, trabaje con mayor dificultad, la programación de retiros de producción a fin de realizar mantenimientos más frecuentes podría convertirse en un problema de gran envergadura.