



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

**CAMBIADORES DE DERIVACIÓN PARA TRANSFORMADORES
DE ALTA TENSIÓN**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

MARCO ANTONIO MEJÍA GUTIÉRREZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GABRIEL ALEJANDRO JARAMILLO MORALES.



CIUDAD UNIVERSITARIA ENERO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Quiero dar mi reconocimiento muy especialmente a mi madre, pues es la única persona que desinteresadamente ha invertido su propia vida para llevarme a lograr esta meta, estando conmigo en cada paso de esfuerzo, desvelo y dedicación.

Doy gracias a toda mi familia y amigos, por todo el apoyo que cada uno me ha brindado en su singular manera, y en particular a mi hermano Victor que me motivó a tener grandes aspiraciones.

En general doy gracias a todas y cada una de las personas que hicieron posible el desarrollo y elaboración de esta tesis, de manera particular, quiero agradecer la ayuda técnica que recibí por parte de los ingenieros de Comisión Federal de Electricidad y mi asesor de tesis.

Por todo lo que ha pasado en mi vida doy gracias a Dios. *“Porque el Señor disciplina a los que ama, y azota a todo aquel que recibe como hijo”*. HEBREOS 12:6

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I: CONCEPTOS GENERALES

1.1.-SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.2.-SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

1.2.1- CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

1.2.2- COMPONENTES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

1.2.3- PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL

1.3.-TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.3.1- IMPORTANCIA DE LOS TRANSFORMADORES

1.3.2- CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

1.3.3- PRINCIPIO DE OPERACIÓN

1.3.3.1- Transformador ideal

1.3.3.2- Circuito eléctrico equivalente del transformador

1.3.4- AUTOTRANSFORMADOR

1.3.5- TRANSFORMADOR CON CARGA Y SIN CARGA

1.3.6- TRANSFORMADOR CON DERIVACIONES Y REGULACIÓN DE VOLTAJE

CAPÍTULO II: CAMBIADORES DE DERIVACIÓN

2.1- GENERALIDADES

2.2- CLASIFICACIÓN DE LOS CAMBIADORES DE DERIVACIÓN

2.3- CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA (OFF-CIRCUIT TAP-CHANGER)

2.3.1-MECANISMOS DE MANDO DE OPERACIÓN

2.4- CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA (ON-LOAD TAP CHANGER)

2.4.1- CLASIFICACIONES DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA

2.4.2- CDBC SEGÚN MEDIO DE INTERRUPCIÓN

2.4.2.1- Interrupción en aceite

2.4.2.2- Interrupción en vacío

2.4.3- CDBC SEGÚN IMPEDANCIA DE CONMUTACIÓN

2.4.3.1- Cambiador de derivación tipo resistivo.

2.4.3.2- Cambiador de derivación tipo reactivo (inductivo)

2.4.4- CDBC SEGÚN UBICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO

- 2.4.5- MECANISMO DE MANDO MOTOR
 - 2.4.5.1- Regulador Automático de Voltaje (AVR)

2.5-ACCESORIOS

- 2.5.1- PLACAS DE DATOS
- 2.5.2- INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE
 - 2.5.2.1- Alarmas por bajo nivel de aceite
- 2.5.3- VÁLVULAS DE MUESTREO
- 2.5.4- CONSERVACIÓN DEL ACEITE Y DESHIDRATADOR
- 2.5.5- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN
 - 2.5.5.1- Protecciones para incrementos de presión
 - 2.5.5.2- Protecciones en parámetros eléctricos

CAPÍTULO III: PRUEBAS, MANTENIMIENTOS Y PUESTAS EN SERVICIO

3.1-GENERALIDADES

3.2- MANTENIMIENTO

- 3.2.1- CRITERIOS DE MANTENIMIENTO
 - 3.2.1.1- Criterio de límites permisibles
 - 3.2.1.2- Criterio según datos del fabricante
 - 3.2.1.3- Criterio de crítico y no crítico
- 3.2.2- CONSIDERACIONES DE UN MANTENIMIENTO
 - 3.2.2.1- Conductores de corriente y componentes de *Switcheo*
 - 3.2.2.2- Materiales de aislamiento
 - 3.2.2.3- Componentes mecánicas sujetas a desgaste
 - 3.2.2.4- Propiedades del aceite
 - 3.2.2.5- En tanque para compartimento externo
- 3.2.3- INSPECCIONES
 - 3.2.3.1- Criterios de aceptación

3.3- INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

- 3.3.1- GENERALIDADES
- 3.3.2- INSTALACIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES EN EL TRANSFORMADOR Y TRASLADO
- 3.3.3- RECEPCIÓN DEL TRANSFORMADOR EN SITIO
 - 3.3.3.1- Revisión externa
 - 3.3.3.2- Revisión interna
- 3.3.4- PROCESO DE ARMADO
 - 3.3.4.1- Tratamiento preliminar

3.3.4.2- Llenado de aceite

3.3.5- PUESTA EN SERVICIO

3.3.5.1- Pruebas

3.3.5.2- Energización

3.4- PRUEBAS

3.4.1- PRUEBA DEL MÉTODO VIBRO ACÚSTICO (PARA CAMBIADORES DE DERIVACIÓN)

3.4.1.1- Procedimiento de prueba

3.4.2- PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

3.4.2.1- Procedimiento Manual-analógico y diagramas de conexión

3.4.2.2- Procedimiento con capacitancia auxiliar y diagramas de conexión

3.4.3- CORRIENTE DE EXCITACIÓN

3.4.3.1- Procedimiento de medición

3.4.4- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y APORTACIONES.

4.1- CONCLUSIONES

4.2- APORTACIONES

BIBLIOGRAFÍA

MESOGRAFÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

| FIGURAS | PÁGINA |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| FIGURA 1.1. <i>Diagrama unifilar de un sistema radial simple.</i> | 2 |
| FIGURA 1.2. <i>Fotografía donde se muestra un relevador microprocesado y a su izquierda la nomenclatura 21/21N lo cual nos indica que es una protección de distancia.</i> | 5 |
| FIGURA 1.3. <i>Imagen donde se muestra un banco de transformación a) trifásico, b) monofásico.</i> | 7 |
| FIGURA 1.4. <i>Imagen en donde se muestra el diagrama de conexiones de una conexión Delta / Estrella con neutro aterrizado.</i> | 8 |
| FIGURA 1.5. <i>Imagen donde se muestran los núcleos de transformadores a) tipo núcleo, b) tipo acorazado.</i> | 8 |
| FIGURA 1.6. <i>Imagen en donde se muestran dos embobinados, el primero del lado izquierdo energizado con una fuente de CA y el segundo de lado derecho al cual se le conecta un voltímetro para mostrar que existe una tensión en sus terminales.</i> | 11 |
| FIGURA 1.7. <i>Imagen en donde se muestran el funcionamiento de los transformadores con núcleo ferromagnético laminado, con señalización de parámetros eléctricos y dirección de flujo de campo magnético.</i> | 12 |
| FIGURA 1.8. <i>Símbolo esquemático de transformador a) con polaridad substractiva, b) con polaridad aditiva.</i> | 13 |
| FIGURA 1.9. <i>Circuito eléctrico que representa el comportamiento del conductor eléctrico enrollado.</i> | 15 |
| FIGURA 1.10. <i>Circuito eléctrico que representa el efecto de pérdidas del núcleo ferromagnético.</i> | 15 |
| FIGURA 1.11. <i>Circuito eléctrico equivalente que representa el comportamiento del transformador real.</i> | 16 |
| FIGURA 1.12. <i>Circuito eléctrico equivalente reducido; a) con parámetros referidos a primario, b) con parámetros referidos a secundario.</i> | 16 |
| FIGURA 1.13. <i>Autotransformador monofásico con nomenclatura AT421C fase C de S.E. Santa Cruz (CFE).</i> | 17 |
| FIGURA 1.14. <i>Datos de placa del AT421C fase C, S.E. Santa Cruz</i> | 18 |
| FIGURA 1.15. <i>Circuito eléctrico equivalente aproximado del autotransformador AT421C Fase C S.E. Santa Cruz, a) con parámetros referidos a primario, b) parámetros referidos a secundario.</i> | 21 |
| FIGURA 1.16. <i>Circuito eléctrico equivalente con parámetros referidos a secundario a) sin carga conectada, b) con carga conectada.</i> | 21 |
| FIGURA 1.17. <i>Diagrama fasorial de Corrientes producidas por un voltaje V, en diferentes elementos.</i> | 22 |
| FIGURA 1.18. <i>Flujo de potencia y diagrama fasorial de voltaje y corriente para una carga; a) puramente resistiva, b) de componente inductiva y resistiva, c) de componente capacitiva y resistiva.</i> | 23 |
| FIGURA 1.19. <i>Diagrama fasorial de un transformador conectado a una carga puramente resistiva.</i> | 24 |
| FIGURA 1.20. <i>Diagrama fasorial de un transformador conectado a una carga con componente inductiva.</i> | 24 |
| FIGURA 1.21. <i>Diagrama fasorial del transformador conectado a una carga con componente capacitiva.</i> | 24 |
| FIGURA 1.22. <i>Diagrama vectorial para cada caso; a) Caso 1: Con la corriente a plena carga en atraso, b) Caso 2: Cuando el factor de potencia es ideal, c) Caso 3: Con la corriente a plena carga adelantada.</i> | 27 |

| | | |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| FIGURA 2.1. | <i>Cambiador de derivaciones sin carga, a) cambio con movimiento rotatorio, b) cambio con movimiento lineal.</i> | 30 |
| FIGURA 2.2. | <i>Funcionamiento mecánico de un cambiador de derivaciones sin carga.</i> | 31 |
| FIGURA 2.3. | <i>Arreglos de conexiones para cambiadores de derivación sin carga; a) lineal, b) puente simple, c) puente doble, d) inversor, e) serie-paralelo, f) delta-estrella.</i> | 32 |
| FIGURA 2.4. | <i>Mecanismos de transmisión mecánica al cambiador; a) mando manual por manubrio volante, b) mando motor con transmisión de árbol.</i> | 34 |
| FIGURA 2.5. | <i>Imagen física de los componentes de un cambiador de derivaciones bajo carga.</i> | 37 |
| FIGURA 2.6. | <i>Arreglo de devanados para cambiadores de derivación bajo carga.</i> | 38 |
| FIGURA 2.7. | <i>Diagramas esquemáticos de interconexión del devanado de taps en autotransformadores ^[5]; a) en serie con el devanado de alta tensión, b) en serie para salida a baja tensión, c) como devanado común en la salida a neutro.</i> | 39 |
| FIGURA 2.8. | <i>Fotografías de interruptores; a) botella de vacío y b) cuerpo ruptor sumergido en aceite.</i> | 42 |
| FIGURA 2.9. | <i>Diagrama de conexiones para diferentes arreglos de resistencias.</i> | 43 |
| FIGURA 2.10. | <i>Secuencia de una operación para la conmutación de tipo resistiva.</i> | 43 - 45 |
| FIGURA 2.11. | <i>Ciclo de operación en un arreglo inversor.</i> | 46 - 50 |
| FIGURA 2.12. | <i>Diagrama de conexiones para los diferentes arreglos con autotransformador preventivo; a) tipo reactivo con selector-conmutador, b) tipo reactivo con selector y conmutador independientes, c) tipo reactivo con selector e interrupción en vacío.</i> | 52 |
| FIGURA 2.13. | <i>Cambiador de derivaciones trifásico con interrupción en vacío, en compartimento externo.</i> | 52 |
| FIGURA 2.14. | <i>Ciclo de operación para un cambiador con impedancias de tipo reactiva.</i> | 53 - 55 |
| FIGURA 2.15. | <i>Cambiador de derivaciones externo con selector y conmutador en compartimentos independientes.</i> | 56 |
| FIGURA 2.16. | <i>Cambiador de derivaciones externo con selector y conmutador de diseño interno.</i> | 57 |
| FIGURA 2.17. | <i>Cambiador de derivaciones interno con selector y conmutador separado.</i> | 58 |
| FIGURA 2.18. | <i>Cambiador de derivaciones interno con selector-conmutador.</i> | 58 |
| FIGURA 2.19. | <i>Fotografías descriptivas de ubicación y accesorios de mando motor.</i> | 61 |
| FIGURA 2.20. | <i>Diagrama de control de paralelaje de bancos.</i> | 63 |
| FIGURA 2.21. | <i>Designación alfanumérica de Cambiadores de derivación.</i> | 66 |
| FIGURA 2.22. | <i>Datos de conexión del cambiador.</i> | 66 |
| FIGURA 2.23. | <i>Fotografía de una placa de datos.</i> | 67 |
| FIGURA 2.24. | <i>Indicador de nivel de aceite, a) disposición visual vertical, b) disposición visual rotacional.</i> | 67 |
| FIGURA 2.25. | <i>Válvula de muestreo de aceite.</i> | 68 |
| FIGURA 2.26. | <i>Compartimentos de tanque conservador, a) independientes, b) en un mismo tanque, pero sin contacto entre aceites.</i> | 69 |
| FIGURA 2.27. | <i>Ubicación e ilustración de relevador de flujo de aceite.</i> | 71 |
| FIGURA 2.28. | <i>Dispositivos de protección contra sobrevoltajes, a) con cuernos de arqueo, b) con resistencia no lineal.</i> | 73 |

| | | |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| FIGURA 3.1. | <i>Foto de la instalación de un cambiador de derivaciones tipo interno en fábrica.</i> | 86 |
| FIGURA 3.2. | <i>Fotografías; a) conexión de la bomba de alto vacío, b) vacuómetro de la bomba.</i> | 94 |
| FIGURA 3.3. | <i>Método de secado por alto vacío auxiliado de calentamiento a base de aceite (diagrama esquemático).</i> | 95 |
| FIGURA 3.4. | <i>Esquema de llenado de aceite del transformador de potencia.</i> | 96 |
| FIGURA 3.5. | <i>Fotografía en donde se muestran las válvulas de purga de aire en cambiador de derivaciones bajo carga, y la tubería de conexión entre el tanque principal del transformador y el compartimento de aceite del cuerpo ruptor (marca MR).</i> | 98 |
| FIGURA 3.6. | <i>Equipo de medición para la prueba vibro acústica.</i> | 102 |
| FIGURA 3.7. | <i>Gráfica del método vibro-acústico con ilustraciones del evento físico que lo provoca.</i> | 104 |
| FIGURA 3.8. | <i>Imagen ilustrativa de equipo de T.T.R.</i> | 108 |
| FIGURA 3.9. | <i>Esquema de conexión para medición de capacitancia C1.</i> | 108 |
| FIGURA 3.10. | <i>Esquema de conexión para la medición de C2.</i> | 109 |

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICAS.

| TABLAS | PÁGINA |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| TABLA 1. <i>Designación y descripción de las clases o tipos de enfriamiento usados en transformadores de potencia.</i> | 10 |
| TABLA 2. <i>Opciones posibles de operación en cambiadores. Son expresadas como datos de conexión en la designación alfanumérica.</i> | 66 |
| TABLA 3. <i>Valores límite para contenido de gases y humedad en el aceite aislante.</i> | 96 |
| TABLA 4. <i>Conexiones para la prueba de TTR, según su diagrama vectorial. Equipo de prueba manual-analógico.</i> | 107 |
| TABLA 5. <i>Conexiones para la prueba de relación de transformación, según su diagrama vectorial. Equipo de prueba con capacitor auxiliar.</i> | 110 |
| TABLA 6. <i>Ejemplo de resultados de la prueba de relación de transformación. Resultados del AT421C Fase C se SE Santa cruz, CFE.</i> | 111 |
| TABLA 7. <i>Ejemplo de resultados de corriente de excitación. Autotransformador monofásico AT421C FaseC SE Santa Cruz, CFE.</i> | |

| GRÁFICAS | PÁGINA |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| GRÁFICA 1. <i>Gráfica comparativa de tiempos de mantenimiento, en función del número de operaciones.</i> | 41 |
| GRÁFICA 2. <i>Gráfica de tiempo de respuesta efectivo para la conmutación. Eje vertical tiempo de respuesta en segundos, eje horizontal es la desviación de voltaje $\Delta U(\%)$.</i> | 65 |
| GRÁFICA 3. <i>Curva típica de confiabilidad en tiempo de vida de un equipo.</i> | 75 |
| GRÁFICA 4. <i>Curva de costo-beneficio de mantenimiento.</i> | 75 |
| GRÁFICA 5. <i>Puntos de ebullición del agua en función de la presión absoluta.</i> | 93 |
| GRÁFICA 6. <i>Partes por millón de agua en el aceite, en función de la temperatura.</i> | 97 |
| GRÁFICA 7. <i>Porcentaje de aire en volumen de aceite, en función de su presión absoluta.</i> | 97 |
| GRÁFICA 8. <i>Ejemplo de una gráfica típica de la prueba vibro-acústica, con la envolvente de las señales de alta frecuencia, baja frecuencia y corriente.</i> | 103 |
| GRÁFICA 9. <i>Identificación de desgaste de contactos en cambiador, por pérdida de impacto; a) y b) durante la inspección, c) después de la sustitución de contactos.</i> | 104 |
| GRÁFICA 10. <i>Identificación se asincronismo con mecanismo de mando motor, por impactos fuera del tiempo de energización del motor.</i> | 104 |
| GRÁFICA 11. <i>Problemas mecánicos, identificados por la corriente demandada por el motor, en este caso fue problema de lubricación.</i> | 105 |
| GRÁFICA 12. <i>Detección de arcos por vibraciones intensas fuera del rango de operación.</i> | 105 |

INTRODUCCIÓN

Esta tesis profesional busca proporcionar información y herramientas útiles para los ingenieros, tanto para aquellos que se encuentran en formación, como para aquellos que laboran en la industria eléctrica, proporcionando las bases de información en el estudio de los cambiadores de derivación para transformadores de potencia de alta tensión.

Estas bases se buscan dar en tres diferentes aspectos, el primero de ellos es el conocimiento general del cambiador de derivaciones y su función en las redes eléctricas, el segundo de ellos es el conocimiento de las tecnologías del cambiador y, finalmente, el tercer capítulo está dirigido a cubrir la parte práctica y la utilidad de los conceptos teóricos.

A lo largo de toda la tesis se utiliza el caso de un transformador real para ejemplificar los conceptos teóricos de los que se habla, este es un autotransformador monofásico y está ubicado como fase "C" del banco "C" en la subestación Santa Cruz, de la zona de transmisión metropolitana, como parte de la interconexión de la red eléctrica en México por la Comisión Federal de Electricidad.

Para una mejor comprensión de la función que desarrollan los cambiadores de derivación en la red eléctrica, se presenta al inicio, un capítulo completo de conceptos generales en donde se explican muy brevemente los componentes de la red eléctrica (sin tocar todos los puntos de manera profunda, ya que existe mucha información sobre cada uno de los temas, al grado de encontrar libros enteros sobre cada uno de los aspectos mencionados dentro del índice) y se encaminan los comentarios sobre una vereda que nos lleva a hablar de los cambiadores de derivación instalados en los transformadores eléctricos de potencia.

Siguiendo con el mismo camino de explicaciones cada vez más específico, en el segundo capítulo se explica el funcionamiento interno de los cambiadores de derivación, tomando en cuenta los diferentes tipos de cambiadores y las diferentes tecnologías que existen actualmente en el mercado, haciendo particular referencia a las normas internacionales IEC (International Electrotechnical Commission).

El tercer capítulo es, por otro lado, dirigido a tres puntos que son sumamente útiles para aquel que tenga, o vaya a tener, contacto directo con los cambiadores de derivación, y estos son: el mantenimiento, las pruebas y la puesta en servicio del equipo, con lo cual se pretende explicar la teoría que fundamenta la forma de llevar a cabo estas acciones, de manera que no busca reemplazar manuales del fabricante, sino al contrario, busca respaldar y fomentar el uso de ellos.

Finalmente el cuarto y último capítulo de esta tesis está dirigido a las conclusiones, y está presentado en el formato de un capítulo con la finalidad de tratar de manera independiente las conclusiones y las aportaciones de este trabajo.

A lo largo de la tesis se indican con numeración entre corchetes las obras que fueron consultadas y que pueden ser útiles si se desea mayor profundidad o extensión en el concepto tratado. La relación de las obras consultadas se presentan en la Bibliografía, así como las páginas electrónicas se refieren en la mesografía, ambas al final del trabajo.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS GENERALES

1.1-SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La energía eléctrica consumida alrededor del mundo tiene un proceso de generación, transmisión y distribución por lo cual los diseños de ingeniería que llevan a cabo estas funciones son denominados Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los sistemas eléctricos de potencia utilizan tres fases desde la generación hasta la carga, la cual busca ser equilibrada, y para visualizarlos se pueden utilizar diagramas unifilares o trifilares los cuales son una representación esquemática de la interconexión de los equipos o componentes, a través de tres líneas en el caso de trifilares y de una sola línea en el caso de unifilares, como se muestra en el ejemplo de la figura 1.1.

Por otro lado estos sistemas tienen que suministrar energía eléctrica a áreas muy grandes con consumo distribuido por lo cual, y entre otras razones, estos sistemas se encuentran interconectados entre sí logrando dar cobertura y suministro de energía constante a la totalidad de la demanda; adicionalmente el buen diseño de la interconexión puede lograr conjuntamente aumentar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del sistema, ya que si se llegase a suspender el suministro desde una dirección puede ser suministrada desde otra u otras. Para que esta interconexión de sistemas se pueda llevar a cabo es necesario un elemento denominado Subestación Eléctrica (SE), la cual está marcada en el siguiente diagrama unifilar.

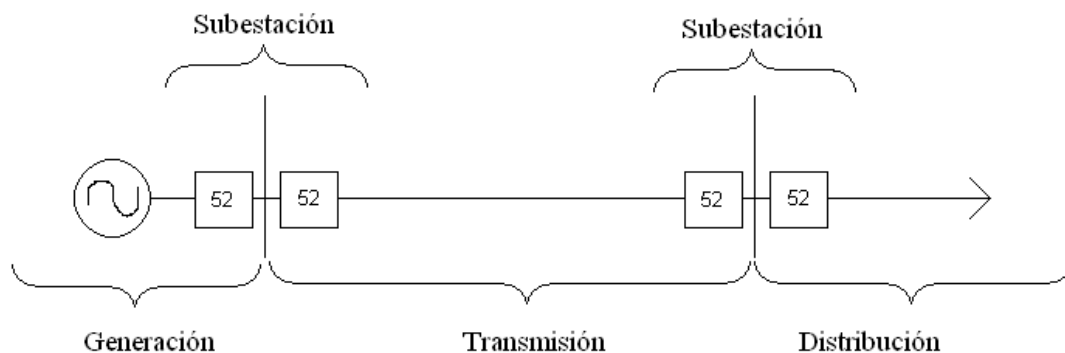


FIGURA 1.1. Diagrama unifilar de un sistema radial simple.

Esta interconexión entre los sistemas en estado estable está sujeta a distintos factores que deben estar presentes de igual manera de forma estable por lo que si uno de éstos varía de manera repentina o se sale de un rango de operación, la interconexión entre los sistemas se puede ver afectada e incluso interrumpida ya que entre otros efectos provocan oscilaciones en el flujo de potencia que afectan directamente a la o las unidades de generación. Dentro de los factores principales que se toman en cuenta a lo largo y ancho de los sistemas eléctricos de potencia son la frecuencia del sistema de corriente alterna que en México se maneja en 60 [Hz] y el voltaje, mejor llamado tensión eléctrica, para lo cual se manejan diferentes magnitudes

dependiendo del uso, la cantidad de energía transmitida y las distancias que deberán recorrer, sin embargo, se encuentran normalizados en todas partes del mundo, por ejemplo en México existen tensiones que van desde los 400 kV en la transmisión, hasta niveles de usuario final de 220 V entre fases y 127 V de fase a neutro^[18]. Por ejemplo en la zona de transmisión metropolitana (de la cual se extrae el transformador de los ejemplos que se verán a lo largo de la tesis) se utilizan como tensiones de transmisión 400, 230, 85 y 23 kV.

1.2.-SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Las subestaciones eléctricas implican tanto en el funcionamiento de la red eléctrica, que quizá la mejor forma de entenderlas sea clasificarlas, ya que al hacerlo se tocan las diferentes perspectivas de su funcionalidad y el significado que tiene dentro de los sistemas eléctricos de potencia.

1.2.1-CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Las subestaciones eléctricas pueden tener diferentes funciones, como ya se mencionaba anteriormente éstas pueden ser puntos de interconexión entre líneas que transmiten energía, pero independientemente de esto también pueden tener la función de cambiar los parámetros de la energía eléctrica para una mejor funcionalidad de transmisión o bien de distribución de la energía, de lo cual las subestaciones se pueden clasificar, de acuerdo con la función que desarrollan, en tres tipos^[2]:

- Subestaciones variadoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- Subestaciones mixtas (tienen las dos funciones mencionadas anteriormente)

A su vez, y en caso de que se trate de una subestación variadora de tensión se puede subdividir, para una mejor clasificación, en:

- Subestación “*elevadora*”.
- Subestación “*reductora*”.

Esto va a depender de la dirección del flujo de energía, la cual concuerda lógicamente con el esquema de la figura 1.1, en donde la energía se transmite del generador a la carga (también llamada usuario) por lo que el flujo de energía estaría de izquierda a derecha. Siendo así las cosas, la subestación del lado izquierdo realizaría una función “*elevadora*”, ya que requiere que la energía recorra grandes distancias con la menor pérdida posible, mientras que la subestación de la derecha realizaría una función “*reductora*” ya que necesita reducir la tensión para que el usuario final pueda consumir la energía.

En el argot de subestaciones, es común escuchar simplemente la disociación de acuerdo con el departamento al cual pertenece, esto quiere decir que pueden pertenecer a uno de los tres

departamentos mencionados anteriormente; “generación”, “transmisión” y “distribución”, lo cual nos proporciona información como se especifica a continuación:

- Si se tratase de una subestación de “generación” de inmediato sabemos que es una subestación que eleva la tensión y que los circuitos derivados no son para usuario final.
- Una subestación de “transmisión” sabemos que también maneja las más altas tensiones, que puede seccionar circuitos o variar tensiones, pero adjuntamente podemos saber que si varía la tensión sería para la reducción y que los circuitos derivados no son para el usuario final (con ciertas excepciones de alto consumo).
- Finalmente una subestación de “distribución” sabemos que manejará medias tensiones, con circuitos derivados dirigidos al suministro de energía a los usuarios finales.

Por otro lado se tiene una clasificación totalmente distinta, y es que, sin importar que función realice la subestación dentro del sistema, nosotros podemos clasificarla de acuerdo con la tecnología de sus componentes, es decir, se pueden clasificar en:

- Convencional
- Encapsulada en Gas SF6
- Metal Clad
- Tableros Blindados

1.2.2-COMPONENTES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

En este inciso se describirán brevemente las características más importantes del equipo eléctrico primario que se instala en una subestación^[2].

Transformador de potencia. Es una máquina electromagnética cuya función principal es cambiar los parámetros de tensión y corriente, sin modificar la frecuencia de la red.

Transformadores de Corriente. Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de corriente que se tienen en el conductor principal, para ser utilizadas en la protección y medición de los diferentes circuitos de la subestación.

Transformadores de Potencial. Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión que se tienen en el conductor principal, para ser utilizados en la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación.

Apartarrayos. Es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones, sobre todo de tipo atmosférico, sin embargo, también pueden funcionar para sobretensiones producidas en aperturas y cierres de líneas.

Cuchillas. Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de un circuito sin carga.

Interruptores. Son dispositivos destinados al cierre y apertura de un circuito eléctrico bajo carga, no solo para condiciones normales de operación, sino que también deben estar capacitados para la apertura del circuito en condiciones de cortocircuito.

Compensador estático de VAR's. Es una combinación de reactores y capacitores, cuya operación sirve para el control de la tensión del sistema eléctrico y también por la naturaleza del mismo sirve para la corrección del factor de potencia.

1.2.3-PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL

Cabe mencionar que todas las conexiones y componentes dentro de la subestación eléctrica están acompañadas de sistemas de protección, medición y control, los cuales están realizando una función de vigilancia constante y permanente de los parámetros de la energía eléctrica, cada uno para realizar diferente función. Los equipos utilizados en estos sistemas en su mayoría utilizan transformadores de instrumento para obtener la muestra de los parámetros eléctricos del sistema, conectándose en los embobinados secundarios de estos transformadores.

^[2] Los sistemas de protección son los encargados de eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla en la operación del sistema. Éstos están compuestos primordialmente por los relevadores quienes son los encargados de discernir cuando existe un funcionamiento anormal y en caso de alguna falla deben mandar la señal de disparo a los interruptores de potencia quienes seccionan el circuito fallado.

Por otro lado se tienen los sistemas de control, los cuales son el conjunto de instalaciones en baja tensión que sirven para poder efectuar las maniobras en los equipos de alta tensión, de tal forma que este control sobre los equipos pueda operar de forma manual o automática y también de forma local o remota.

Y finalmente los sistemas de medición son el conjunto de aparatos que son conectados en los devanados secundarios de los transformadores de instrumento, con la finalidad de dar la información de los valores y magnitudes que tiene el sistema en el momento en que se desea saberlas.



FIGURA 1.2. Fotografía donde se muestra un relevador microprocesado y a su izquierda la nomenclatura 21/21N lo cual nos indica que es una protección de distancia.

1.3- TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.3.1-IMPORTANCIA DE LOS TRANSFORMADORES

Cuando los sistemas de suministro de energía eléctrica comienzan en 1882, son dirigidos para el alumbrado en la ciudad de Nueva York, gracias a los desarrollos de Tomas Alva Edison; sin embargo este fue un sistema de corriente continua que generaba a 120 V , por lo que evidentemente por la cantidad de energía transmitida, manejaba corrientes muy grandes y por lo tanto producía pérdidas muy grandes, no solo de energía sino también económicas ya que requería de conductores más gruesos, adicionalmente las variaciones de tensión producidas por la carga limitaban aún más el área alcanzable para el suministro, de tal modo que el abastecimiento de energía se veía limitado a una pequeña área y para 1890 las estaciones generadoras se colocaron a un par de cuadras, una de otra, para solucionar este problema.

Posteriormente con los desarrollos alcanzados en los generadores de corriente alterna y aunado a la invención del transformador, se hicieron evidentes las ventajas de los sistemas de transmisión en corriente alterna, ya que aunque el generador produjese la energía a bajas tensiones con altas corrientes, el transformador se encargaba de mantener la misma cantidad de energía transmitida cambiando los parámetros eléctricos, es decir, aumentando la tensión y disminuyendo proporcionalmente la corriente, de tal forma que las pérdidas fueran menores.

Inicialmente los sistemas comenzaron siendo monofásicos y aunque ya venían impulsados por las ventajas antes mencionadas el crecimiento de los sistemas de corriente alterna se vio nuevamente impulsado cuando Nikola Tesla, publica un artículo en el cual se descubrían los motores polifásicos y se explicaba la sincronización.

En la actualidad,^[3] con base en la sincronización de generadores y los transformadores eléctricos de potencia se puede suministrar energía eléctrica a áreas verdaderamente grandes a distancias muy significativas del lugar de generación, inicialmente elevando en gran forma la tensión de las líneas para recorrer grandes distancias con pérdidas mínimas y posteriormente con los mismos transformadores reducir la tensión a niveles manejables para poderla distribuir entre los usuarios, a quienes, a su vez, se les instalan transformadores locales para el consumo personal.

1.3.2- CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

De igual forma que para las subestaciones eléctricas, los transformadores tienen muchas características diferentes, por lo cual, suelen ser clasificados de distinta forma, esta vez no en razón de su función dentro del sistema, ya que como se ha hecho ver desde el punto anterior, su función se enfoca únicamente en variar los parámetros de la energía eléctrica dentro del sistema de transmisión y distribución de la energía; en esta ocasión la clasificación se hará con respecto a las características físicas que posea el equipo.

Puede ser conveniente entonces mencionar desde este punto que esta función básica de cambio de parámetros se da bajo un principio básico de operación que se cumplirá para todos los transformadores mencionados a continuación y, por esta razón, a este principio de funcionamiento se le hace un particular estudio en el siguiente punto 1.3.3, en donde se explicará con mayor detalle la razón de ser de los componentes que en este punto quizá no queden del todo claros.

Por Número de Fases

Tal vez una de las más importantes clasificaciones sea la clasificación por el número de fases, ya que, esta información nos puede decir mucho acerca de la construcción del transformador, por ende, las características físicas y los requerimientos que podría necesitar.

Como ya se mencionó en el primer punto de este capítulo, referente a la naturaleza de la red eléctrica nacional, el sistema en el cual se desempeñan los transformadores es trifásico, lo cual quiere decir que tienen tres fases energizadas con las mismas características entre sí pero desfasadas una de otra por 120° , para formar una sola línea, por lo cual la construcción del transformador puede ser la integración de las tres fases en un solo transformador, o bien, el transformador por construcción puede utilizar una sola fase, pero para entrar en funcionamiento en el sistema se requiere de la interconexión de tres transformadores de estos.

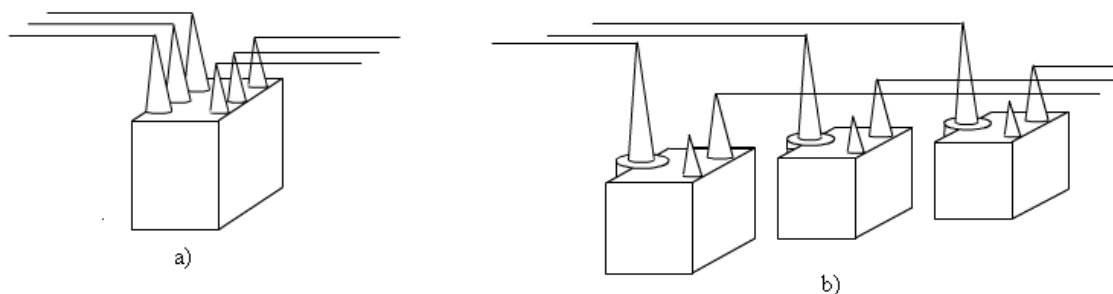


FIGURA 1.3. Imagen donde se muestra un banco de transformación a) trifásico, b) monofásico.

Por su Conexión

Como es de notarse, ya que externamente se pueden utilizar transformadores monofásicos para la interconexión del sistema, internamente los transformadores trifásicos están constituidos por tres transformadores monofásicos que comparten el mismo núcleo, aunque cabe mencionar que en los transformadores trifásicos de muy alta tensión no se suelen manipular las terminales por lo que ya vienen interconectados internamente desde la fabricación.

La conexión de las tres fases se puede hacer básicamente de dos formas, una de ellas es la forma delta representada simbólicamente con la letra del alfabeto griego " Δ ", y la otra de ellas es la estrella, representada con la letra y mayúscula " Y ".

A razón de que en el transformador viene un conductor para el lado primario y otro para el conductor secundario, quedará una interconexión del lado primario y otra interconexión del lado secundario, de esta manera se derivan las cuatro posibilidades siguientes ^[4]:

- Delta/ Delta ($\Delta - \Delta$)
- Delta / Estrella ($\Delta - Y$)
- Estrella / Delta ($Y - \Delta$)
- Estrella / Estrella ($Y - Y$)

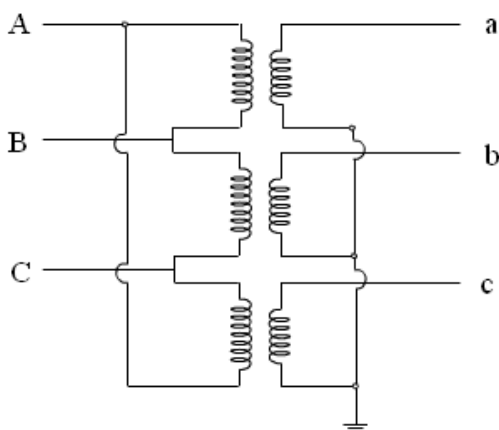


FIGURA 1.4. Imagen en donde se muestra el diagrama de conexiones de una conexión Delta / Estrella con neutro aterrizado.

Por Tipo de Núcleo

Aunque en el siguiente punto tocaremos con más detalle la razón de ser de los núcleos ferromagnéticos, podemos mencionar que existen dos tipos de núcleo en un transformador, el tipo núcleo y el tipo acorazado.

El llamado “tipo núcleo” es en el que dos columnas sirven de núcleo y soporte a los embobinados, estas son sujetadas por yugos en la parte inferior y superior^[3]. El “tipo acorazado” es aquel que con el mismo laminado de material ferromagnético encierra a los embobinados en la parte externa e interna y a su vez sirve de soporte mecánico ya que tienen mayor resistencia mecánica que los de tipo núcleo.

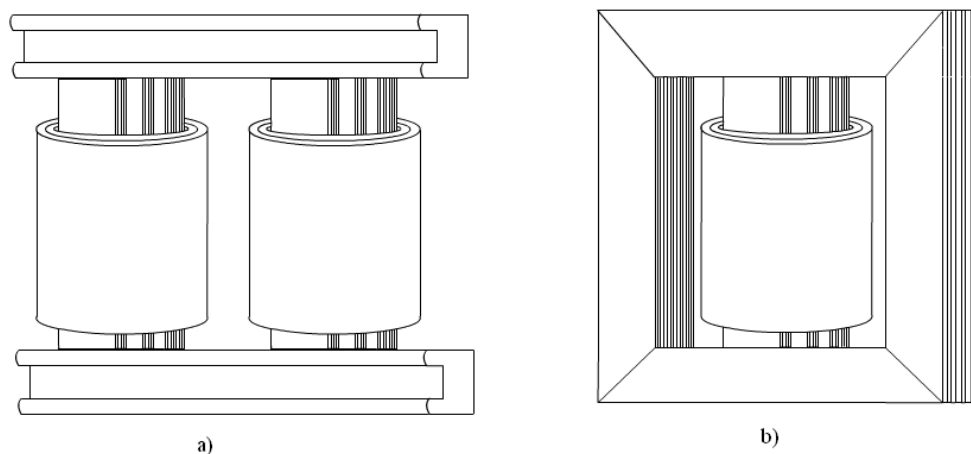


FIGURA 1.5. Imagen donde se muestran los núcleos de transformadores a) tipo núcleo, b) tipo acorazado.

Por su capacidad

Aunque existen transformadores de menor capacidad, se podría considerar que los transformadores de potencia manejan potencias aparentes mayores a los 500kVA, entonces de acuerdo con esto, existen los siguientes rangos:

- Pequeña Capacidad (500 – 7500 kVA).
- Mediana Capacidad (7.5 - 10MVA).
- Gran Capacidad (10 MVA y superiores).

Por su Tipo de Enfriamiento

Derivado de las pérdidas inherentes de una máquina real la disipación de energía en forma de calor en el transformador se hace importante. En transformadores de tipo seco los niveles de aislamiento solo alcanzan rangos menores a 5 kV (teniendo capacidades menores a 1500 kVA) por lo que para las altas tensiones es requerido el aceite mineral para el aislamiento de los embobinados y núcleo, lo cual quiere decir que el enfriamiento por aire se hace de forma indirecta.

Luego entonces se pueden utilizar diferentes métodos para el enfriamiento, los cuales ya vienen especificados en la norma internacional IEC 60076-2 y resumidos en la siguiente tabla, que para su mejor comprensión se debe considerar lo siguiente.

El aceite dentro del tanque adicionalmente a la función de aislante dieléctrico puede realizar la función de medio de enfriamiento, por lo que los medios de enfriamiento quedan de la siguiente manera:

- (O) Aceite mineral (del inglés "Oil")
- (W) Agua (del Inglés "Water").
- (A) Aire.

Estos pueden ser utilizados básicamente con tres métodos de enfriamiento, de los cuales no necesariamente estarán instalados todos en un mismo transformador, es decir que puede haber combinaciones entre ellos:

- (N) Convección natural del aceite aislante dentro del tanque.
- (F) Convección forzada del aceite por medio de enfriamiento.
- (D) Mecanismos de circulación directa al aceite.

TABLA 1. Designación y descripción de las clases o tipos de enfriamiento usados en transformadores de potencia ^[4].

| Designación anterior | Designación IEC (actual) | Descripción |
|----------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| OA | ONAN | Enfriamiento natural del aceite y aire (por si mismo) |
| FA | ONAF | Enfriamiento natural del aceite con aire forzado (ventiladores). |
| OA/FA/FA | ONAN/ONAF/ONAF | Enfriamiento natural del aceite y aire, seguido de dos pasos de forzamiento de aire. |
| OA/FA/FOA | ONAN/ONAF/OFAF | Enfriamiento natural del aceite y aire, seguido de un paso de aire forzado, seguido de un paso de aceite forzado. |
| OA/FOA | ONAN/ODAF | Enfriamiento natural de aceite y aire, seguido de un paso de bombas de flujo dirigidas al aceite. |
| OA/FOA/FOA | ONAN/ODAF/ODAF | Enfriamiento natural de aceite y aire, seguido de dos pasos de bombas de flujo dirigidas al aceite. |
| FOA | OFAF | Capacidad de aceite forzado y aire forzado únicamente (sin capacidad de enfriamiento por si mismo). |
| FOW | OFWF | Capacidad de aceite forzado y agua forzada con bombas (agua como intercambiador de calor únicamente). |
| FOA | ODAF | Enfriamiento con bombas de aceite dirigido y aire forzado con ventiladores. |
| FOW | ODWF | Enfriamiento con bombas de aceite dirigido y bombas de agua. |

1.3.3-PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Para comprender más fácilmente el funcionamiento de los cambiadores de derivación, los cuales son el objetivo principal de estudio en esta tesis, es necesario comprender el funcionamiento de los transformadores eléctricos de potencia ya que en ellos se lleva a cabo el funcionamiento de los cambiadores de derivación. Como ya se mencionó anteriormente en el punto que habla sobre las interconexiones, es importante mencionar que el transformador trifásico contiene en su interior tres transformadores monofásicos que comparten el mismo núcleo, por lo que si bien abundan mucho los transformadores trifásicos, su funcionamiento puede ser explicado mediante el estudio de un transformador monofásico.

Primeramente debemos tener presente que el transformador basa su funcionamiento en el fenómeno de inducción electromagnética. Este fenómeno inicialmente fue estudiado por *Michael Faraday* (1791-1867) quien observó que cuando un campo magnético que atraviesa un conductor varía en magnitud con respecto al tiempo, se produce un efecto en el conductor, elevando una diferencia de potencial eléctrico en sus terminales, a esta tensión se le denominó *voltaje inducido*, con lo que enunció posteriormente en sus análisis y experimentos, lo que se conoce actualmente como la *Ley de Faraday*, esto es que: “la fuerza electromotriz inducida se presenta únicamente cuando hay una variación con respecto al tiempo en el flujo del campo magnético que atraviesa al conductor que la produce” como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\varepsilon \propto \frac{d\Phi}{dt}$$

En donde:

ε =fuerza electromotriz inducida

Φ = flujo de campo magnético.

Y adicionalmente es directamente proporcional al número de espiras, que son concatenadas por el flujo, hechas por el conductor, lo que produce:

$$\varepsilon \propto N \frac{d\Phi}{dt}$$

Siendo “N” el número de espiras concatenadas por el flujo.

Para el año 1834 (tres años después de la publicación de la Ley de Faraday) el físico alemán *Friedrich Lenz* (1804-1865) completó esta ley comprobando, que en relación con la Ley de la conservación de la energía, la fuerza electromotriz inducida se opone a la variación del flujo magnético que la produce. Quedando la ecuación de la inducción electromagnética de la siguiente manera.

$$\varepsilon = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad \text{Ec. 1}$$

De tal forma que se puede visualizar mejor en la siguiente figura como se lleva a cabo el fenómeno, en donde la bobina del lado izquierdo al estar energizada con una fuente de corriente alterna produce una variación en el flujo de campo magnético, alternando a la misma frecuencia de la fuente, con lo que se produce esta inducción en el embobinado del lado derecho que sin estar conectado eléctricamente con el izquierdo tiene una diferencia de potencial inducida en sus terminales también llamada fuerza electromotriz inducida, a razón del trabajo que puede llegar a realizar cuando se cierra el circuito con una carga eléctrica.

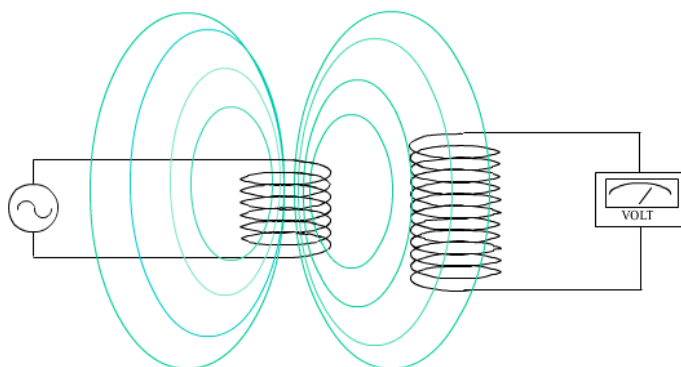
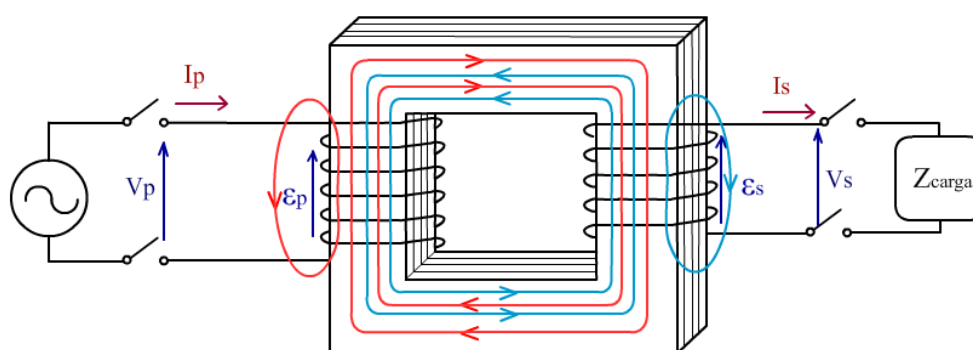


FIGURA 1.6. Imagen en donde se muestran dos embobinados, el primero del lado izquierdo energizado con una fuente de CA y el segundo de lado derecho al cual se le conecta un voltímetro para mostrar que existe una tensión en sus terminales.

Posteriormente para las aplicaciones y con la ayuda del estudio de los materiales se realizó la concatenación del flujo entre embobinados (direccionamiento del flujo de campo magnético) a través de materiales ferromagnéticos los cuales presentan características muy peculiares, y

aunque no presentan linealidad en su comportamiento, presentan muchas otras ventajas que los materiales diamagnéticos o paramagnéticos nos pueden proporcionar.

Estas ventajas son principalmente que la permeabilidad magnética en los ferromagnéticos es muchas veces mayor que en los otros materiales por lo que la oposición al flujo de campo magnético producido por las bobinas es muchas veces mayor afuera del núcleo que adentro, por lo que un muy alto porcentaje del campo se queda contenido dentro del núcleo, adicionalmente a esto , los momentos dipolares magnéticos de la materia pueden ser direccionados en el material ferromagnético con lo que a su vez coadyuva a la intensidad del campo magnético que enlazará a las espiras del conductor que inducirá la fuerza electromotriz.



- > Flujo de Campo Magnético producido por el embobinado Primario
- > Flujo de Campo Magnético producido por el embobinado Secundario
- Corrientes involucradas
- Voltajes involucrados

FIGURA 1.7. Imagen en donde se muestran el funcionamiento de los transformadores con núcleo ferromagnético laminado, con señalización de parámetros eléctricos y dirección de flujo de campo magnético.

Así pues el mismo circuito explicado en la figura 1.6, es optimizado para las aplicaciones actuales (como se muestra en la figura 1.7) en donde la energía transferida en campo magnético es canalizada directamente con el núcleo ferromagnético al segundo devanado para, a su vez, ser convertida en energía eléctrica con nuevos parámetros eléctricos.

Vale la pena aclarar que al devanado que recibe la energía de la fuente (mostrándose en la figura del lado izquierdo) es comúnmente denominado como *devanado primario* y al embobinado que realiza la inducción y al cual normalmente se le aplica la carga eléctrica (mostrándose del lado derecho de la imagen) se de denomina *devanado secundario*.

Así pues para la representación esquemática de los transformadores en un diagrama se utilizan las siguientes figuras, en donde, los puntos a los costados del embobinado expresan el tipo de polaridad del transformador, esto quiere decir, que representan el sentido de la corriente en el devanado secundario, siendo polaridad "substractiva" la configuración en donde la corriente del devanado secundario se encuentra en fase con la corriente del devanado primario y polaridad

"aditiva" la configuración en donde la corriente del devanado secundario se encuentra desfasada 180 grados con respecto a la corriente del devanado primario, por lo cual va en sentido contrario en todo momento.

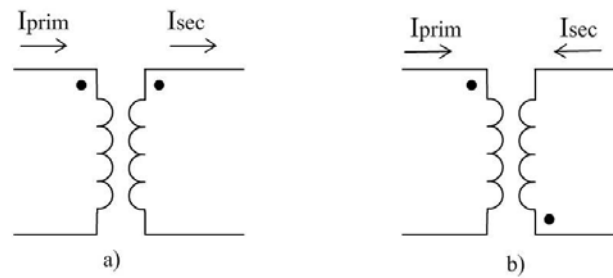


FIGURA 1.8. Símbolo esquemático de transformador a) con polaridad substractiva, b) con polaridad aditiva.

1.3.3.1- Transformador Ideal

De lo anterior podemos entender entonces que de forma ideal el flujo de campo magnético que produce la inducción es el mismo en ambos devanados, por lo tanto la frecuencia de variación es la misma, y podemos encontrar una relación entre ambos devanados, derivada de la ley de Faraday.

$$\Phi_p = \Phi_s \quad \therefore f_p = f_s \quad \text{Ec. 2}$$

Para el devanado primario

$$\epsilon_p = -N_p \frac{d\Phi}{dt}$$

Para el devanado secundario

$$\epsilon_s = -N_s \frac{d\Phi}{dt}$$

Si $\frac{d\Phi}{dt}$ es la misma en ambos devanados

$$\frac{\epsilon_p}{N_p} = -\frac{d\Phi}{dt} = \frac{\epsilon_s}{N_s} \quad \Rightarrow \quad \frac{\epsilon_p}{N_p} = \frac{\epsilon_s}{N_s}$$

De esta relación entre devanados, se obtiene una de las más importantes igualdades en los transformadores, esta es la relación entre voltaje de entrada y voltaje de salida, que como se ve a continuación es igual a la relación entre espiras de cada embobinado obtenida a través del despeje de los voltajes en un solo lado de la igualdad. A este cociente se le conoce como relación de transformación y es denominado con la letra "a".

$$a = \frac{\epsilon_p}{\epsilon_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad \text{Ec. 3}$$

Por otro lado se tiene que si este es un transformador ideal, es decir, sin pérdidas, la potencia de entrada debe ser igual a la potencia de salida, por lo que:

$$S_p = S_s \quad \text{Ec. 4}$$

Para el devanado primario

$$S_p = v_p i_p$$

Para el devanado secundario

$$S_s = v_s i_s$$

Sustituyendo en la ecuación de potencia, podemos obtener otra igualdad que nos relacione la corriente de entrada con la corriente de salida tal como lo hicimos para los voltajes.

$$v_p i_p = v_s i_s$$
$$\frac{i_p}{i_s} = \frac{v_s}{v_p}$$

Por lo tanto de la ecuación de relación de transformación podemos inferir que es el inverso, de esa ecuación:

$$\frac{i_p}{i_s} = \frac{1}{a} = \frac{N_s}{N_p} \quad \text{Ec. 4}$$

Otra propiedad importante de los transformadores es que al variar las magnitudes de voltaje y corriente, se varía también el valor de la impedancia ya que la impedancia es el cociente del voltaje entre la corriente, de tal manera que la impedancia para el embobinado primario es Z_p y Z_s para el secundario, como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$Z_p = \frac{v_p}{i_p} \quad ; \quad Z_s = \frac{v_s}{i_s}$$

Al sustituir las ecuaciones de relación de transformación, tanto para el voltaje, como para la corriente en cualquiera de las impedancias anteriores, se puede observar que:

$$a v_s = v_p \quad ; \quad i_p = \frac{i_s}{a}$$
$$Z_p = \frac{a v_s}{\frac{i_s}{a}} \quad \Rightarrow \quad Z_p = a^2 \frac{v_s}{i_s}$$
$$Z_p = a^2 Z_s \quad \text{Ec. 5}$$

1.3.3.2-Circuito Eléctrico Equivalente del Transformador

Como toda máquina real el transformador también tiene pérdidas y es que el material conductor de corriente eléctrica tiene las propiedades inherentes de la materia, como lo es la resistividad " ρ " la cual junto con la disposición física del conductor conforman la resistencia eléctrica.

$$R = \frac{\rho l}{A} \quad \text{Ec. 6}$$

En donde:

l = Longitud del conductor

A =Área transversal del conductor

ρ = Resistividad

Adicionalmente posee la propiedad de inducción propia que se lleva a cabo cuando se conduce una corriente eléctrica alterna a través de él, por lo que se produce una reactancia inductiva

que se opone al flujo de corriente alterna en relación con la frecuencia de la corriente, como se explica en la siguiente ecuación.

$$X_L = 2\pi fL \quad \text{Ec.7}$$

En donde:

L = Inductancia propia del conductor

f = Frecuencia del sistema

Por lo cual esto se presentará para cada bobina con valores diferentes, sin embargo; en general se puede representar de la siguiente manera el circuito equivalente del conductor de un embobinado.



FIGURA 1.9. Circuito eléctrico que representa el comportamiento del conductor eléctrico enrollado.

Por otro lado los momentos dipolares del núcleo presentan una oposición al cambio en su posición, por lo que para la magnetización del núcleo se presenta esta oposición con un comportamiento semejante al del inductor, ya que el flujo es alterno, por lo que el efecto del núcleo en la magnetización puede ser representado eléctricamente a través de un inductor.

Adicionalmente el fenómeno de inducción que produce un levantamiento de voltaje en el devanado secundario, también produce ese mismo efecto de inducción dentro del núcleo, ya que es un material conductor, sin embargo al no tener terminales como un devanado, se producen corrientes circulantes, las cuales son perpendiculares al flujo del campo magnético.

Estas corrientes a su vez producen elevaciones de temperatura, como producto de la disipación de la energía en el núcleo, el cual las limita al igual que las resistencias por la propiedad resistiva de la materia y por la disposición física (largo y ancho) tal cual como se describe en la ecuación No.6. Por lo que esta es la razón de laminar el núcleo, reducir las corrientes parásitas y con ello las pérdidas de energía que provocan la elevación de temperatura por su disipación en forma de calor, y aunque la reducción de pérdidas es asintótica, este efecto resistivo nunca será cero. Así pues el circuito equivalente para el núcleo ferromagnético será el siguiente:

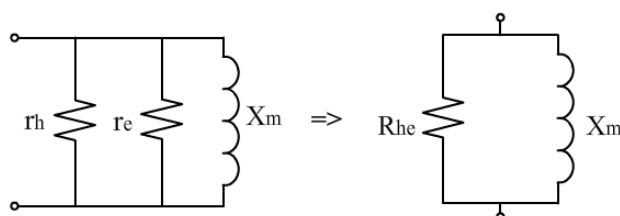


FIGURA 1.10. Circuito eléctrico que representa el efecto de pérdidas del núcleo ferromagnético.

Con esta síntesis podemos representar todos los elementos que intervienen en la transformación de la energía, con los parámetros eléctricos que representan su

comportamiento, tal cual como lo muestra el siguiente diagrama en donde el transformador es representado con su *circuito eléctrico equivalente*.

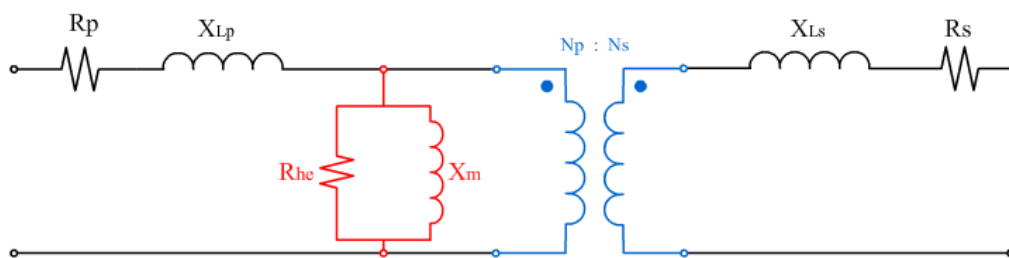


FIGURA 1.11. *Circuito eléctrico equivalente que representa el comportamiento del transformador real.*

Este circuito eléctrico, como se puede ver, está utilizando un transformador ideal en la parte media, el cual está realizando únicamente la función ideal del cambio de parámetros eléctricos, ya que todas las pérdidas son tomadas en cuenta con los elementos eléctricos, por lo tanto se pueden utilizar las ecuaciones descritas en el apartado de transformador ideal para referir todos los parámetros eléctricos a la posición que mejor nos convenga, como se muestra a continuación, en donde las ecuaciones del transformador ideal son utilizadas para referir los parámetros eléctricos al devanado primario o secundario, respectivamente.

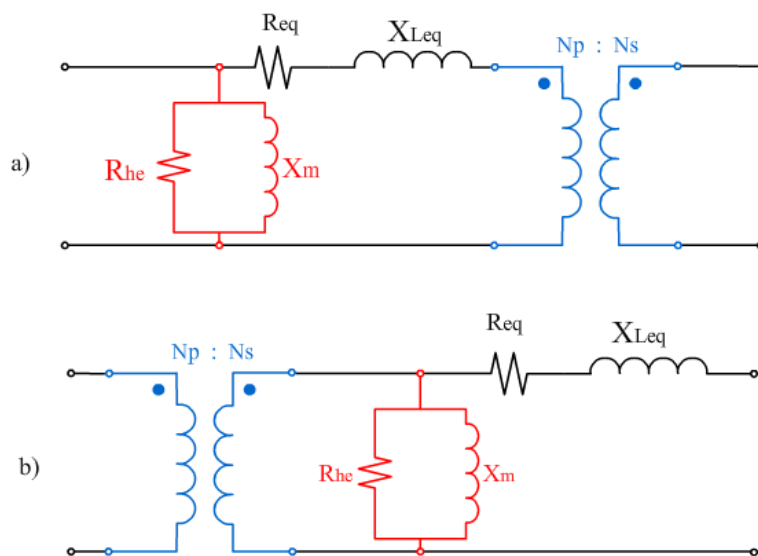


FIGURA 1.12. *Circuito eléctrico equivalente reducido; a) con parámetros referidos a primario, b) con parámetros referidos a secundario.*

1.3.4- AUTOTRANSFORMADOR

Podemos decir que el autotransformador es un caso particular de los transformadores, ya que estos realizan exactamente la misma función de transformación en los parámetros eléctricos, con la particularidad de ser formado por un solo embobinado en vez de dos como en los transformadores convencionales.

Aunque en este apartado no se explicará con detalle el funcionamiento de los autotransformadores vale la pena mencionar que desempeñan su función en lugares muy especiales de la red, ya que para muy grandes potencias la transmisión de energía por el núcleo requiere de un núcleo más grande y al tener una conexión eléctrica con el devanado primario se permite una transmisión de energía por el conductor, reduciendo la necesidad de transmitir toda la energía por el núcleo, eso reduce el tamaño del núcleo y finalmente se ve reflejado en un ahorro económico.

La relación (establecida entre la energía transmitida por conductor y la energía transmitida por el núcleo) para que el ahorro de material en el núcleo provoque un ahorro económico significativo exige que la relación de transformación “a” sea muy cercana a dos y de preferencia ser menor que dos. Por esta razón los autotransformadores tienen una muy importante presencia en el sistema eléctrico nacional realizando la interconexión de los anillos de 400 kV con 230 kV de la ciudad de México.



FIGURA 1.13. *Autotransformador monofásico con nomenclatura AT421C fase C de S.E. Santa Cruz (CFE).*

Ejemplo 1. Con la finalidad de ejemplificar el uso de las ecuaciones, obtener el circuito eléctrico equivalente del autotransformador de Santa Cruz expuesto en la figura 1.13, del cual se muestran sus datos de placa en la figura 1.14 y los resultados de las pruebas de corriente de excitación se encuentran en el último capítulo de la tesis, en la tabla 6.

- a) Con los parámetros referidos al lado primario.
- b) Con los parámetros referidos al lado secundario.

IEM AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO

TIPO OA/FOA1/FOA2 ACORAZADO EN ACEITE 55°C ELEVACION DE TEMPERATURA A 2300 M. S. N. M. AÑO DE FABRICACION 1997.

| DEVANADO | VOLTS. | CAPACIDAD EN KVA | | |
|--------------|------------|------------------|--------|---------|
| | | OA | FOA1 | FOA2 |
| ALTA TENSION | 400 000/√3 | 55 000 | 85 000 | 110 000 |
| BAJA TENSION | 230 000/√3 | 55 000 | 85 000 | 110 000 |
| TERCIARIO | 10 000 | 10 000 | 15 500 | 20 000 |

| ZZ EN BASE | A. T. - B. T | A. T. - TER | B. T. - TER | FRECUENCIA |
|------------|--------------|-------------|-------------|------------|
| 110 MVA | 11.11 | 61.05 | 36.54 | 60 HZ. |

SERIE: 23-82 ESPEC. L-3808308 LTS. ACEITE: 48 539

ANSI-C57-12.00

LIBRO DE INSTRUCCIONES: 3821512 DIAGRAMAS DE ALAMBRADO: 3821504 Y 3821505
 DIMENSIONES GENERALES 3821501 Y 3821502.
 NIVEL DE IMPULSO ONDA COMPLETA: ----- A. T. 1425/150 KV. B. T. 950/150 KV. TER. 110/110 KV.
 PESOS APROXIMADOS EN KG. ----- NUCLEO Y BOBINAS 70 800 ACEITE 43 732
 TANQUE 33 488 PESO DE EMBARQUE 106 156 PESO TOTAL 168 000
 Y ACCESORIOS

IEM CONEXIONES

| POT. | CAMBIADOR BAJA CARGA | ALTA TENSION | BAJA TENSION | | ALTA TENSION | | BAJA TENSION | | ALTA TENSION | | BAJA TENSION | | |
|------|----------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-----|
| | | | VOLTS | AMP | VOLTS | AMP | VOLTS | AMP | VOLTS | AMP | VOLTS | AMP | |
| | | | | | | | | | | | | | MVA |
| 110 | | | | | | | | | | | | | |
| | 1 | + | 13 | 370, 927/√3 | 514 | 240, 000/√3 | 794 | | | | | | |
| | 2 | | 12 | 373, 894/√3 | 510 | | | | | | | | |
| | 3 | | 11 | 376, 909/√3 | 506 | | | | | | | | |
| | 4 | | 10 | 379, 974/√3 | 501 | | | | | | | | |
| | 5 | | 9 | 383, 088/√3 | 497 | | | | | | | | |
| | 6 | | 8 | 386, 254/√3 | 493 | | | | | | | | |
| | 7 | | 7 | 389, 473/√3 | 489 | | | | | | | | |
| | 8 | | 6 | 392, 745/√3 | 485 | | | | | | | | |
| | 9 | | 5 | 396, 074/√3 | 481 | | | | | | | | |
| | 10 | | 4 | 399, 460/√3 | 477 | | | | | | | | |
| | 11 | | 3 | 402, 903/√3 | 473 | 240, 000/√3 | 794 | 382, 854/√3 | 498 | 230, 000/√3 | 828 | | |
| | 12 | | 2 | | | | | 386, 230/√3 | 493 | | | | |
| | 13a | | 1 | | | | | 389, 500/√3 | 489 | | | 372, 565/√3 | 511 |
| | 13b | ± | K | | | | | 392, 994/√3 | 485 | | | 375, 907/√3 | 507 |
| | 13c | - | 13 | | | | | 392, 994/√3 | 485 | | | 375, 907/√3 | 507 |
| | 14 | | 12 | | | | | 396, 380/√3 | 481 | | | 379, 146/√3 | 503 |
| | 15 | | 11 | | | | | 400, 000/√3 | 476 | | | 382, 608/√3 | 498 |
| | 16 | | 10 | | | | | 403, 508/√3 | 472 | | | 385, 964/√3 | 494 |
| | 17 | | 9 | | | | | 407, 259/√3 | 468 | | | 389, 544/√3 | 489 |
| | 18 | | 8 | | | | | 410, 897/√3 | 464 | | | 393, 191/√3 | 485 |
| | 19 | | 7 | | | | | 414, 788/√3 | 459 | | | 396, 736/√3 | 480 |
| | 20 | | 6 | | | | | 418, 752/√3 | 455 | 230, 000/√3 | 828 | 400, 520/√3 | 476 |
| | 21 | | 5 | | | | | | | | | 404, 199/√3 | 471 |
| | 22 | | 4 | | | | | | | | | 408, 127/√3 | 467 |
| 23 | | 3 | | | | | | | | | 411, 948/√3 | 463 | |
| 24 | | 2 | | | | | | | | | 416, 028/√3 | 458 | |
| 25 | | 1 | | | | | | | | | 420, 190/√3 | 453 | |

DEVANADO TERCIARIO 10 000 VOLTS.

SUT. NOM. - I / P. No. 38215-11 REV. 2
 HECHO EN MEXICO POR INDUSTRIAS IEM, s.a. de c.v.
 TLALNEPANTLA, EDO. DE MEX.

FIGURA 1.14. Datos de placa del AT421C fase C, S.E. Santa Cruz

Solución

- a) Para obtener los efectos del devanado conductor se puede hacer uso de los datos de placa del transformador, en donde viene la impedancia en por ciento como se muestra en el inciso a) de la figura 1.14.

Entonces;

$$S_{3\phi Base} = 330 \text{ MVA}$$

$$Z\% = 11.11$$

$$V_{Base} = 400/\sqrt{3} \text{ kV}$$

Y si la impedancia en Ohms es dada por: $Z[\Omega] = Z_{base} * Z_{pu}$

Entonces procedemos a obtener Z_{base} y después Z_{pu}

$$Z_{base} = \frac{kV^2}{MVA_{3\phi}} \Rightarrow Z_{base} = \frac{(400/\sqrt{3})^2}{330} \Rightarrow Z_{base} = 161.6 \Omega$$

$$Z\% = Z_{pu} \times 100 \Rightarrow Z_{pu} = \frac{Z\%}{100} \Rightarrow Z_{pu} = \frac{11.11}{100} \Rightarrow Z_{pu} = 0.1111$$

Finalmente entonces al sustituir los valores para obtener la impedancia del devanado $Z[\Omega]$:

$$Z[\Omega] = 161.6\Omega \times 0.1111 \Rightarrow \mathbf{Z[\Omega] = 17.9 \Omega}$$

Por otro lado para obtener los efectos referentes al núcleo se puede utilizar los resultados de la prueba de corriente de excitación (en tabla 6), en donde se obtienen los siguientes datos para el tap nominal.

Posición 17

$$V_{aplicado} = 10kV, \quad I_{ex} = 18.672 \text{ mA}, \quad P = 95.425 \text{ W}$$

Entonces el ángulo de la impedancia que representa al núcleo esta dado por:

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P}{S}$$

Donde; P = Potencia Real y S = Potencia aparente

Y si la potencia esta dada por:

$$S = V * I$$

Entonces se pueden sustituir los valores resultados de la prueba como se muestra a continuación:

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P}{V * I} \Rightarrow \theta = \cos^{-1} \frac{95.425}{(10\ 000)(0.018672)} \Rightarrow \theta = \cos^{-1} 0.511$$

$$\theta = 59.269^\circ$$

Si la admitancia esta dada por la ecuación: $Y_E = \frac{1}{R_{he}} - \frac{1}{X_m}j$

Podemos obtener de ahí el efecto resistivo R_{he} y el efecto inductivo X_m

Con los valores que tenemos de la prueba de corriente de excitación podemos utilizar la siguiente ecuación:

$$Y_E = \frac{I_{ex}}{V_{aplicado}} \angle -\theta$$

Sustituyendo los valores:

$$Y_E = \frac{0.018672 A}{10000 V} \angle -59.27 \Rightarrow Y_E = 1.8672 \times 10^{-6} \angle -59.27$$

Que expresado en números complejos resulta tener la forma deseada para la obtención de R_{he} y X_m , como se muestra a continuación.

$$Y_E = 9.5425 \times 10^{-7} - 1.605 \times 10^{-6} j$$

Luego entonces los parámetros de la rama de excitación, referidos al lado primario, que representa el efecto del núcleo.

$$R_{he} = \frac{1}{9.5425 \times 10^{-7}} = \mathbf{1.04 M\Omega}$$

$$X_m = \frac{1}{1.605 \times 10^{-6}} = \mathbf{623 k\Omega}$$

Quedando finalmente el circuito que se muestra en la figura 1.15 inciso a).

b) Para referir los parámetros al lado secundario podemos hacer uso de la Ec. 5 en la cual se puede observar que basta con dividir la impedancia del lado primario entre la relación de transformación al cuadrado para obtener las impedancias referidas al secundario, entonces.

$$a = \frac{V_{prim}}{V_{sec}} = \frac{400 kV}{230 kV} = 1.739 \Rightarrow a^2 = 3.024$$

Al cambiar de referencia cada una de las impedancias, resultan los siguientes valores.

$$\frac{R_{he}}{a^2} = \frac{1048000 \Omega}{3.024} = \mathbf{346.54 k\Omega}$$

$$\frac{X_m}{a^2} = \frac{623000 \Omega}{3.024} = \mathbf{206 k\Omega}$$

$$\frac{Z[\Omega]}{a^2} = \frac{17.9 \Omega}{3.024} = \mathbf{5.9 \Omega}$$

Finalmente como resultado tenemos el circuito equivalente del inciso b) de la figura 1.15.

Se puede observar en los diagramas que la componente resistiva del devanado esta siendo despreciada, esto a razón de que los mismos fabricantes desprecian este efecto para obtener los datos de placa, por una razón que se podrá visualizar en el siguiente ejemplo.

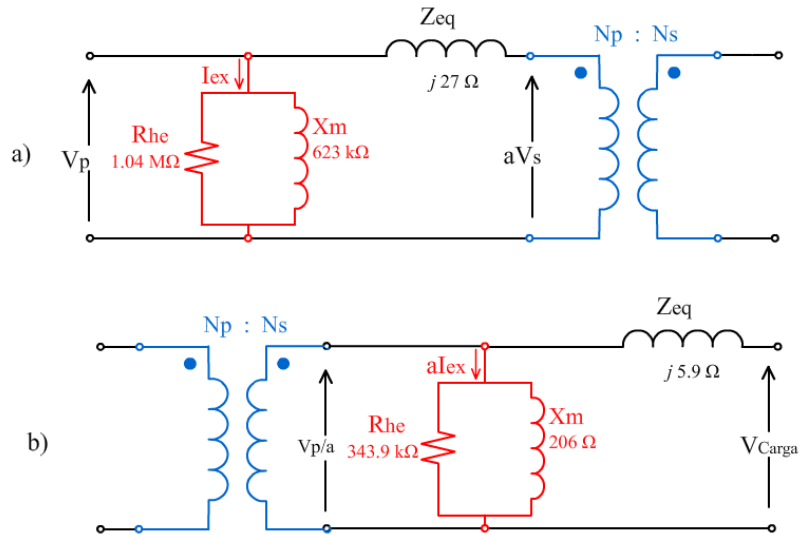


FIGURA 1.15. Circuito eléctrico equivalente aproximado del autotransformador AT421C Fase C S.E. Santa Cruz, a) con parámetros referidos a primario, b) parámetros referidos a secundario.

1.3.5-TRANSFORMADOR CON CARGA Y SIN CARGA

Podemos ver que el transformador tendrá el voltaje ideal cuando no está conectado a la carga, como se observa en la figura 1.16,a), sin embargo cuando se conecta una carga se tendrá un comportamiento diferente en el voltaje, el cual dependerá de la naturaleza de la impedancia en la carga.

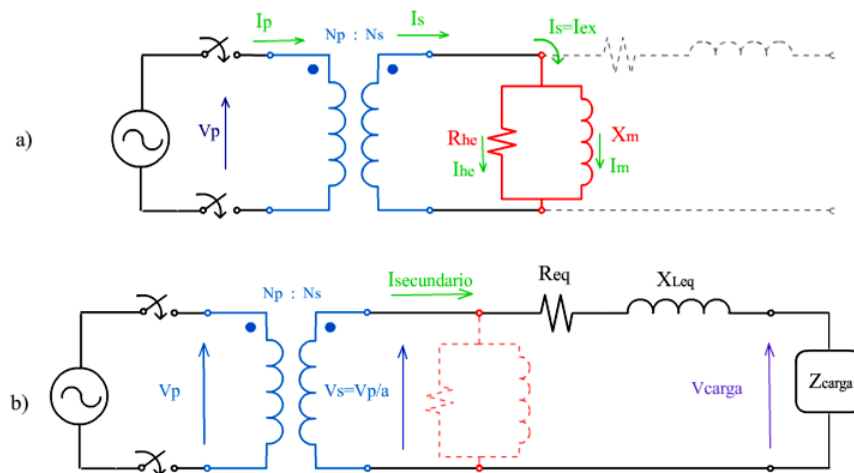


FIGURA 1.16. Circuito eléctrico equivalente con parámetros referidos a secundario a) sin carga conectada, b) con carga conectada

Este comportamiento es un fenómeno muy complejo que se basa en las potencias eléctricas que interactúan en la red, básicamente se fundamenta en el hecho de que las cargas pueden ser de tipo resistivas, inductivas o capacitivas. Pero cada una tendrá un diferente comportamiento en la corriente por lo cual se ve reflejado en la potencia.

En este diagrama fasorial podemos observar que los fasores de corriente de cada elemento tienen direcciones distintas, a pesar de que al elemento se le esté aplicando el mismo voltaje fasorial “V”.

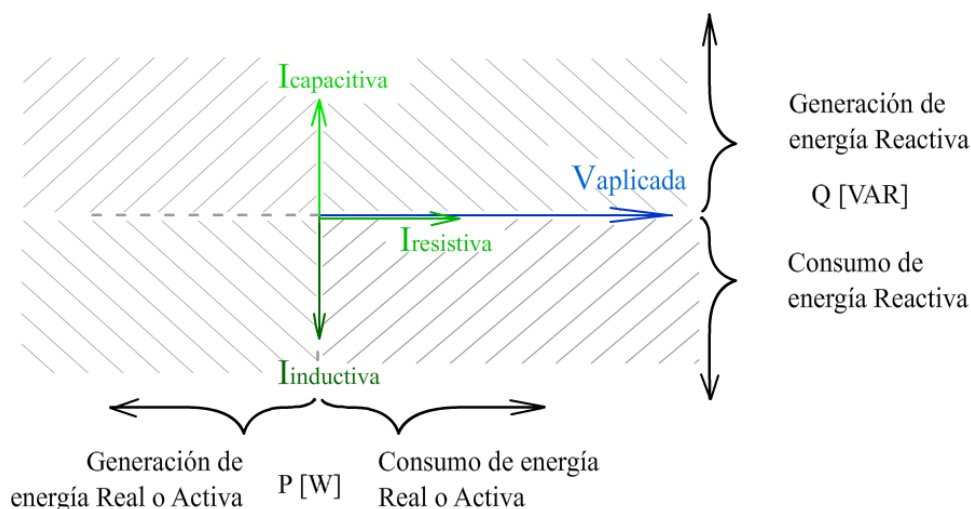


FIGURA 1.17. Diagrama fasorial de Corrientes producidas por un voltaje V, en diferentes elementos.

Esto quiere decir que en el caso del elemento resistivo “R”, únicamente se consume *potencia Real o Activa* sin consumir energía *reactiva*, mientras que los elementos capacitivos e inductivos utilizan (idealmente) pura potencia reactiva. En el caso de el inductor “L” se consume pura potencia reactiva por lo que produce una caída de tensión, pero en el caso del capacitor “C”, se tiene que la corriente es totalmente opuesta a la del inductor y por lo tanto este elemento no consume la potencia reactiva, sino que la produce, provocando un aumento en voltaje, con flujo de energía contraria a la del inductor, como se muestra en la figura 1.18.

La impedancia de la carga desde su definición se compone de efecto real y efecto reactivo, sin embargo la energía real es la única que verdaderamente es aprovechada por las máquinas, de tal forma que, la forma de medir que tanta energía es aprovechada por la carga (o el usuario desde el punto de vista de las empresas de suministro de energía eléctrica) está dada por la función coseno del ángulo que forma la corriente con respecto al voltaje aplicado, a este factor se le conoce como *factor de potencia (FP)*.

$$FP = \cos \theta \quad \text{Ec. 8}$$

Cabe mencionar también que esta carga en el mundo real vienen siendo máquinas conectadas en fábricas, industrias, oficinas y hogares por lo que si bien la carga debe ser predominantemente real también hay muchos motores de pequeña y gran capacidad que introducen el efecto inductivo más que el capacitivo.

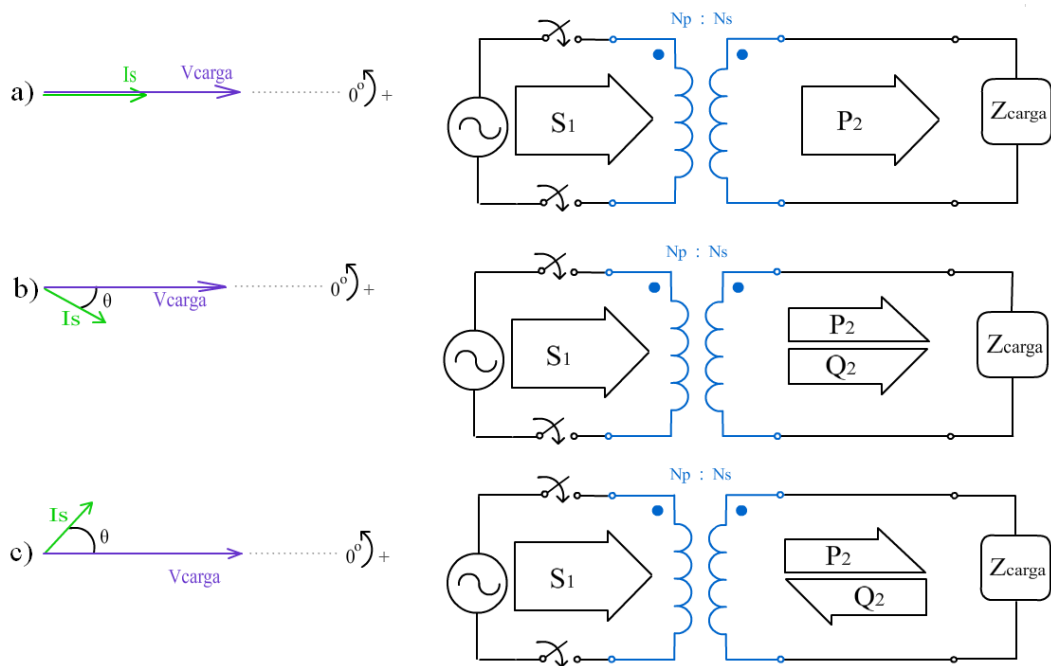


FIGURA 1.18. Flujo de potencia y diagrama fasorial de voltaje y corriente para una carga; a) puramente resistiva, b) de componente inductiva y resistiva, c) de componente capacitiva y resistiva.

Entonces retomando el diagrama de la figura 1.16 el inciso "b", para estudiarlo bajo carga, se observa que la carga está en serie con la impedancia de los devanados, siendo así el voltaje aplicado a la carga es independiente de la rama de excitación, por lo que para el estudio la podemos eliminar y la ecuación derivada de la ley de voltajes de Kirchhoff queda de la siguiente manera^[3].

$$\frac{V_p}{a} = V_{Carga} + R_{eq}I_{Carga} + X_{eq}I_{Carga} \quad Ec. 9$$

Ahora se vera lo que sucede con cada tipo de carga haciendo uso de los diagramas fasoriales, antes explicados, para una mejor visualización.

Si en los embobinados no se varía la relación de transformación, "a" se mantendrá constante y el voltaje V_p/a que está energizando al circuito, entonces lo podemos mantener fijo, por lo menos en magnitud ya que nuestro sistema de referencia sigue siendo el desfase de la corriente producida por la carga con respecto al voltaje aplicado a la carga.

Haciendo uso de la figura 18 podemos esbozar el primer caso, donde es una carga puramente resistiva (un ideal de carga para las compañías de suministro de energía eléctrica) la corriente está en fase con el voltaje, con un factor de potencia igual a 1 y el voltaje aplicado a la carga "Vcarga" es ligeramente menor que el V_p/a por las pérdidas de los embobinados.

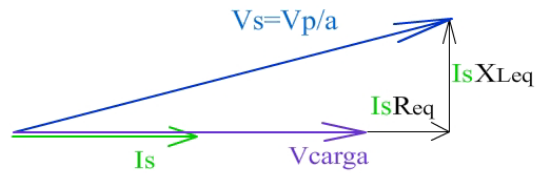


FIGURA 1.19. Diagrama fasorial de un transformador conectado a una carga puramente resistiva.

En el segundo caso, el más común en la vida real, la corriente de la carga está desfasada del voltaje aplicado en la carga en un ángulo “ θ ” negativo por lo que tendrá un factor de potencia atrasado y el voltaje del secundario disminuye en magnitud según incremente la magnitud de la corriente.

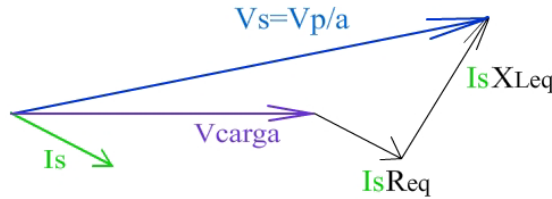


FIGURA 1.20. Diagrama fasorial de un transformador conectado a una carga con componente inductiva.

Finalmente el último caso, el menos frecuente en la vida real, la corriente de la carga está desfasada del voltaje aplicado en la carga en un ángulo “ θ ” positivo por lo que tendrá un factor de potencia adelantado y el voltaje del secundario aumenta en magnitud según se incremente la magnitud de la corriente en la carga.

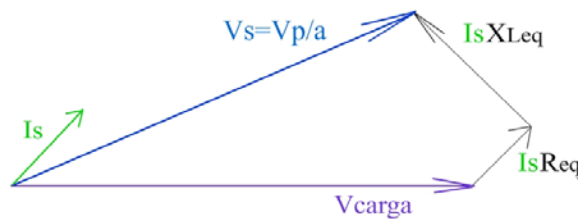


FIGURA 1.21. Diagrama fasorial del transformador conectado a una carga con componente capacitiva.

1.3.4-TRANSFORMADOR CON DERIVACIONES Y REGULACIÓN DE VOLTAJE

Con respecto a estas variaciones de voltaje ya existe una forma para darnos cuenta de que tanto está disminuyendo o aumentado el voltaje según sea el caso, esta forma de cuantificación además de ayudarnos a conocer la información en relación con la carga conectada también nos permite comparar el transformador con otros transformadores ya que coteja el valor de los voltajes cuando el transformador está a plena carga y es expresada porcentualmente con el nombre de ^[3]Regulación de Voltaje (RV).

$$RV = \frac{V_{s \text{ Antes de } Z} - V_{s \text{ Carga}}}{V_{s \text{ Carga}}} \times 100 \quad \text{Ec. 10}$$

$V_{s \text{ Antes de } Z}$ = Voltaje en secundario antes de las impedancias

$V_{s \text{ Carga}}$ = Voltaje aplicado a la carga

Puesto que el voltaje V_s “Antes de las impedancias” es igual al voltaje “ V_p/a ” tal como se muestra en la figura 1.14 b), se puede manejar la regulación del voltaje variando la relación de

transformación “a” de forma local en nuestro transformador y de esta manera aunque el voltaje en el lado de la carga tiende a variar con la misma variación de la carga, podemos mantenerlo regulado.

$$RV = \frac{V_p/a - V_{Scarga}}{V_{Scarga}} \times 100 \quad \text{Ec. 11}$$

Para esto podemos hacer uso de la teoría fundamental del transformador, la cual está descrita en el punto 1.3.3, ya que en la Ley de Faraday se explica que solo existen dos formas de variar la inducción en el devanado secundario, una de ellas sería variando el flujo concatenado y la otra sería variando la relación entre espiras, como se ve en la ecuación No. 3 en donde se expresa que “a” depende del número de espiras en cada devanado.

Por esta razón los transformadores de potencia utilizados en todas las redes eléctricas son fabricados con terminales que salen de en medio de uno o ambos embobinados y de esta manera se puede variar la relación de espiras teniendo una mejor regulación de voltaje, a estas terminales se les llama derivaciones o “taps” (del idioma inglés) y tanto las características físicas de estas terminales como la forma de uso de ellas pueden ser muy variadas ya que como veremos a continuación, la construcción interna dependerá de muchos factores y de los usos que se le busque dar tomando en cuenta las implicaciones de la alta tensión.

Ejemplo 2. Continuando con la ejemplificación del uso y aplicación de las ecuaciones, obtener para el autotransformador de la tesis (AT421C Fase C CRU) la regulación de voltaje (RV) en el tap nominal con la corriente a plena carga, para las tres diferentes condiciones de factor de potencia, es decir; atrasado, ideal y en adelante, así mismo realizar los diagramas vectoriales para cada caso a escala y explicar el porque es despreciado el efecto resistivo..

- a) Obtener RV para tap nominal, cuando F.P.=0.8 atrasado, F.P.=1 y F.P.=0.8 adelantado.
- b) Realizar Diagramas vectoriales a escala con explicación.

Solución

Cuando el tap es el nominal: $I_{Nom} = \frac{S_{Nom}}{V_{Nom}}$

$$I_{Nom} = \frac{110\,000\,000\,VA}{230\,000/\sqrt{3}\,V} \Rightarrow I_{Nom} = 828\,A$$

*Comprobable con datos de placa.

Cuando el F.P.=0.8 entonces:

$$\theta = \cos^{-1} 0.8$$

$$\theta = 36.86^\circ$$

a) Obtención de RV para los tres casos

Caso 1: En el primer caso, si esta en atraso la corriente a plena carga es:

$$I_{Carga} = 828 \angle -36.86^\circ [A]$$

Y ya que;
$$RV = \frac{V_{p/a} - V_{Carga}}{V_{Carga}}$$

Entonces procedemos a obtener $V_{p/a}$ con la Ec. # y los valores de la impedancia obtenidos en el ejemplo 1.

$$V_{p/a} = V_s + Z_{eq} I_{Carga}$$

Sustituyendo los valores:

$$V_{p/a} = 230\,000[V] + (5.9 \angle 90^\circ [\Omega])(828 \angle -36.86^\circ [A])$$

$$V_{p/a} = 230\,000[V] + 4885.2 \angle 53.14[V]$$

$$V_{p/a} = 230\,000[V] + 2930.4[V] + j\,3908.6[V]$$

$$V_{p/a} = 232\,930.4[V] + j\,3908.6[V]$$

$$V_{p/a} = 232\,962.8 \angle 0.96^\circ [V]$$

Ahora que ya se tienen todos los valores necesarios para el cálculo de la regulación del voltaje, se sustituyen los valores.

$$RV = \frac{232\,962.8 - 230\,000}{230\,000} \times 100$$

$$RV = 1.28 \%$$

Caso 2: Si el factor de potencia es el ideal, entonces:

$$F.P.=1 \Rightarrow \theta = 0^\circ \Rightarrow I_{Carga} = 828 \angle 0^\circ [A]$$

Y el voltaje antes de todas las impedancias resulta el siguiente:

$$V_{p/a} = 230\,000[V] + (5.9 \angle 90^\circ [\Omega])(828 \angle 0^\circ [A])$$

$$V_{p/a} = 230\,000[V] + 4885.2 \angle 90^\circ [V]$$

$$V_{p/a} = 230\,052.35 \angle 1.21^\circ [V]$$

Entonces la regulación de voltaje es:

$$RV = \frac{230\,052.35 - 230\,000}{230\,000} \times 100$$

$$RV = 0.022 \%$$

Caso 3: El último caso, cuando factor de potencia es adelantado, entonces:

$$I_{Carga} = 828 \angle 36.86^\circ [A]$$

Siguiendo el mismo procedimiento.

$$V_p/a = 230\,000[V] + (5.9\angle 90^\circ[\Omega])(828\angle 36.86^\circ[A])$$

$$V_p/a = 230\,000[V] + 4885.2\angle 126.86[V]$$

$$V_p/a = 230\,000[V] - 2930.4[V] + j\,3908.6[V]$$

$$V_p/a = 227\,069[V] + j\,3908.6[V]$$

$$V_p/a = 227\,102.6\angle 0.97^\circ[V]$$

$$RV = \frac{227\,102.6 - 230\,000}{230\,000} \times 100$$

$$RV = -1.26\%$$

b) Realizar los diagramas vectoriales a escala con explicación.

Con ayuda de las herramientas que brinda la computadora, se hará uso del software Auto Cad, en el cual se podrá graficar a escala con las magnitudes exactas.

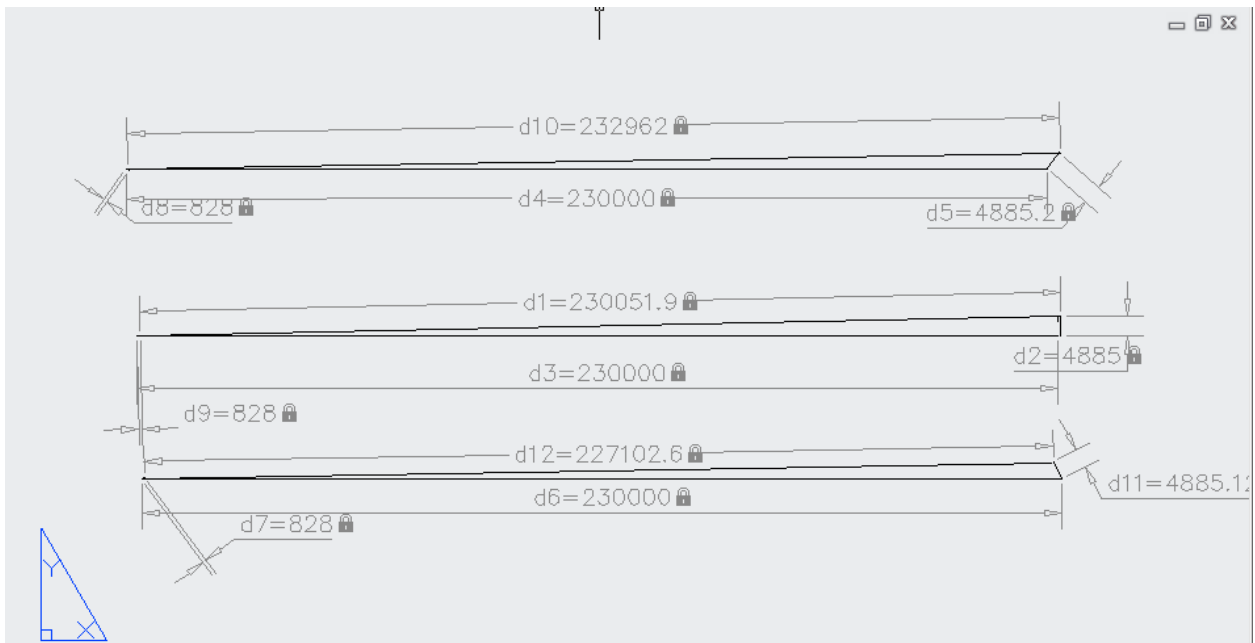


FIGURA 1.22. Diagrama vectorial para cada caso; a) Caso 1: Con la corriente a plena carga en atraso, b) Caso 2: Cuando el factor de potencia es ideal, c) Caso 3: Con la corriente a plena carga adelantada.

Como se puede observar en cada uno de los diagramas, la caída de tensión producida por la impedancia inherente del transformador es muchas veces menor que la tensión nominal que se aplica a la carga, esto es debido a que la impedancia del devanado es muchas veces menor que la impedancia de la carga. Cuando tomamos en cuenta que la impedancia del devanado está compuesta por la resistencia y la inductancia, también debemos tomar en cuenta que el valor resistivo es muchas veces menor que el inductivo, por tal razón si se tomase en cuenta para las operaciones, produciría un efecto mucho más bajo que el efecto inductivo, y por esta razón se considera despreciable.

CAPÍTULO II

CAMBIADORES DE DERIVACIÓN

2.1-GENERALIDADES

Como ya se ha mencionado desde el capítulo anterior, los transformadores eléctricos de potencia, están diseñados para trabajar dentro de la red, con tensiones preestablecidas, normalmente normalizadas por estándares nacionales o internacionales, lo cual permite un correcto funcionamiento del sistema eléctrico de potencia en general. Sin embargo estos voltajes preestablecidos presentan variaciones que por lo general son provocadas por cambios en la carga conectada.

Así entonces para poder mantener los valores de voltaje en el valor preestablecido se hace evidente la necesidad de poder manipular la relación de transformación en los transformadores, para lo cual ya se ha visto se puede hacer por medio de la relación entre el número de espiras del devanado primario con el devanado secundario.

Por esta razón desde la fabricación los transformadores son construidos con secciones de embobinado específicamente diseñadas para su variación, lo cual les permite trabajar correctamente sin afectar otros parámetros de diseño como lo es el centro magnético del embobinado entero, y el seccionamiento de embobinado se hace por medio de derivaciones del alambre del cual están hechos, lo cual les permite tener el contacto eléctrico con un punto específico del embobinado en terminales de alambre llamadas “taps”, “tomas” o simplemente “derivaciones”.

De tal forma que el “cambiador de derivaciones” es el conjunto de dispositivos, tanto eléctricos como mecánicos que permiten agregar o quitar cierto número de espiras al embobinado y por tanto al circuito, variando de esta manera el voltaje del mismo.

De forma general se puede decir que los cambiadores de derivación usan para su funcionamiento además de la parte eléctrica, la parte mecánica, proporcionando el movimiento físico que se requiere. Luego entonces se le llama “operación” a la secuencia completa de acciones, tanto mecánicas como eléctricas, que funcionan conjuntamente para llevar a cabo desde la iniciación hasta el término, el cambio desde una posición de servicio hasta una posición adyacente.

A la diferencia de potencial entre terminales de derivaciones consecutivas, es decir de tap a tap, se le llama “voltaje de paso”, luego entonces a la capacidad de corriente del cambiador se le llama “corriente de paso” o simplemente “corriente nominal” del cambiador, ya que es la capacidad que mantiene para el servicio continuo.

2.2- CLASIFICACIÓN DE LOS CAMBIADORES DE DERIVACIÓN

De manera semejante a lo explicado desde el punto referente a las subestaciones eléctricas, quizá la mejor manera de entender el tema que se explica sea clasificando por tipos, ya que de esta forma se permite entender el tema desde varias perspectivas y al mismo tiempo se estructura el conocimiento, haciéndolo más fácil de entender.

Ciertamente los cambiadores de derivación se pueden clasificar con el medio de funcionamiento bajo el cual operan, en^[20]:

- Sumergidos en aceite
- Tipo seco
- Electrónico

Sin embargo, estos dos últimos presentan limitaciones en su funcionamiento para potencias grandes. Por un lado el cambiador tipo seco usualmente se usa en conjunto con transformadores tipo seco, que como ya se mencionó en el punto 1.3.2 con referencia a el tipo de enfriamiento, los transformadores tipo seco no alcanzan altos niveles de voltaje por la resistividad dieléctrica. Por otro lado los cambiadores de derivación de tipo electrónico transfieren carga por medio de elementos de la electrónica de potencia, como lo son transistores y tiristores, por lo cual, no tiene capacidad para transferir grandes corrientes, las cuales son utilizadas en redes de alta tensión.

De esta manera se da por sentado que los cambiadores de derivación que interesan para el desarrollo de esta tesis son los cambiadores sumergidos en aceite, por lo cual, vale la pena mencionar desde este punto que el aceite ahora no solo servirá como aislante dieléctrico y medio de enfriamiento, como ya lo hacía para el funcionamiento del transformador, sino que adicionalmente fungirá como lubricante mecánico para las partes móviles que queden sumergidas. Por esta razón el aceite aislante que se use necesita estar acorde con los requerimientos que vienen establecidos en el estándar IEC 60296 – “Fluids for electrotechnical applications”.

Por otro lado, independientemente de su medio de funcionamiento (pero dando por sentado el uso de cambiadores en aceite para esta tesis) se pueden clasificar los cambiadores de derivación con respecto al estado de energización del transformador bajo el cual operan, en^[21]:

- Cambiadores de derivación sin carga.
- Cambiadores de derivación bajo carga o con carga.

Estos serán explicados a continuación con más detalle y de forma individual, para comprender mejor la funcionalidad de cada uno, desglosar los componentes que cada uno requiere para su correcto funcionamiento y finalmente para comprender el funcionamiento general de cada tipo de cambiador de derivaciones.

2.3- CAMBIADORES DE DERIVACIÓN SIN CARGA (OFF-CIRCUIT TAP CHANGER)

Los cambiadores de derivación sin carga son mejor descritos por su nombre en inglés “*off-circuit tap changer*” ya que para este tipo de cambiadores todo el transformador debe estar desenergizado o desconectado del circuito, y no solo “sin carga” como lo dice su nombre en español, esto a razón de que las corrientes de excitación presentes para la energización del transformador (explicadas en el punto 1.3.3) tendrían que ser interrumpidas por el cambiador para realizar el cambio de tap.

Por lo tanto la aplicación de este tipo de cambiadores es más dirigida a ser usados en lugares en donde el voltaje de la red puede tener una tendencia, a ser elevado o a ser menor. A ser menor por las caídas de tensión en el aumento de carga, como lo es en el caso de subestaciones que fueron instaladas para cierta cantidad de carga y que posteriormente con el tiempo fue rebasada su capacidad por el aumento de población y por lo tanto de carga; por otro lado, a ser elevado como el caso de subestaciones que reciben como alimentadores a líneas largas con un alto valor capacitivo lo cual inherentemente producirá una elevación de tensión en la acometida.

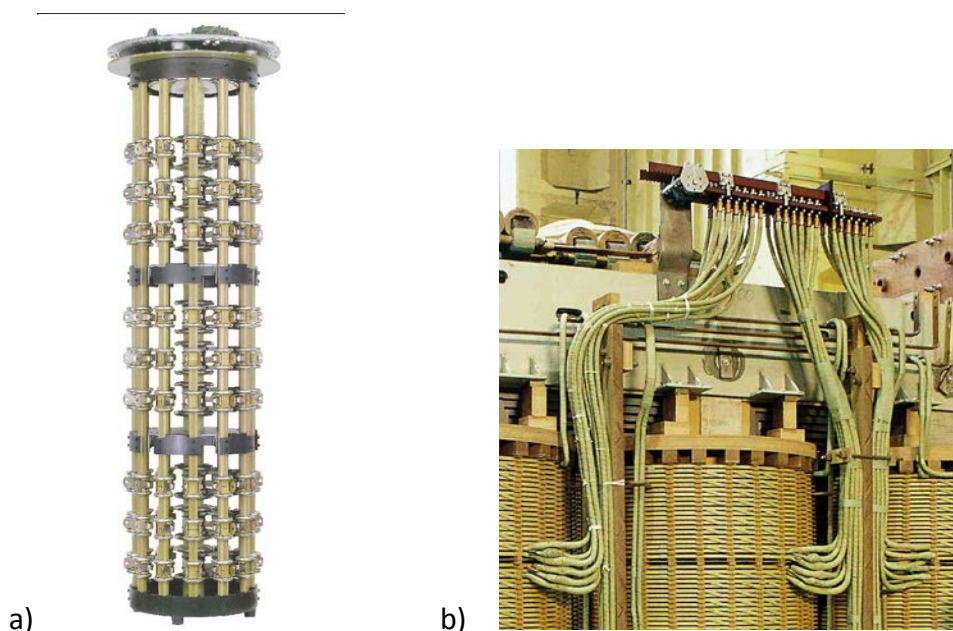


FIGURA 2.1. Cambiador de derivaciones sin carga, a) cambio con movimiento rotatorio, b) cambio con movimiento lineal.

Funcionamiento

El funcionamiento de estos cambiadores se puede hacer tanto en tanques monofásicos como en tanques trifásicos, y actualmente existen modelos, de ciertos fabricantes, que alcanzan tensiones de operación de 245 kV y corrientes de operación máximas de hasta 2000 A, sin embargo no suelen ser utilizados en tanques de tan grandes potencias, por razones que se explicarán posteriormente.

Estos cambiadores son instalados dentro del tanque principal del transformador y usualmente son montados por encima del conjunto núcleo embobinados, lo cual facilita mucho la inspección y el mantenimiento por que, cabe mencionar, estos cambiadores suelen estar operando en una sola posición durante largos periodos de tiempo, por lo que se crean delgadas capas de sulfato de cobre lo cual incrementa la resistencia de contacto.

En este caso la conexión del tap con el cuerpo del cambiador de derivaciones sirve como contacto eléctrico, ya que desde la perspectiva interna esta terminal es el contacto fijo, mientras que el contacto móvil es un conductor fijado al eje de giro mecánico, como se ilustra en la siguiente figura 2.2, en donde se representa un arreglo de devanado con su respectivo arreglo mecánico. Aunque cabe mencionar que los diferentes fabricantes utilizan sus propias configuraciones de rotación por lo que incluso existen mecanismos con movimiento lineal.

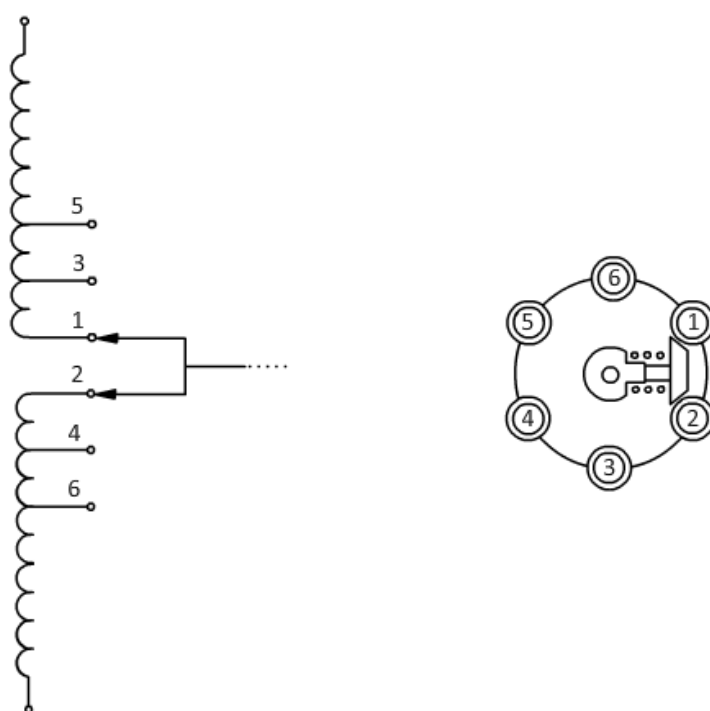


FIGURA 2.2. *Funcionamiento mecánico de un cambiador de derivaciones sin carga* ^[4].

Arreglos

Estos cambiadores suelen utilizar para el cambio de voltajes solamente cinco posiciones de derivaciones (puede ser menor) de las cuales una posición pertenece al voltaje nominal, esta es situada usualmente al centro del arreglo, para que de esta manera tenga la libertad de elevar o disminuir tensión, por lo cual, los arreglos quedan con dos posiciones por encima de la tensión nominal y las otras dos por debajo.^[8] Cabe mencionar que la diferencia de potencial entre estas terminales normalmente es del 2.5% de la tensión nominal, por lo que finalmente tienen una capacidad de variación de $\pm 5\%$ la tensión nominal.

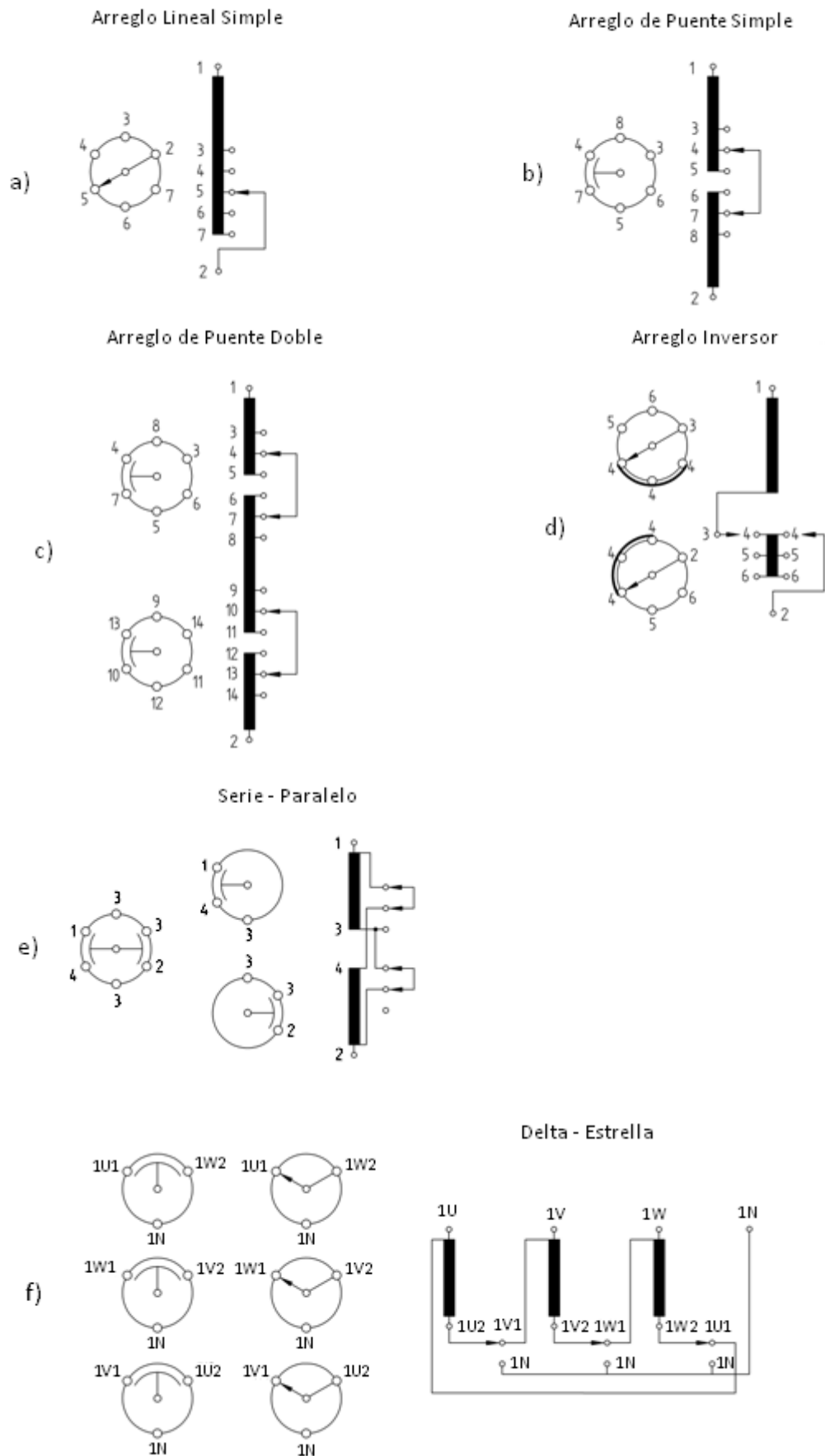


FIGURA 2.3. Arreglos de conexiones para cambiadores de derivación sin carga; a) lineal, b) puente simple, c) puente doble, d) inversor, e) serie-paralelo, f) delta-estrella.

Adicionalmente en este tipo de cambiadores podemos observar que pueden implementarse diferentes funciones dependiendo de la forma en que se diseñen las salidas de las derivaciones de los embobinados, es decir, en el caso de que esté trabajando en un transformador trifásico se puede cambiar de una conexión delta a una conexión estrella, y viceversa, teniendo las derivaciones al inicio y fin de cada embobinado, como se muestra en figura 2.3 inciso f).

De igual manera teniendo las derivaciones al inicio y fin del embobinado, se puede hacer un arreglo de “serie y paralelo” en donde, como su nombre lo dice, se pueden conectar los embobinados en serie o paralelo.

Luego entonces, tomando en cuenta los arreglos para la variación de tensión y los otros dos arreglos antes mencionados, las configuraciones posibles resultan ser las de la figura 2.3.

Como se puede observar en la figura 2.2 cada puente entre una terminal y otra corresponde a un mecanismo de contacto, por lo que si se requieren dos o tres puentes para la conexión entre devanados (como lo es en los casos de puentes dobles, serie-paralelo y estrella-delta) también se requerirán dos o tres mecanismos de contactos, cada uno haciendo la función de un *punteo* entre terminales.

Selección

Para una buena selección es importante tomar en cuenta los estándares nacionales e internacionales, por lo que se puede acudir al estándar internacional IEC 60214^[20], el cual contiene la información sobre la obtención de parámetros, pero en general los aspectos importantes a tomar en cuenta son:

- nivel de aislamiento,
- corriente nominal,
- corriente de sobre carga,
- voltaje de paso,
- corriente de corto circuito,
- número de posiciones de taps,
- tipo de mando mecánico para la operación de cambio de tap.

Por otro lado, si se encuentra en la selección de uno de estos cambiadores se recomienda la elección de uno con contactos recubiertos de plata o estaño, lo cual evita el problema, ya antes mencionado, de las capas de sulfato de cobre en los contactos.

2.3.1-MECANISMOS DE MANDO DE OPERACIÓN

Para que el movimiento físico dentro del tanque del transformador se pueda llevar a cabo los cambiadores utilizan una barra de transmisión que gira en su propio eje, llamada columna, por tanto todos los medios que se utilicen para el movimiento de una operación son acoplados a esta columna.

En general, ^[20] se puede decir que existen dos formas de provocar el movimiento físico en los contactos del cambiador, y de esta manera llevar a cabo una operación, estas son:

- Manual
- A través de un mando motor.

La primera de ellas, la forma manual, es usualmente un “volante” o manubrio, el cual normalmente está situado en la parte superior del tanque principal del transformador o bien puede estar a un costado, en una pared del tanque principal, esto puede depender de los modelos del fabricante o bien de la necesidad del transformador.

En caso de que se utilice para un transformador trifásico, la transmisión mecánica está acoplada para las tres fases por lo que siempre que se cambie la posición de servicio, las tres fases quedarán en la misma posición.

La segunda opción es a través de un mando motor, el cual está instalado en un gabinete independiente al transformador, pero colocado a un costado para proporcionar la transmisión mecánica que se requiere a través de un árbol que transfiere el movimiento a noventa grados a la parte superior con engranes tipo cono. Este mando motor es manipulado a través de un circuito electrónico por lo que puede ser controlado de forma local o remota.

Cabe mencionar entonces que quizá suela prestar más beneficios de los que este tipo de cambiadores sin carga requieran, por lo tanto son más usados para los cambiadores de derivación con carga, y por lo cual serán descritos con más detalle en el punto referente a los mandos mecánicos para cambiadores de derivación bajo carga.

Adicionalmente se puede trabajar el mando motor de forma manual, a través de una manivela que transfiere con engranes el movimiento al árbol, por lo cual estos módulos vienen acompañados de una manivela, que no está montada, sino que está sobrepuesta en un costado para estar disponible en el caso que se requiera.

Cuando se busque dar movimiento manual al cambiador, ya sea con el volante o con la manivela en el mando motor, los fabricantes muestran claramente en el sitio del accionamiento la dirección que debe tener el giro para el aumento y el decremento de tensión, así mismo deben proporcionar información sobre el número de vueltas necesarias para llevar hasta el término una operación.



a)



b)

FIGURA 2.4. Mecanismos de transmisión mecánica al cambiador; a) mando manual por manubrio volante, b) mando motor con transmisión de árbol.

2.4- CAMBIADORES DE DERIVACIÓN BAJO CARGA (ON-LOAD TAP CHANGER)

Tempranamente en los inicios de los sistemas eléctricos de potencia resultó evidente la necesidad de los cambiadores de derivación bajo carga por dos grandes razones; por un lado los transformadores que transmiten una gran cantidad de energía dentro del sistema resultan ser indispensables para el continuo suministro de energía, ya que están situados en lugares estratégicos y el desconectarlos, en muchas ocasiones, representa una pérdida de carga importante, ya que los circuitos aledaños no alcanzan a suministrar la cantidad de energía que hubiese transmitido el transformador de alta tensión, que en ocasiones transmiten tanta energía, que se utilizan tres transformadores monofásicos para formar un solo banco de transformación trifásico con la capacidad de potencia de la suma de los tres transformadores, con lo cual la desconexión del banco resulta ser la pérdida de transmisión de tres transformadores al mismo tiempo.

Por otro lado las variaciones de carga, y por tanto de voltaje, en un solo día resultan ser tan variadas y frecuentes que resulta evidentemente impráctico tener que desconectar el transformador para hacer el cambio de tap, ya que para cuando se energice nuevamente el transformador, la carga será diferente.

De esta manera podemos decir entonces que el cambiador de derivación bajo carga abreviado con las siglas CDBC o bien con las siglas OLTC por su nombre en inglés "On-Load Tap-Changer" es el dispositivo electromecánico que nos permite hacer el cambio de taps sin necesidad de desconectar el transformador y por ende trabaja el cambio bajo la carga total.

Usualmente los cambiadores de derivación bajo carga están diseñados para ser conectados en los embobinados del lado de alta tensión, ya que como se ha explicado, la corriente en este lado resulta ser menor que en el lado de baja tensión (con la relación de la Ec.4) y se pueden aprovechar varias ventajas con esto.

Primeramente la capacidad interruptiva en las partes que realizarán la función de interrupción no necesitan ser tan grandes, por lo que se reducen espacios y costos; por otro lado como ya se mencionó, en el lado de alta tensión los embobinados tienen más número de espiras que en el de baja, por lo que se pueden sacar más cantidad de derivaciones por embobinado y de esta manera se puede hacer una regulación más fina; adicionalmente como es de imaginarse el hecho de que el lado de alta tensión transmita menor corriente que el lado de baja tensión provoca que utilice un conductor con sección transversal más delgada en el lado de alta que en el de baja y se vuelven más manipulables los conductores de las derivaciones, por lo que se realizan más fácilmente maniobras como instalaciones y mantenimientos.

Funcionamiento

A semejanza de los cambiadores de derivación sin carga, estos pueden funcionar tanto para tanques monofásicos como para tanques trifásicos, sin embargo por la cantidad de energía

manipulada en bancos de transformación, los transformadores suelen ser monofásicos, y en este rango pueden alcanzar muy altas tensiones, pero a nivel nacional se utilizan hasta 400 kV ya que es la tensión más alta en nuestro país.

Para los cambiadores de derivación bajo carga existen muchas características diferentes derivadas de los distintos diseños y modelos de los fabricantes, por lo cual más adelante se hace un especial análisis de las características para lograr su clasificación, sin embargo dentro de las generalidades se puede decir que los cambiadores de derivación bajo carga dividen principalmente su funcionamiento en tres partes.

La primera parte es el *selector de tomas* o derivaciones, el cual recibe y ancla físicamente las derivaciones que vienen de los devanados, por medio de las terminales que no solo ajustan, sino que también ordenan y separan las terminales entre sí para guardar las distancias entre sus partes vivas, las cuales pudieran producir fallas debidas a la ruptura de la rigidez dieléctrica del aceite por la tensión de paso entre terminales.

La segunda parte de los cambiadores es el cuerpo ruptor del cambiador, el cual es el encargado de conmutar las corrientes de carga sin que se vea interrumpido el suministro de energía a los usuarios. Como se verá a continuación la forma en que esto se puede llevar a cabo es variada, pero en general esta parte del cambiador no comparte el aceite aislante con el tanque principal del transformador, por lo que al compartimento que contiene al cuerpo ruptor con su respectivo aceite aislante se le llama "cuba".

Finalmente la tercera parte es el mecanismo de mando motor el cual proporciona el movimiento físico que requiere el cambiador de tomas para la conmutación de carga, el mando motor en este caso es necesario ya que a diferencia del cambiador sin carga, en este no puede ser utilizado el mecanismo de manubrio para el cambio manual de tomas, pues sería de extremo peligro maniobrar en la parte superior del transformador con las boquillas energizadas, pese a esto existe la posibilidad de maniobrar manualmente el cambio de tomas, lo cual se explicará con más detalle en el respectivo punto.

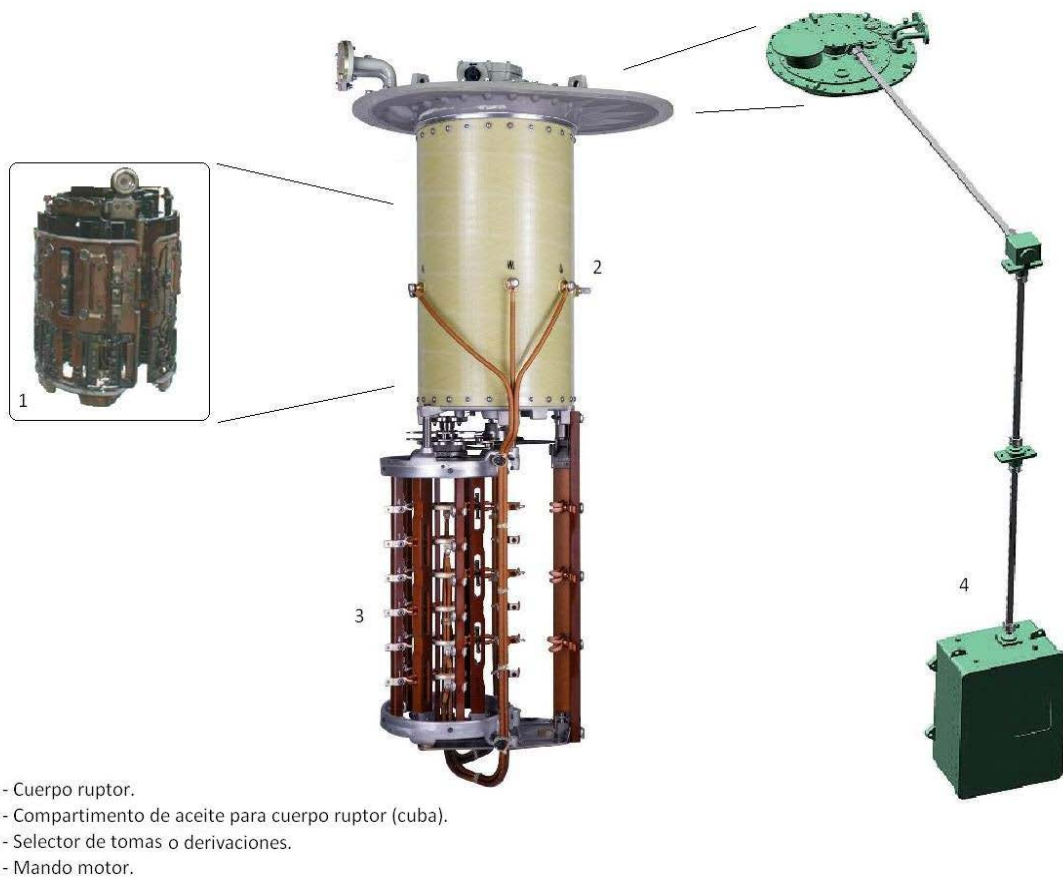


FIGURA 2.5. Imagen física de los componentes de un cambiador de derivaciones bajo carga.

Arreglos

Ya que el número de derivaciones en estos cambiadores suelen ser mucho mayor que en los cambiadores sin carga, los arreglos de los devanados van a cambiar quedando principalmente los arreglos de la figura 2.6.

Primeramente podemos ver (en la figura 2.6 inciso “a”) el arreglo “lineal” el cual resulta ser el más sencillo de estos esquemas, pese a que ya se había observado con arreglos para cambiadores sin carga, este arreglo tiene la diferencia de extraer las derivaciones de un embobinado independiente al devanado principal del transformador, este embobinado es específicamente diseñado para extraer una mayor cantidad de derivaciones que en el otro caso y está conectado en serie con el devanado principal, con lo que resulta en el mismo efecto de adición y sustracción de espiras.

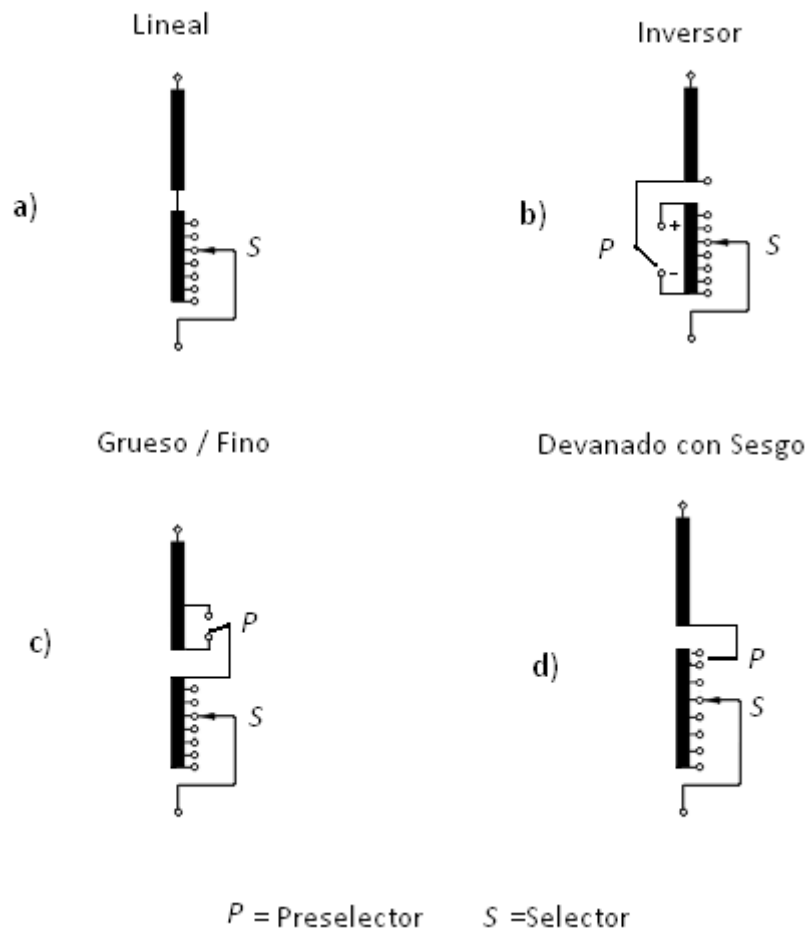


FIGURA 2.6. Arreglo de devanados para cambiadores de derivación bajo carga ^[5].

A continuación está, en el inciso b) de la figura 2.6, el arreglo “inversor” en el cual todo el devanado de taps puede conectarse en polaridad aditiva o substractiva con respecto al devanado principal, esto quiere decir que la tensión que esté acumulando el devanado de derivaciones puede sumarse a la nominal del devanado principal en una polaridad aditiva, o bien cambiando la polaridad del devanado de derivaciones a través del preselector, se puede conectar el devanado en una polaridad substractiva, la cual le resta el voltaje acumulado por el devanado de derivaciones a la tensión nominal. Cabe mencionar que esta configuración resulta ser una de las más usadas para los cambiadores que requieren de muchas posiciones de servicio tanto por debajo del voltaje nominal como por encima del mismo, ya que el número total de posiciones de servicio resulta ser el doble del número de taps del devanado más uno (la posición nominal).

Posteriormente está en el inciso c) de la figura 2.6 el arreglo “grueso/fino” el cual podría ser definido como una regulación lineal de dos etapas; comenzando con un orden de arriba hacia abajo en el esquema, está la etapa de regulación “gruesa” la cual contiene un número grande de espiras, que pueden ser agregadas o extraídas en un solo paso por medio de un preselector; después está la etapa de regulación “fina” la cual consiste básicamente en el funcionamiento normal de los devanados de derivaciones, descritos en el funcionamiento de los dos arreglos anteriores, en donde el devanado tiene pocas espiras entre cada derivación para hacer con esto una regulación más fina.

Finalmente está en el inciso d) de la figura 2.6 el arreglo “devanado con sesgo” es un arreglo en el cual el devanado tapeado tiene el primer tap con la mitad del número de vueltas de un paso normal con lo que la regulación se hace aún más fina y permite a los cambiadores que no tienen servicio en una posición de puente, proporcionar el voltaje medio entre taps, como si lo tuviesen.

Por otro lado, ya que en los autotransformadores el devanado primario y el devanado secundario comparten una conexión eléctrica, y por tanto una sección de embobinado, ^[17] la disposición de los embobinados de derivaciones puede quedar de las siguientes diferentes formas.

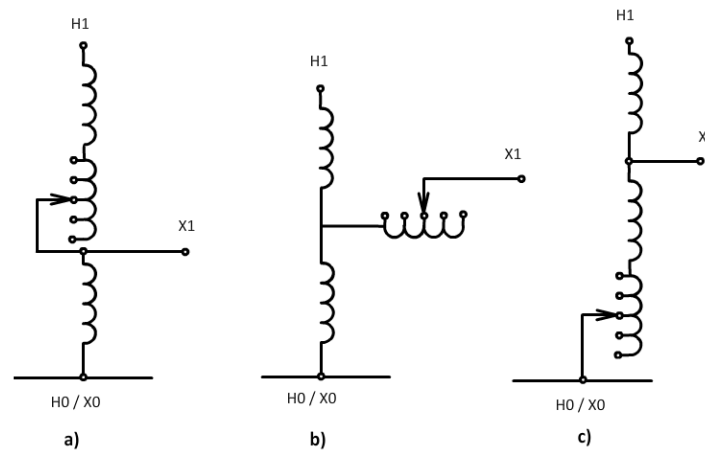


FIGURA 2.7. Diagramas esquemáticos de interconexión del devanado de taps en autotransformadores ^[5]; a) en serie con el devanado de alta tensión, b) en serie para salida a baja tensión, c) como devanado común en la salida a neutro.

2.4.1- CLASIFICACIONES DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA

Retomando el tema abordado a inicios de los fundamentos del funcionamiento de los cambiadores de derivación bajo carga, las características funcionales pueden ser muy variadas, ya que estas dependen de factores tanto de fabricantes de transformadores como de fabricantes de cambiadores los cuales a su vez manejan varias tecnologías y varios modelos.

Sin embargo de la forma más generalizada se pueden clasificar dependiendo de tres diferentes aspectos de funcionamiento, los cuales son:

- según el medio de interrupción de la corriente de paso
- según la impedancia de conmutación
- según su ubicación de funcionamiento.

Ya que estas a su vez pueden ser subdivididas, se realiza a continuación un estudio de cada una de las mencionadas clasificaciones en un apartado independiente, con la finalidad de abarcar cada una de sus subdivisiones.

A su vez vale la pena aclarar desde este punto que, finalmente en la variedad de marcas y modelos que existen, se lleva a cabo la mezcla entre las clasificaciones aquí señaladas, es decir, una ubicación específica para el funcionamiento puede ser utilizada con las diferentes impedancias de conmutación y por otro lado con diferentes medios de interrupción para la corriente de paso.

2.4.2- CLASIFICACION DE CAMBIADORES DE DERIVACIÓN SEGÚN MEDIO DE INTERRUPCIÓN

Evidentemente los transformadores pueden tener una gran variedad de capacidades de potencia, entonces en general todos los componentes del transformador se deben diseñar con respecto a su capacidad y parámetros, por lo tanto el diseño de los cambiadores de derivación, no son la excepción.

Para los transformadores de alta tensión y gran capacidad de potencia, los cambiadores en general guardan el esquema del ^[7] “selector de tomas” o también llamado *tap selector* (del idioma inglés) únicamente para el cambio en la selección del tap adyacente, y el ^[7] “conmutador” o *diverter switch* (del idioma inglés) únicamente para la interrupción de corrientes de paso.

De tal forma que los medios de interrupción aplican para el *diverter switch*, y son básicamente los dos siguientes:

- Por medio de interruptores en vacío o
- con interruptores de aceite.

Por otro lado, cuando el cambiador se va a utilizar en transformadores de menor tensión y potencia, se unifica el funcionamiento del conmutador (*diverter switch*) con el funcionamiento del selector de tomas (*tap selector*) llamándose el dispositivo selector-conmutador, o mejor conocido como “*selector-switch*” por la combinación de sus nombres en inglés. Por consiguiente el funcionamiento de este dispositivo es la conmutación de la corriente con la desconexión física del selector.

Es importante mencionar que el dispositivo de interrupción que se utilice es monofásico por lo que en un transformador trifásico se utiliza un cambiador con un polo trifásico que contiene tres interruptores iguales, uno para cada fase, o bien en el caso de bancos de transformación monofásicos el cambiador utilizaría tres polos monofásicos, un polo para cada transformador.

2.4.2.1- Interrupción en aceite

Como bien es sabido el aceite mineral que es utilizado para aislar las partes conductoras del transformador también es utilizado para extinguir el arco eléctrico en los interruptores de potencia, por su gran capacidad dieléctrica, luego entonces no es sorpresa que se utilice como medio de extinción de los cambiadores de derivación.

Sin embargo los residuos productos de la descomposición de aceite, en la interrupción, son factores que afectan sus propiedades dieléctricas, por lo que en el caso de los cambiadores con interrupción en aceite, es de suma importancia que el aceite que está siendo utilizado como medio de extinción de arco no tenga contacto con el tanque principal del transformador y quede confinado en un espacio único, que como se mencionó anteriormente es llamado cuba.

A continuación se muestra en la figura 2.8 inciso “b”, una imagen del mecanismo de interrupción, con la aclaración de que en su funcionamiento habitual, este cuerpo está sumergido en aceite.

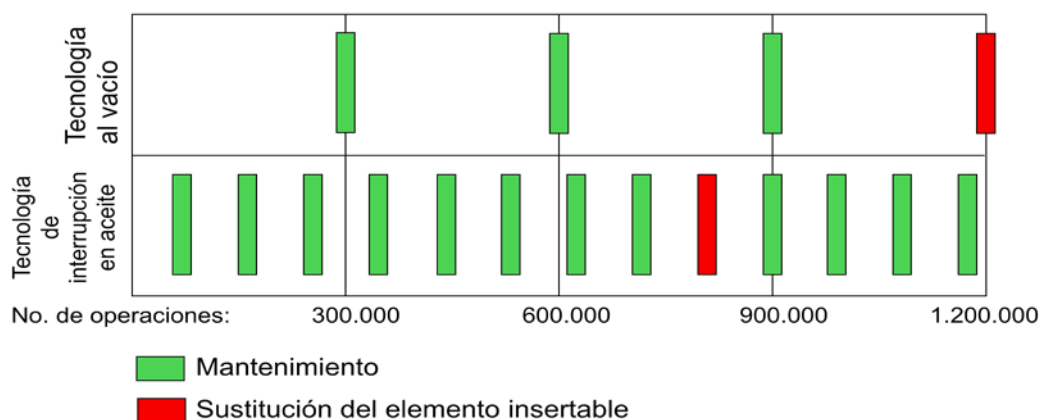
2.4.2.2- Interrupción en vacío.

Pese a que el cambiador en general debe ir sumergido en aceite para guardar las distancias dieléctricas que se deben respetar entre los conductores energizados, el cambiador es llamado en vacío porque utiliza como medio de extinción del arco eléctrico botellas de vacío, como se muestra en la imagen de la figura 2.8 inciso “a”, en donde se ha drenado el contenido del aceite del cambiador quedando al aire libre una botella de vacío.

Cabe mencionar que esta tecnología cada vez está cobrando más terreno dentro del mundo de los cambiadores, ya que ha sido una tecnología en constante evolución y actualmente presenta muchas más ventajas que las tecnologías en aceite.

Primeramente ya que no existe arqueo para la conmutación, el aceite no se descompone, y con ello se evitan los residuos productos de la descomposición, como lo son asentamientos de carbón y gases disueltos, los cuales son inflamables y explosivos.

Presentando entonces, como ventajas técnicas, una mayor confiabilidad del equipo, se evita la afectación en pruebas para el aceite, como es la cromatografía de gases y se reduce la necesidad de mantenimientos mayores; por otro lado como ventajas económicas se tiene la posibilidad del reúso del aceite del cambiador, por lo que se disminuyen los gastos por mantenimiento y se aumenta el tiempo de vida útil dando una mejor amortización.



GRÁFICA 1. Gráfica comparativa de tiempos de mantenimiento, en función del número de operaciones.

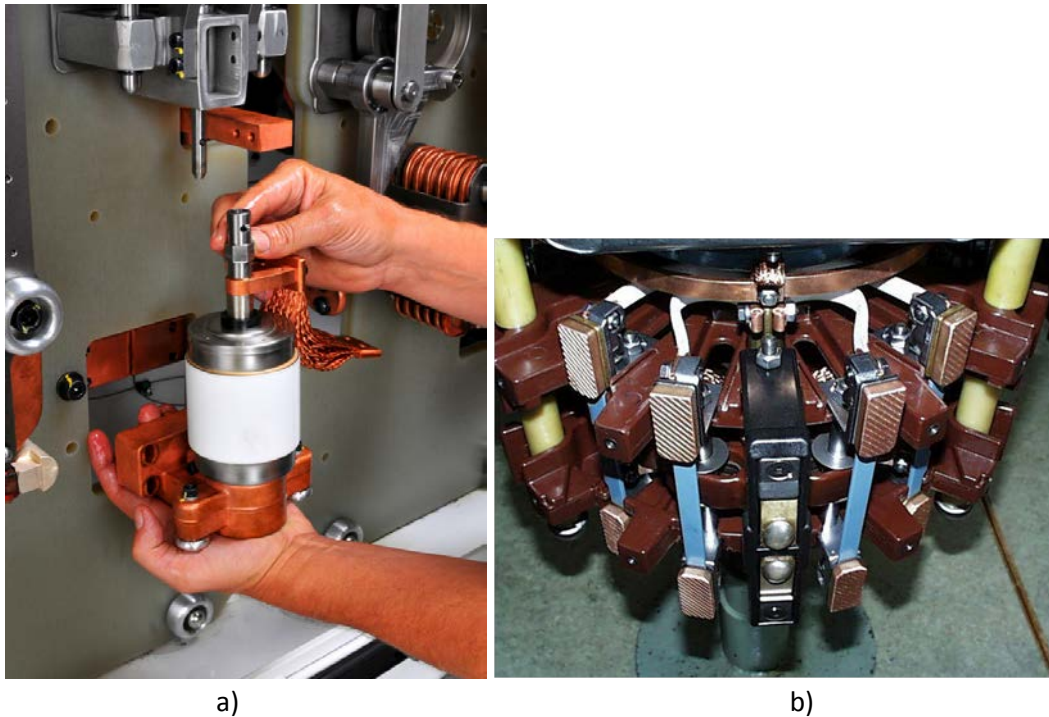


FIGURA 2.8. Fotografías de interruptores; a) botella de vacío y b) cuerpo ruptor sumergido en aceite.

2.4.3- CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA SEGÚN IMPEDANCIA DE CONMUTACIÓN

Ya que el cambiador bajo carga tiene como objetivo realizar el cambio de derivación sin que se vea interrumpida la corriente de carga, debe seguir una secuencia de conmutación en la cual se haga contacto con la siguiente terminal antes de abrir el contacto con la terminal en la cual se está trabajando en ese momento, por lo cual para que un cortocircuito no se lleve a cabo entre las derivaciones involucradas se hace necesario el uso de impedancias que intervengan para limitar la corriente circulante que queda encerrada en el circuito de puenteo que se hace con la conmutación.

Luego entonces este objetivo se puede llevar a cabo mediante dos diferentes métodos, ^[21] el primero es mediante la impedancia de tipo “resistivo” y el segundo es mediante la impedancia de tipo “inductivo” o también llamada “reactivo”, los cuales son explicados con más detalle a continuación.

2.4.3.1- Cambiador de derivación tipo resistivo

Este primer tipo de cambiadores de derivaciones bajo carga utiliza resistencias eléctricas para la conmutación, con arreglos desde una resistencia hasta múltiples resistencias, adicionalmente cada una de estas resistencias debe tener la capacidad de soportar la corriente total de carga más la corriente circulante que se produciría con dos pasos de diferencia, esto a razón de reducir la energía de disipación en forma de calor, la cual produce obviamente una gran elevación de temperatura en los resistores.

Por las mismas razones de la elevación de temperatura y las corrientes circulantes que resultan de la posición de puenteo, este tipo de cambiadores no pueden permanecer en servicio con esta posición y los cambios de voltaje se limitan al arreglo del devanado. Adicionalmente, tienen como característica estos cambiadores, que realizan el proceso completo de transición en tiempos muy cortos, ya que con esto acortan el tiempo en el cual la resistencia está sometida a la corriente, que si bien no necesariamente es la corriente total de carga (ya que esto depende del arreglo de conmutación), siempre produce una elevación de temperatura.

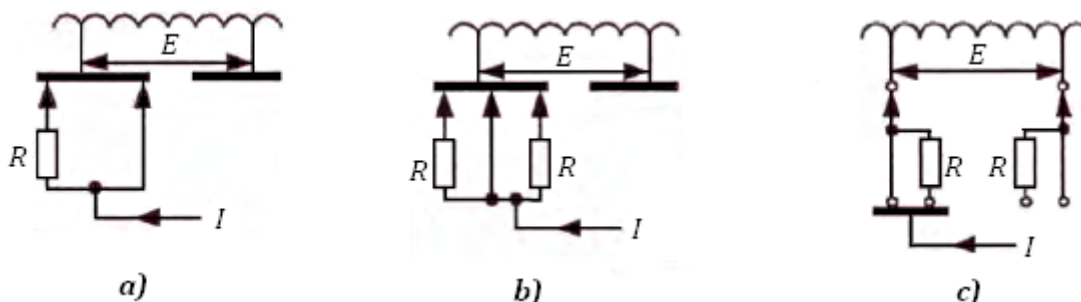


FIGURA 2.9. Diagrama de conexiones para diferentes arreglos de resistencias ^[20].

Ya que el inciso c) de la figura anterior representa los arreglos para transformadores en alta tensión, se ilustra el análisis de la secuencia de una conmutación paso a paso para este arreglo, de tal forma que se pueda comprender el ciclo de conmutación en estos cambiadores.

En donde:

CP= Contacto Principal

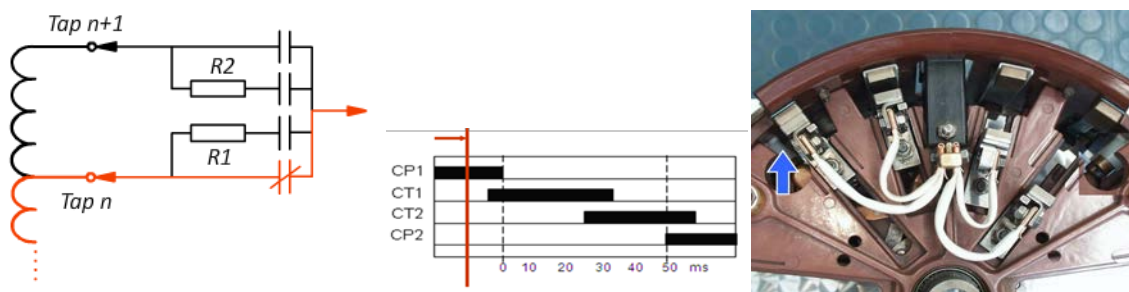
CT= Contacto de Transferencia

R= Resistencia

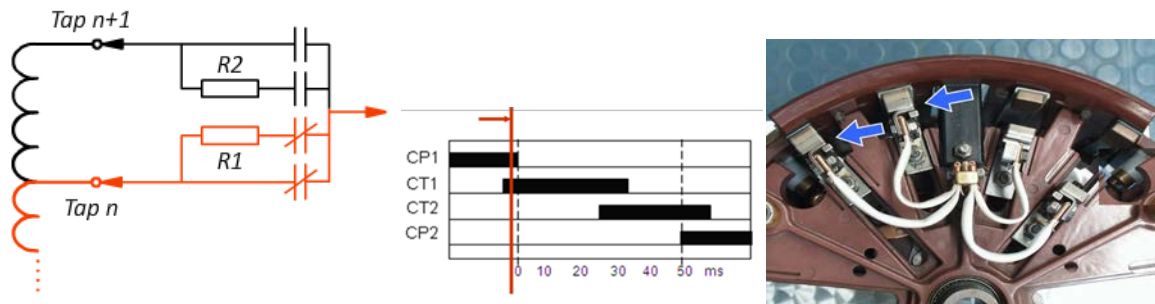
1=> Posición Inicial

2=> Posición final

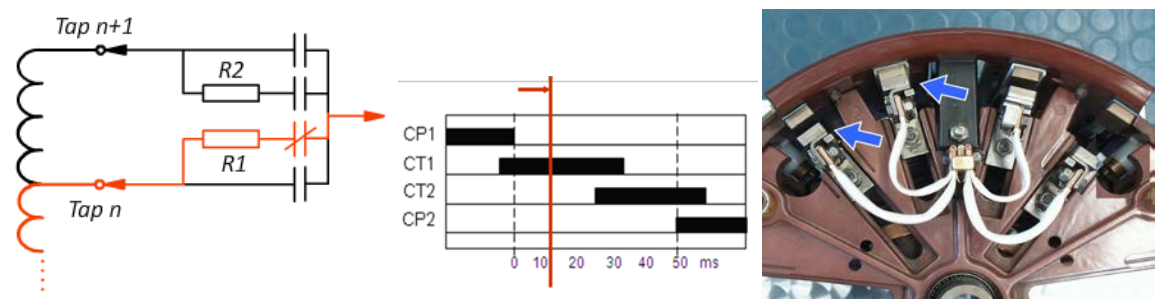
1) El inicio se encuentra en la posición de servicio de un tap cualquiera "n".



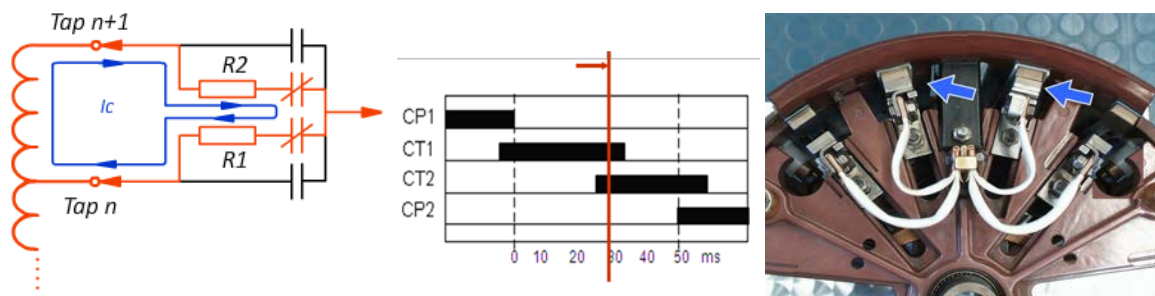
2) Se inicia el cambio hacia una posición adyacente “n+1”, cerrando los contactos de la resistencia 1.



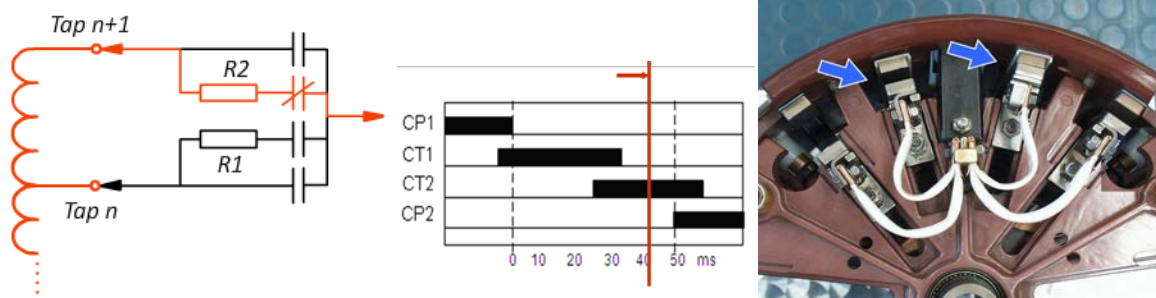
3) Se hace el desvío de corriente abriendo los contactos del conductor principal, quedando toda la corriente de carga sobre la resistencia.



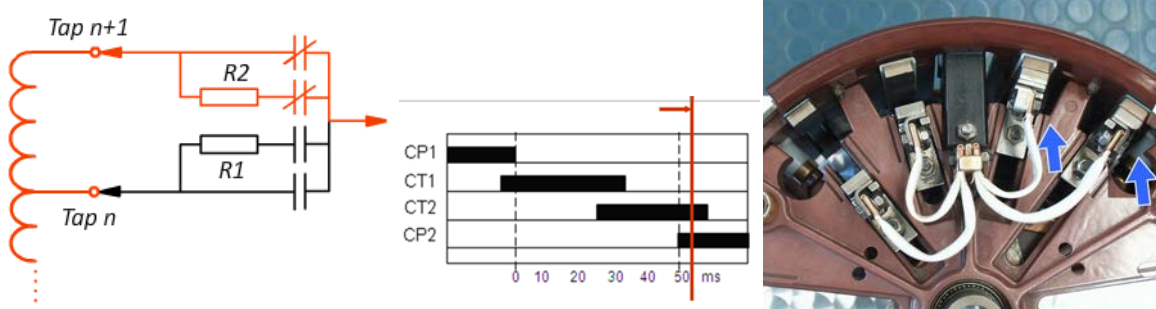
4) Se inicia la transferencia de carga cerrando los contactos de la resistencia 2. Quedando puenteadas las derivaciones se provoca una corriente circulante derivada de la tensión de paso. En esta posición la corriente de carga se divide en partes iguales, ya que el valor óhmico de las resistencias es el mismo.



5) Se abren los contactos de la resistencia 1, quedando toda la carga transferida en el Tap n+1 por medio de la resistencia 2.



6) Se desvía la corriente de carga al conductor principal cerrando el contacto principal 2.



7) Se completa la transferencia librando la resistencia y se convierte en la nueva posición de servicio.

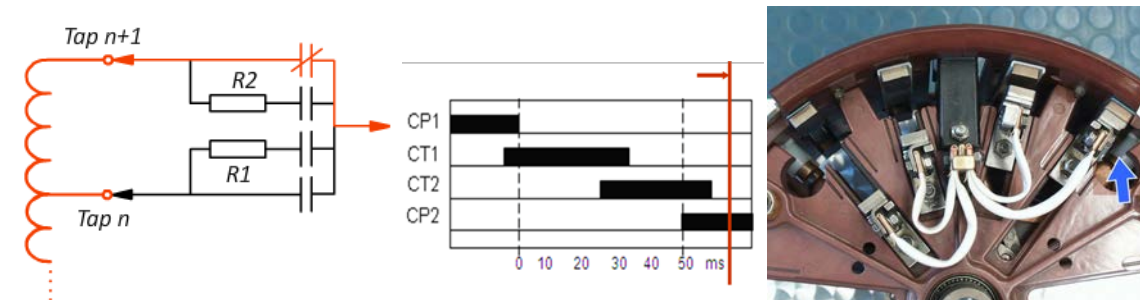


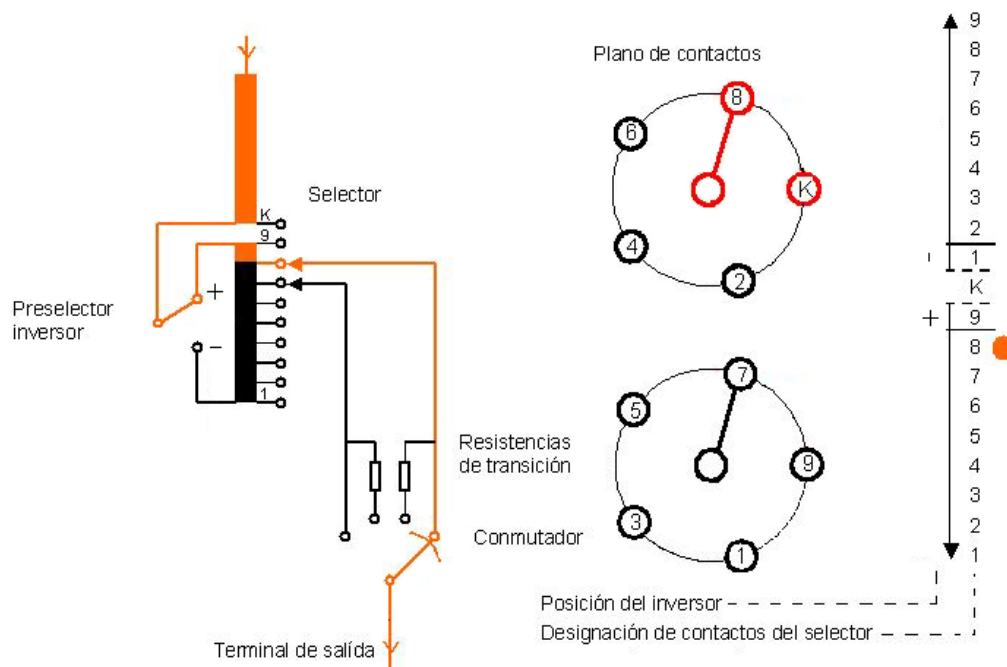
FIGURA 2.10. Secuencia de una operación para la conmutación de tipo resistiva.

Ahora por otro lado para ilustrar el ciclo de operación en un arreglo con capacidad de cambio de polaridad, a continuación se ilustra el proceso empezando desde una posición normal la cual es el cambio a un tap adyacente para después pasar al tap neutral o nominal y finalmente hacer el cambio de polaridad, de tal forma que quede representado todo el procedimiento del ciclo sin tener que hacer el recorrido por cada uno de los taps, y dejando claro que los tres primeros puntos representan el procedimiento que se lleva a cabo para cualquier derivación en medio del devanado.

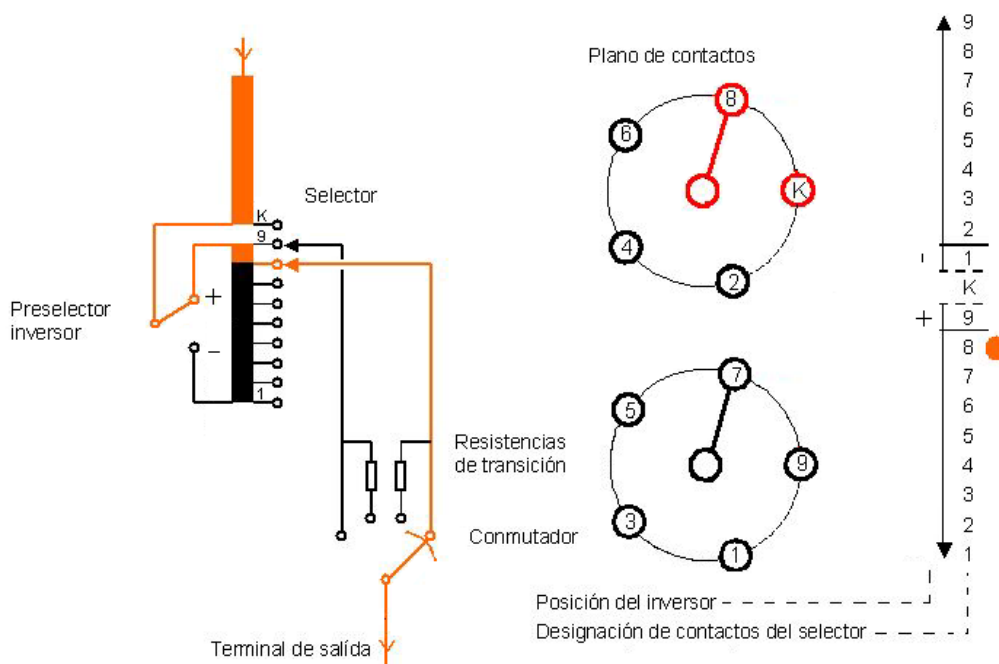
Se aclara que para el siguiente diagrama, la parte coloreada representa la parte del circuito por la cual está circulando una corriente, después a su costado están los planos de contactos que

representan a las flechas del selector de tomas en el diagrama, y finalmente la señalización de la posición en la cual se está dando servicio.

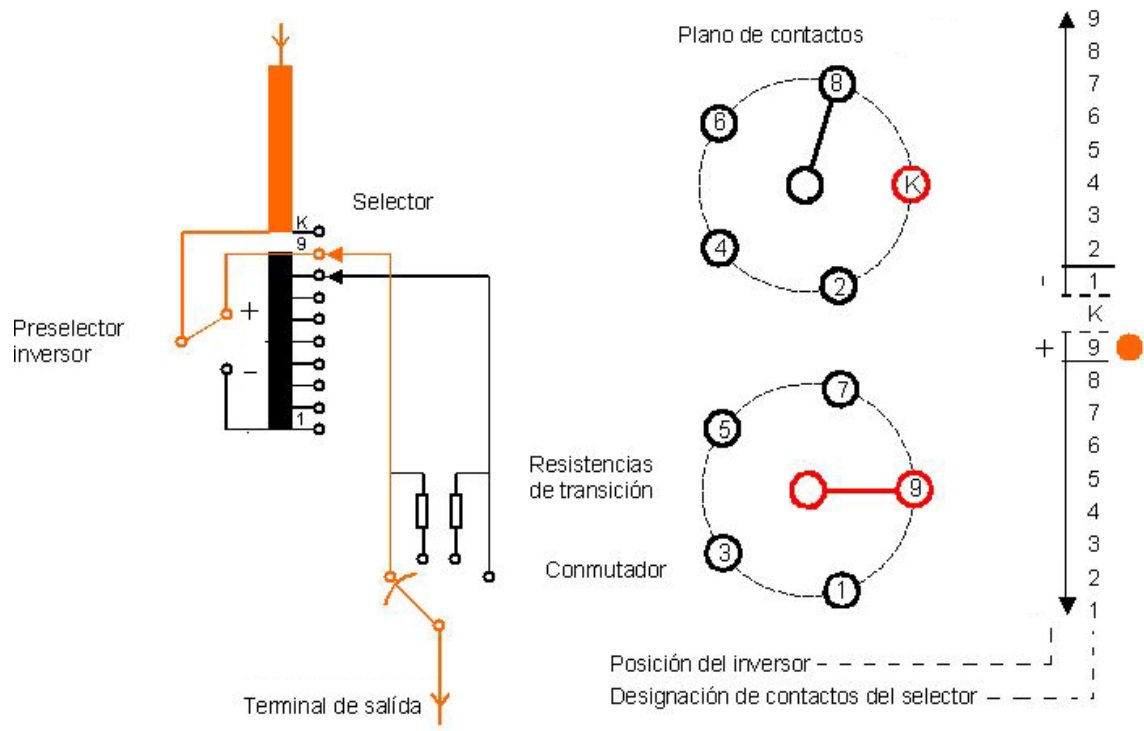
1) Inicialmente se encuentra en una posición de servicio dentro del devanado de derivaciones, con un voltaje en adición al tap nominal.



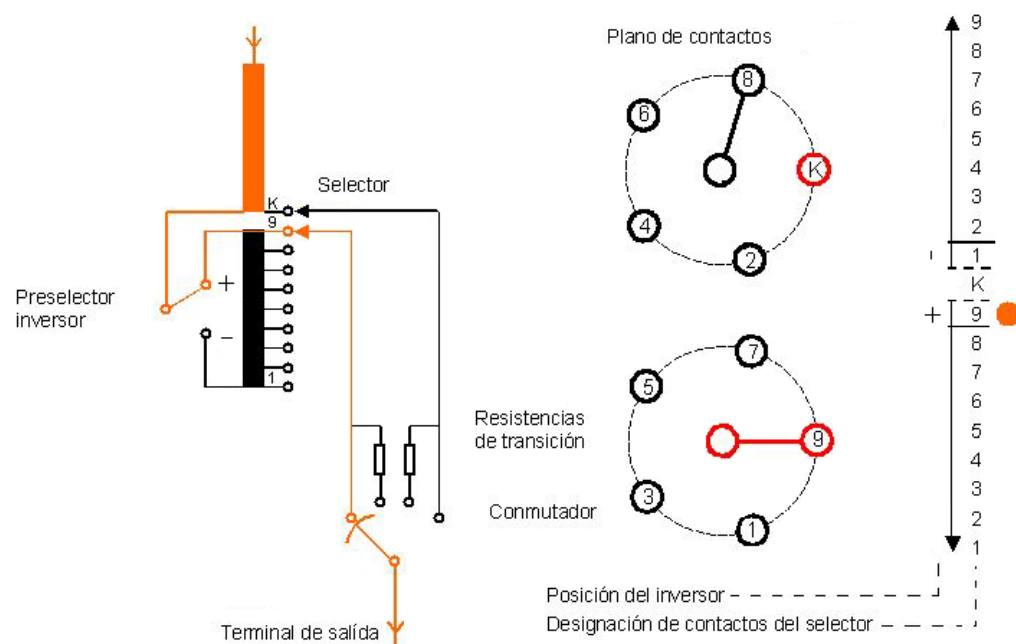
2) Se inicia el cambio de tap con la selección de la nueva posición por el selector de tomas.



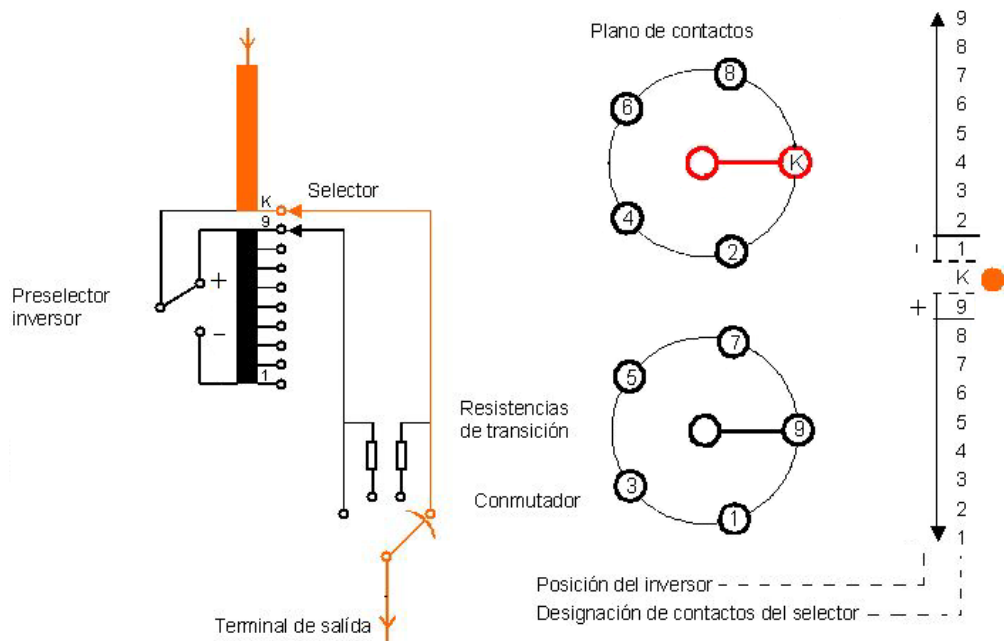
3) Se termina el cambio de tap después de la conmutación del cuerpo ruptor, y el servicio queda en el último borne del devanado de derivaciones.



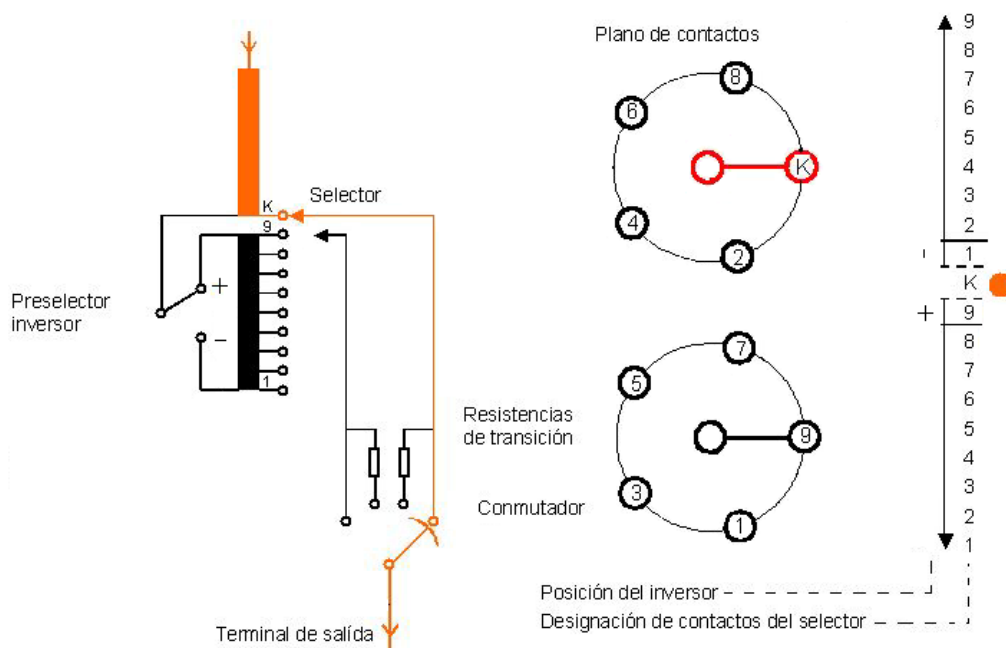
4) Se vuelve a pedir el cambio a la posición siguiente, entonces el selector sale del devanado de derivaciones y queda en la posición nominal en la salida del devanado principal.



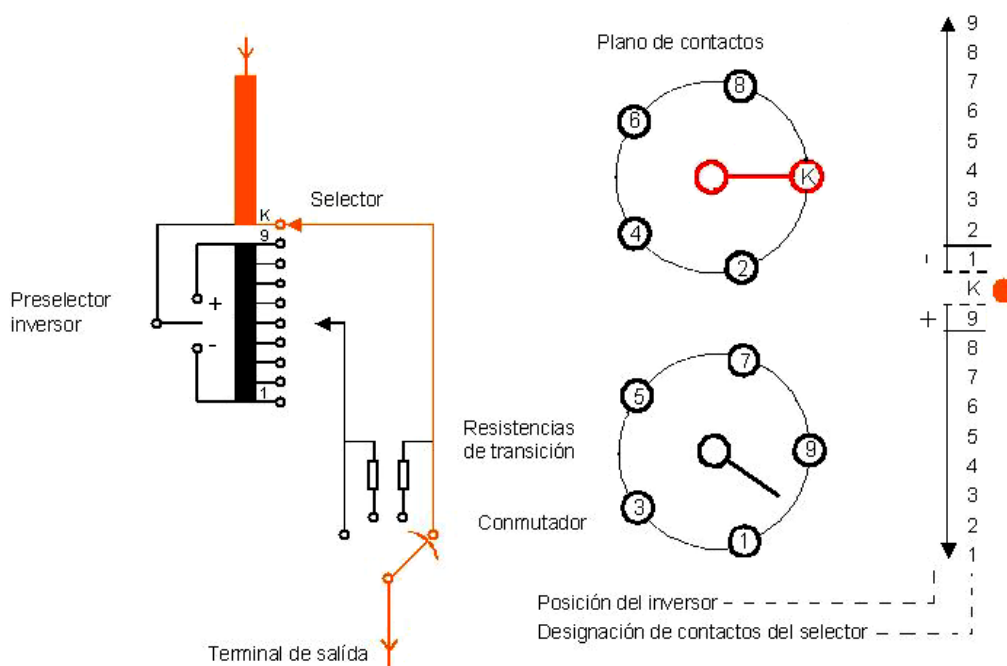
5) Queda desenergizado el devanado de derivaciones, funcionando el transformador en la posición nominal.



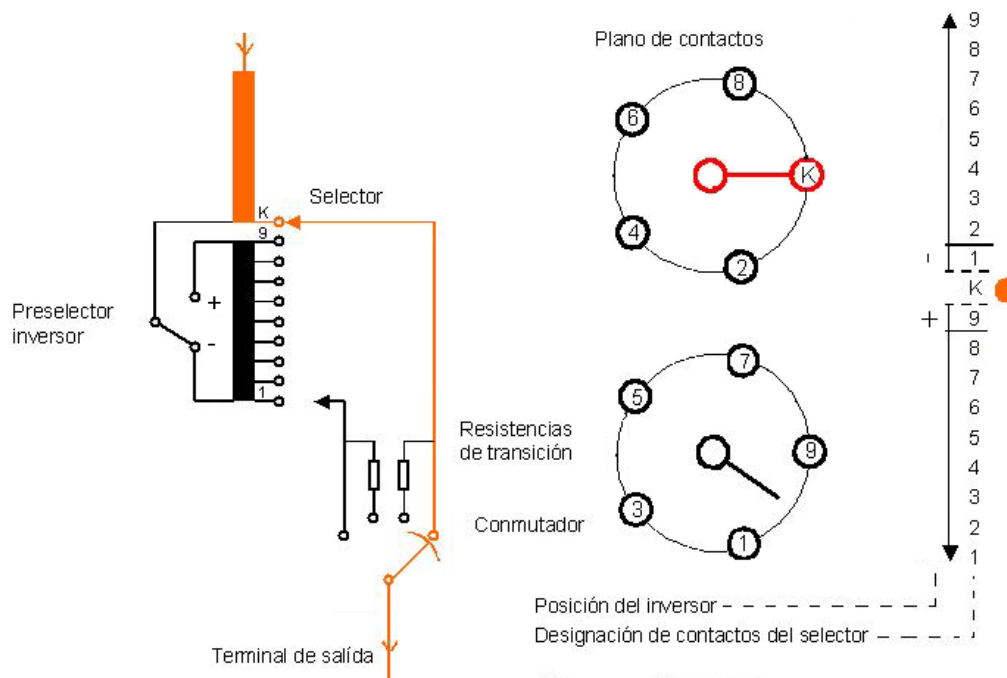
6) Antes de iniciar el cambio de polaridad el selector se desconecta del devanado de derivaciones.



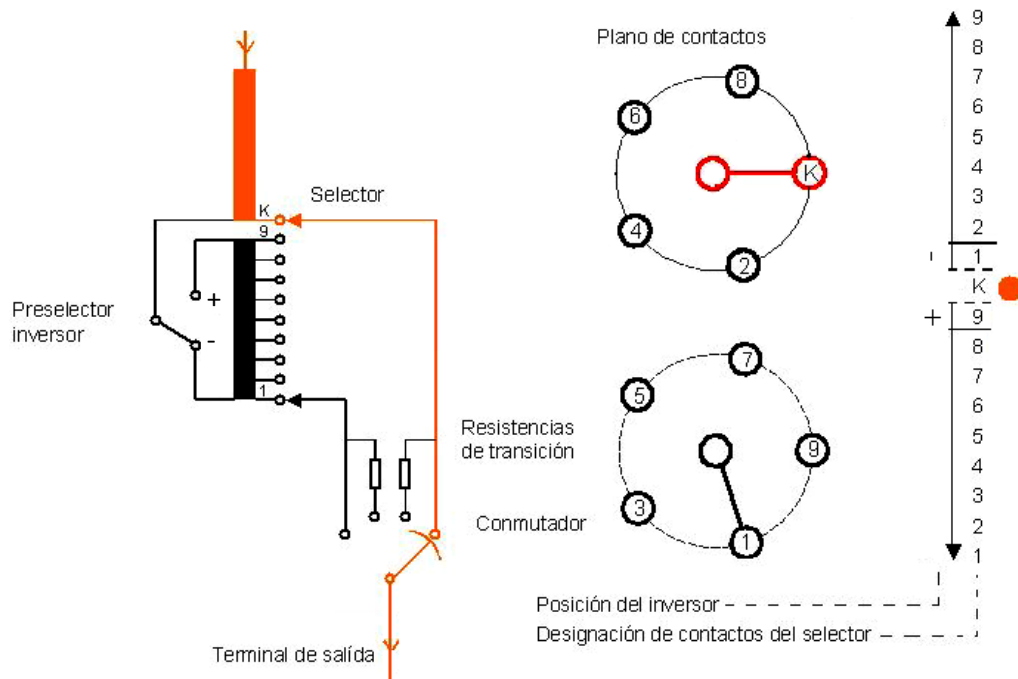
7) Se activa el cambio de polaridad en el preselector.



8) Una vez terminado el cambio de polaridad el selector se dirige a la derivación más cercana del preselector, para que el cambio de tensión sea solo de un paso.



9) El selector de tomas hace contacto en la próxima posición.



10) Después de la conmutación ya se le está restando el voltaje de paso (del devanado de derivaciones) al devanado principal, y la tensión se salida es el resultado de la diferencia.

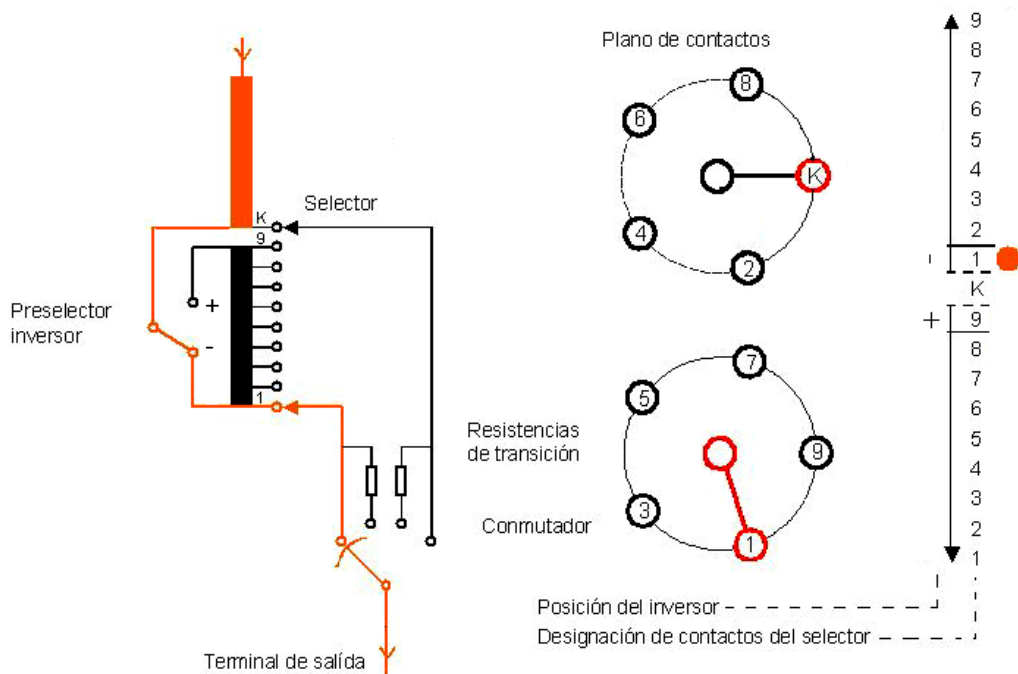


FIGURA 2.11. Ciclo de operación en un arreglo inversor.

2.4.3.2- Cambiador de derivación tipo reactivo (inductivo).

La segunda forma de llevar a cabo la conmutación sin que se vea producida una corriente de cortocircuito entre las derivaciones involucradas es bajo el método de conmutación de *tipo reactivo*, llamado así por usar inductores, en lugar de resistencias, como medio de impedancia entre derivaciones.

Estos inductores no disipan tanta energía como los resistores ya que principalmente la energía usada es reactiva con lo cual no se produce disipación de calor, luego entonces, estos pueden ser diseñados para soportar la totalidad de la corriente de carga y adicionalmente la corriente circulante por largos periodos de tiempo.

Por otro lado este tipo de cambiadores tienen la característica de tener la capacidad de operar en una posición de puente entre terminales, como posición de servicio normal, mejorando la regulación, haciéndola más fina y proporcionando un total de posiciones de servicio del doble de taps del devanado de derivaciones menos uno.

Esto gracias a que los inductores de la impedancia son enrollados en un mismo núcleo con lo que aumenta su impedancia reactiva y quedan acoplados magnéticamente. Si se encuentran dando servicio ambos en un mismo tap, quedan conectados en paralelo, funcionando como un reactor, pero cuando se encuentran dando servicio en una posición de puente entre terminales, quedan conectados eléctricamente en serie, funcionando como un autotransformador, por lo que se le conoce como método del *autotransformador preventivo*.

Esto presenta varias ventajas, ^[4]primeramente los embobinados son conectados con una relación de 1:1 y si son enrollados para dar una polaridad aditiva (véase figura 1.8 inciso “b”) los sentidos de las corrientes se anulan mutuamente, por lo que la corriente circulante es prácticamente nula y el voltaje de salida resulta ser el promedio de los voltajes de los taps puenteados.

Similarmente a los cambiadores de tipo resistivo, para los cambiadores de tipo reactivo, los arreglos pueden variar y la capacidad de potencia estará en función del método de interrupción.

Ahora a continuación, en la figura 2.12, se muestran los diagramas de conexiones de los diferentes arreglos de cambiadores que funcionan con el autotransformador preventivo, y en seguida la fotografía de un cambiador con el arreglo del inciso c, ubicada de forma independiente como figura 2.13, ya que es la tecnología que prevalece en arreglos de tipo reactivo y que es utilizado en transformadores de alta tensión.

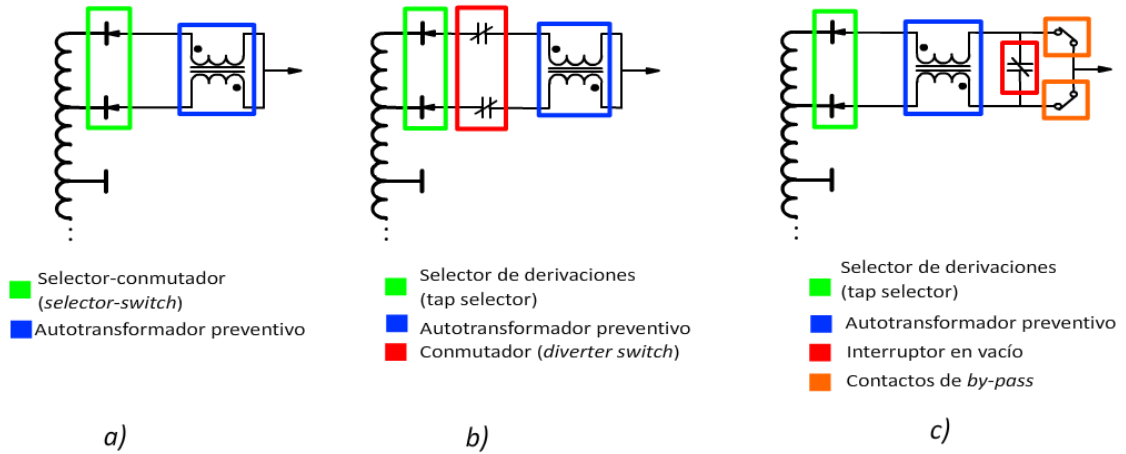


FIGURA 2.12. Diagrama de conexiones para los diferentes arreglos con autotransformador preventivo^[20]; a) tipo reactivo con selector-conmutador, b) tipo reactivo con selector y conmutador independientes, c) tipo reactivo con selector e interrupción en vacío.



FIGURA 2.13. Cambiador de derivaciones trifásico con interrupción en vacío, en compartimento externo.

Continuando con la metodología antes mostrada, a continuación se hace el desarrollo, paso a paso, de los movimientos que se llevan a cabo para cambiar de una posición de servicio a otra adyacente^[5], pero ahora con la variedad de que se encuentran tres posiciones de servicio con solamente dos taps adyacentes.

En donde:

I_c = Corriente de carga

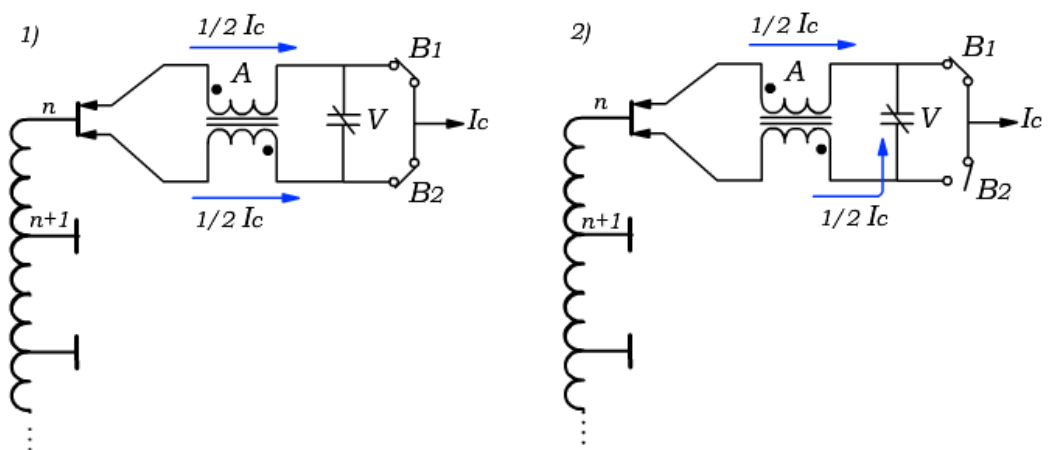
A= Autotransformador preventivo

V= Interruptor de vacío

B= Contactos de *by-pass*

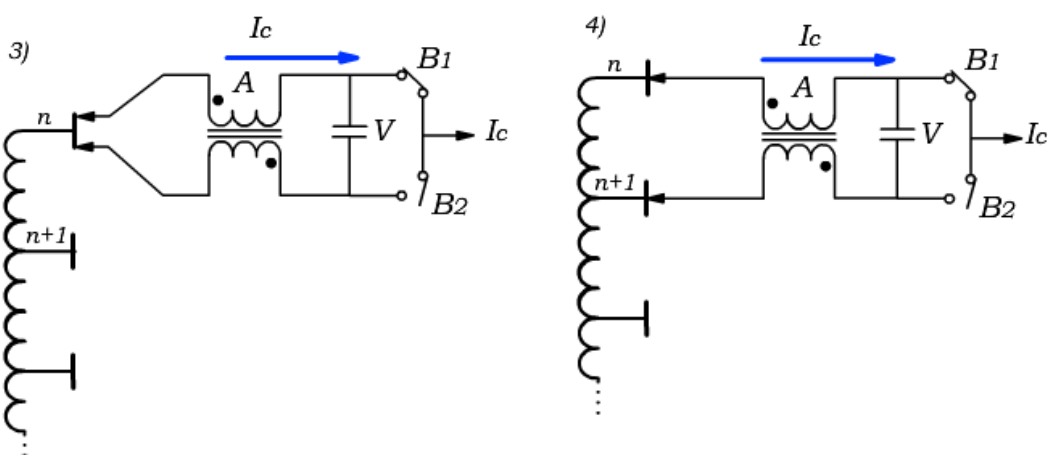
1) Inicialmente se encuentra en una posición de servicio, ubicada en el tap n , que al tener todos los contactos cerrados la corriente de carga se distribuye en ambos lados del cambiador, esta distribución es exactamente la mitad de la corriente de carga por lado, ya que el autotransformador tiene una relación de 1:1 por lo que la impedancia es idealmente igual en ambos lados.

2) Se inicia el cambio hacia el tap inferior por lo que el contacto de *by-pass* del lado correspondiente (B2) se abre, desviando la corriente que transmitía hacia el interruptor (hasta el momento la corriente no ha sido interrumpida).



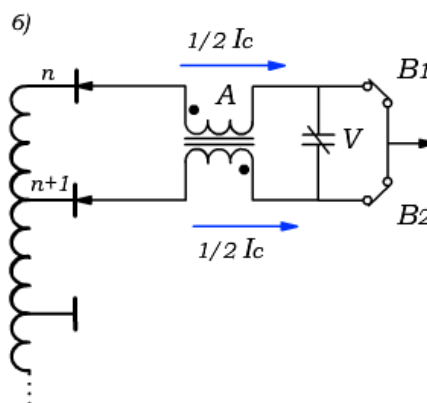
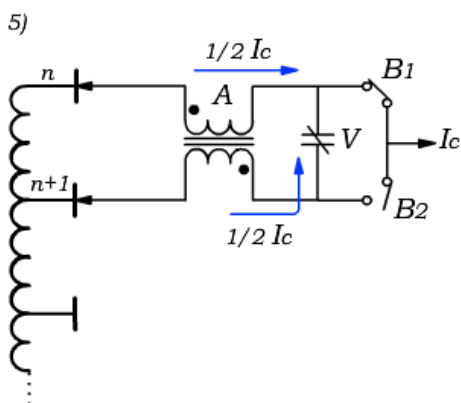
3) Después de que el interruptor ha adquirido la corriente que se manejaba por medio del contacto de *by-pass*, el interruptor en vacío abre, quedando toda la corriente de carga en un solo lado del cambiador (en la parte superior).

4) Sin corriente que interrumpir el selector de tomas se puede mover libremente a la derivación contigua.



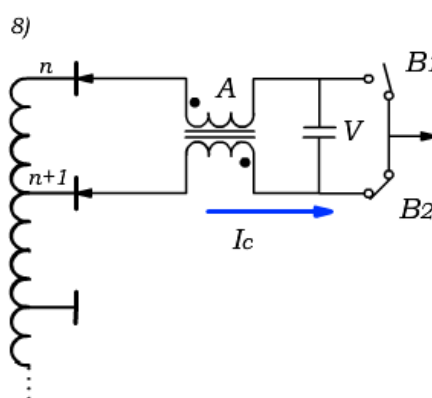
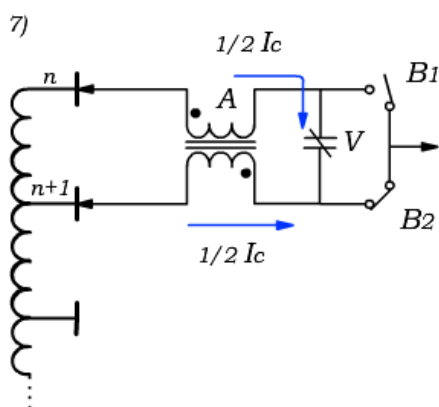
5) Para iniciar los efectos de la conexión con el siguiente tap, el interruptor cierra y se vuelve a distribuir la carga en el auto transformador con la adición de una muy pequeña corriente circulante.

6) Cierra el contacto de *by-pass* que se había quedado abierto y con ello se alcanza la siguiente posición de servicio (en estado estable) la cual es llamada *posición de puente*, en donde la salida de voltaje es el promedio de las tensiones de las derivaciones involucradas.



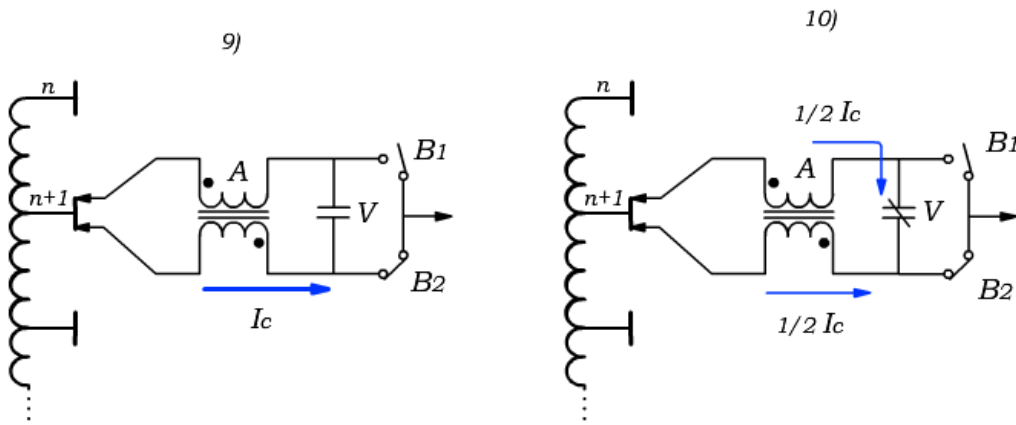
7) Para continuar su camino de cambio a la siguiente derivación, se abre el contacto de *by-pass* correspondiente a la terminal del selector que se requiere mover (B1) y queda la corriente transferida al mismo interruptor "V".

8) Se abre nuevamente el interruptor para dejar libre de carga al contacto del selector que sigue conectada a la derivación "n". Desde este momento ya toda la carga queda transferida a la siguiente derivación y el voltaje adquirido es el del tap "n+1".



9) Para adquirir nuevamente una posición de servicio (en estado estable) el selector mueve el contacto desconectado a la nueva posición de servicio.

10) Cierra el interruptor distribuyendo la corriente de carga, nuevamente la mitad para cada sección del auto transformador y se elimina la pequeña corriente circulante.



11) Se adquiere la nueva posición de servicio (en estado estable) quedando cerrados los contactos de by-pass y el proceso puede ser nuevamente repetido.

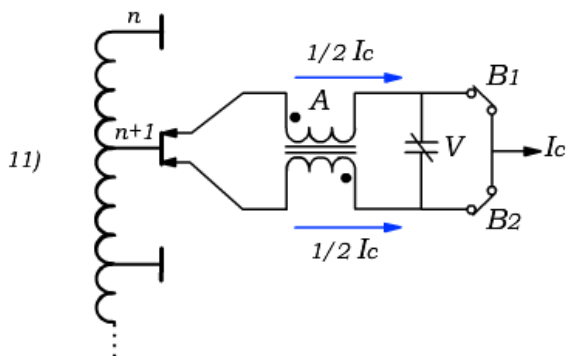


FIGURA 2.14. Ciclo de operación para un cambiador con impedancias de tipo reactiva.

2.4.4- CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA SEGÚN UBICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO

De forma similar a lo presentado en las clasificaciones anteriores, las clasificaciones de los cambiadores de derivación se pueden subdividir, y esta vez lo hacen en función de su ubicación de funcionamiento, es decir, los cambiadores pueden ser ubicados en diferentes espacios (obviamente muy cercanos a los embobinados) para su funcionamiento. Ya que estos pueden y, para ciertas partes, deben tener su compartimento de aceite independiente del tanque principal del transformador, los cambiadores pueden ser ubicados dentro y fuera del tanque principal del aceite, por lo que en general se pueden clasificar en :

- externos
- internos

De forma generalizada se puede encontrar que los cambiadores pueden tener diferentes características físicas, ya que algunos son diseñados desde un principio para ser usados de forma externa, como es el caso de la figura 2.13, mientras que otros son diseñados para ser usados de forma interna como en la figura 2.5, sin embargo se encuentra que incluso los mismos diseños de uso interno son usados de forma externa y muchas veces la razón, como se explicará a continuación, resulta de las capacidades de conmutación.

También por otro lado está el hecho de que con la finalidad de conservar las propiedades del aceite en donde se requiera, se confinan en compartimentos diferentes sus componentes, por lo que finalmente las combinaciones posibles resultan ser las siguientes.

-Externo con selector y conmutador en compartimentos independientes.

Este arreglo mantiene todo el cambiador fuera del tanque principal de transformador y adicionalmente se divide en dos compartimentos, uno para el selector y otro para el conmutador con total aislamiento uno del otro, de tal forma que se quede aislada la carbonización dentro del compartimento del conmutador y el selector mantenga su aceite limpio para soportar altas tensiones, también está la opción de usar interruptores en vacío por lo cual este arreglo puede ser usado para transformadores de gran capacidad.

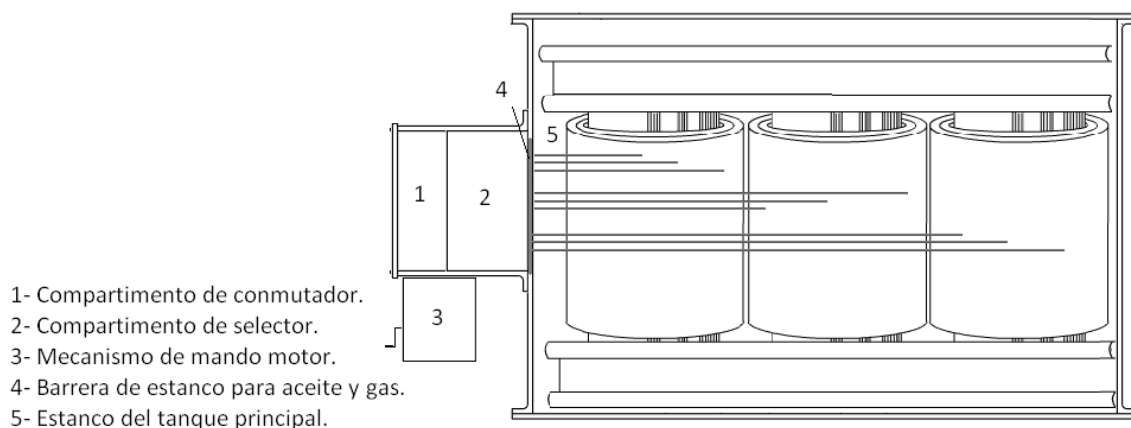


FIGURA 2.15. *Cambiador de derivaciones externo con selector y conmutador en compartimentos independientes.*

Externo con selector y conmutador en un único compartimento.

En ocasiones resulta suficiente aislar el cambiador de derivaciones del tanque principal del transformador por lo que el selector y conmutador pueden compartir el aceite, en este caso se suele utilizar el método de interrupción con botellas de vacío de tal forma que el diverter switch no produzca las sedimentaciones de carbón que puedan afectar la rigidez dieléctrica en el selector.

Externo con selector-conmutador.

Similarmente al caso anterior se separa del tanque principal del transformador pero el hecho de que la conmutación y selección de derivación se lleve a cabo en el mismo dispositivo hace que solo se requiera una sola cámara para ambas funciones. Cuando la tecnología hace que inevitablemente se produzcan arcos en la selección hace que esta opción no pueda manipular transformadores de altas capacidades de potencias y por ende de altas tensiones.

Externo con cambiador de diseño interno.

Por sus grandes capacidades interruptoras de corriente en el *diverter switch* y sus largos selectores de tomas para las más altas tensiones de paso, los cambiadores de derivación diseñados para uso interno son seleccionados para su uso en transformadores de gran capacidad, pero proporcionando las ventajas de un tanque independiente.

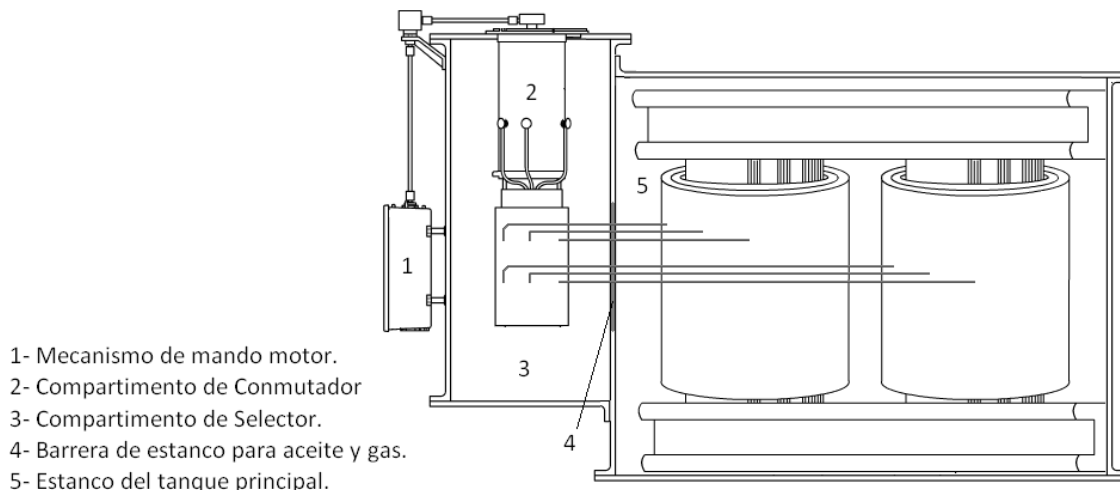


FIGURA 2.16. Cambiador de derivaciones externo con selector y conmutador de diseño interno.

Ventajas y desventajas del uso externo.

El uso externo de los cambiadores de derivación ofrece varias ventajas, entre las cuales sobresalen el poder identificar y hacer un diagnóstico más fácil de los problemas que puedan existir en el banco de transformación, identificando el lugar de falla por su contenido de gases. Igualmente con el análisis de gases disueltos se puede hacer una mejor inspección del transformador, sin que el cambiador interfiera en algo, sea esto con falla o sin ella.

Por otro lado el tener acceso total al cambiador de derivaciones con la remoción de la cubierta, facilita los mantenimientos y hace más fáciles las inspecciones. Como desventaja es que la barrera selladora entre los tanques y por la cual pasan las derivaciones comienza a tener complicaciones con tensiones mayores a 145 kV.

Interno con selector y conmutador separados.

De manera generalizada los diseños de uso interno son capacitados para ser suspendidos de la tapa del transformador, y es colocado en un costado de los embobinados, un polo trifásico en el caso de tanques trifásicos, o es colocado un polo monofásico en el costado de cada transformador cuando se utilizan transformadores monofásicos.

En este caso el selector es instalado debajo del conmutador y está operando con el mismo aceite del transformador, estos normalmente manejan dos anillos por fase, uno para las derivaciones impares y el otro para las pares. En el caso del *diverter switch* se encuentra en su propio compartimento que separa las carbonizaciones y a su vez aísla los gases, usualmente

tienen su propia respiración en tanque conservador con deshidratante independiente del que usa el transformador.

Este tipo de cambiadores es el usado en los más altos rangos de potencia y por ende en las más altas tensiones.

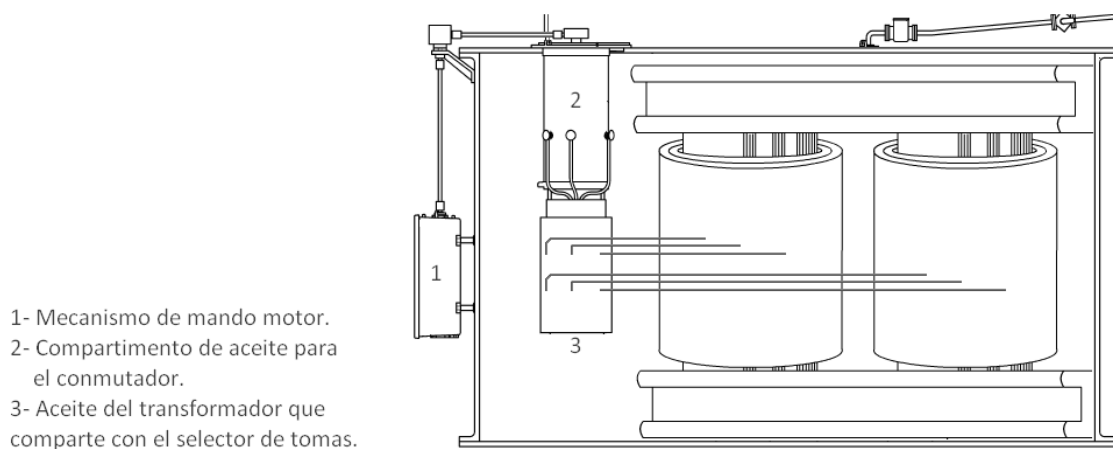


FIGURA 2.17. Cambiador de derivaciones interno con selector y conmutador separado.

Interno con selector y conmutador en un mismo compartimento.

La instalación es similar al caso anterior (instalando el cambiador suspendido de la tapa del tanque principal del transformador, con el selector por debajo del conmutador) con la diferencia de tener el selector y el conmutador en la misma cámara, por lo que se pueden usar interruptores en vacío para la extinción de arco y eliminar los productos por descomposición de aceite, sin embargo de igual forma no alcanzan las capacidades del diseño anterior.

Interno con selector-conmutador.

Ahora el selector-conmutador está diseñado con una disposición vertical que coloca al preselector por encima de las fases (cuando este es requerido) y todo este conjunto está en una cámara de aceite independiente al tanque principal, que aísla los gases y el aceite carbonizado.

Esta tecnología, como ya se vio igualmente para el uso externo, solo es aplicada para bajos rangos de potencia y no alcanza las más altas tensiones.

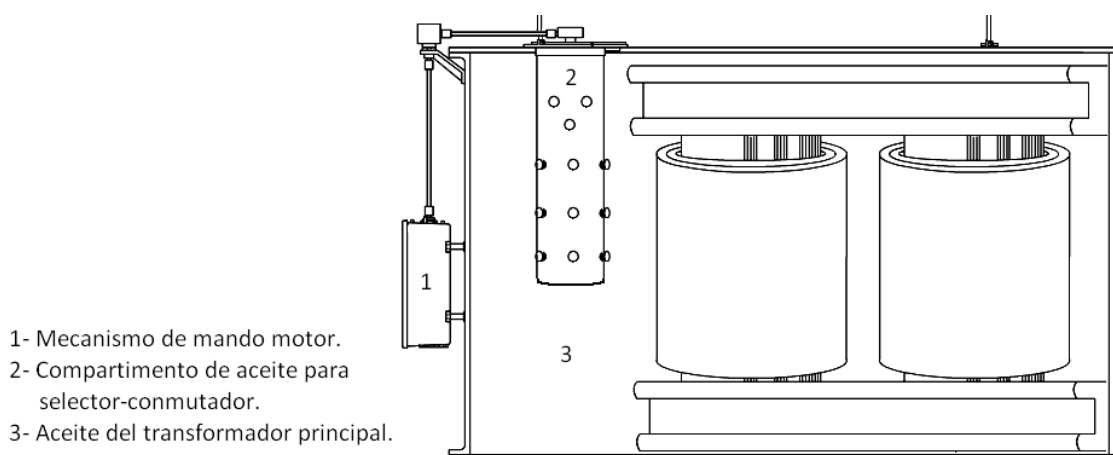


FIGURA 2.18. Cambiador de derivaciones interno con selector-conmutador.

Ventajas y desventajas del uso interno.

Los cambiadores de derivación de uso interno tienen la ventaja de ser más apropiados para las más altas tensiones, y para un mismo rango de potencia el cambiador de uso interno usa menor cantidad de aceite en sus compartimentos, por lo que para los mantenimientos se facilita el manejo de aceite. Como desventaja es que al tener los selectores y en particular los preselectores trabajando en el mismo aceite del transformador, los análisis de gases disueltos hechos al transformador pueden estar influenciados por descargas parciales y arcos de contactos producidos por el cambiador de derivaciones.

2.4.5- MECÁNICA DE ACCIONAMIENTO Y MANDO MOTOR

De forma similar a los cambiadores de derivación sin carga, en los cambiadores de derivación bajo carga el movimiento mecánico en sus componentes, para el cambio de derivaciones se realiza mediante un eje giratorio aislante (el cual consiste en una barra dieléctrica especialmente fabricada para transmitir el movimiento físico externo) solo que ahora no solo mueve un contacto, sino que acciona todos los mecanismos del cuerpo ruptor y a su vez al selector de tomas, adicionalmente a estas dos funciones principales, también representa el principal aislamiento de los interruptores de conmutación a la tensión de tierra.

Para que se lleve a cabo el accionamiento físico de esta barra aislante, existe un mecanismo de accionamiento externo para la conmutación, el cual es llamado mando motor, el cual se encuentra localizado en un costado del transformador con la altura adecuada para una visualización y revisión a nivel de los gabinetes de control.

Luego entonces, la conexión entre estas dos piezas (la barra aislante y el mando de accionamiento) se lleva a cabo por medio de un árbol de transmisión mecánica que utiliza engranajes cónicos, también llamados codos, para recibir el momento de giro del accionamiento y transmitirlo en una rotación a noventa grados. Primeramente se usa una caja de engranes cónicos en el borde del transformador para que la barra pueda subir hasta la tapa del transformador y transmitirla en otra barra paralela a la tapa del transformador que llega a la parte superior o tapa del cambiador de derivaciones, y posteriormente ahí se encuentra otra caja de engranajes cónicos que toma la rotación de la barra paralela a la tapa y la transmite finalmente a la barra aislante que queda confinada dentro de todo el estanque del cambiador de derivaciones.

El barral que se utiliza para el árbol de transmisión mecánica suele ser de sección transversal poligonal para proporcionar la retención mecánica en el giro, aunque también se pueden utilizar otras formas como lo es la circunferencial en donde, para la utilización, se ve forzado el uso de chavetas o pasadores en la retención.

Este accionamiento mecánico o mando motor, como se explicó brevemente en el apartado de mecanismos de operación para cambiadores sin carga, presenta tanto las ventajas de un accionamiento manual como las de un accionamiento electrónico con motor.

Por ser el más sencillo se empezará con el accionamiento manual mecánico, el cual consiste en una manivela la cual puede transmitir directamente la rotación de movimiento del brazo (humano) al engranaje que sale al árbol de transmisión mecánica, esta manivela usualmente se encuentra localizada desmontada en un costado del gabinete del accionamiento, ya que esta opción no se utiliza normalmente, y de manera regular solo se requeriría cuando el circuito electrónico de control al motor no funcionara, o bien en los ajustes de sincronización.

Finalmente para que los usuarios puedan utilizar de forma correcta y segura la manivela, los fabricantes muestran claramente como parte de las indicaciones en el gabinete, la dirección del giro para ascenso y descenso respectivamente, así como también la cantidad de vueltas en manivela para llevar a cabo un ciclo completo de conmutación, y que de esta manera quede funcionando correctamente el cambiador, (aspecto muy importante sobre todo en tecnologías que utilizan impedancias resistivas).

Por otro lado el accionamiento por medio de circuito electrónico y motor, es el más usado, ya que presenta varias opciones para su operación, y es tan usado que el mecanismo completo es mejor llamado mando motor. Este circuito tiene la posibilidad de un control local manual, de un control remoto, y en conexión con un regulador de voltaje puede funcionar como un servomecanismo, como se explica a continuación respectivamente.

Ya que el accionamiento manual mecánico puede implicar riesgos, con la velocidad de giro y en el término de la conmutación, para quedar en una correcta posición de servicio final, los fabricantes dan la posibilidad del control manual local por medio del mismo circuito electrónico, el cual se puede proporcionar mediante una perilla o botones. En el caso de la perilla, la manipulación es por medio de giro (en sentido de giro de las manecillas del reloj y en contra sentido, para descenso y ascenso, respectivamente) y en el caso de los botones uno es solo para ascenso y otro es para descenso.

Por otro lado está la posibilidad de controlar el cambiador por medio de la unidad terminal remota (UTR) la cual recibe todos los parámetros de operación de la subestación, los cuales son evidentemente necesarios para la correcta operación de los dispositivos, entre los cuales está el cambiador de derivaciones. Estas unidades están instaladas dentro de las casetas de las subestaciones y actualmente centralizan toda su información a una estación maestra a través de un sistema de comunicación llamado SICLE (sistema de control local de estación), por lo cual podrían ser operados desde la caseta de control o bien de forma remota a través de la estación maestra.

Otra importante opción para el accionamiento y operación de los cambiadores es la interconexión del sistema de mando motor a un regulador automático de voltaje (AVR) con el cual adquieren las habilidades de un servomecanismo, es decir, que tiene la capacidad de ser operado por si mismo, ya que al recibir los parámetros de voltaje y corriente por medio de transformadores de instrumento regula su actividad en función de las circunstancias y modifica su estado en la situación de un límite de operación.



En donde:

1. Datos de placa del cambiador.
 2. Mirilla para inspección de posición y número de operaciones.
 3. Acoplamiento mecánico para manivela (accionamiento mecánico manual).
 4. Indicación de uso de manivela (dirección y giros).
 5. Accionamiento electrónico manual.
 6. Activación de bloqueo.
 7. Árbol de transmisión mecánica.
- a – ascenso.
d – descenso.

FIGURA 2.19. Fotografías descriptivas de ubicación y accesorios de mando motor.

En ambos casos, tanto el mando motor como el regulador de voltaje, deben ir en gabinetes, los cuales provean protección contra influencias externas, en cualquier dirección, pero sobre todo para evitar contacto directo del personal con partes peligrosas, como lo son conductores energizados o partes móviles capaces de provocar daño.

Para ser exactos, ^[20] estos gabinetes deberán cumplir con los requerimientos de una protección IP44 que de acuerdo con el estándar internacional IEC 60529 ^[24] corresponde al impedimento de ingreso a objetos sólidos mayores a 1 mm de diámetro y contra la salpicadura de líquidos.

Como parte de sus funciones, el mando motor, tiene la utilidad de mostrar la posición de la derivación en la cual se encuentra trabajando en ese momento el transformador y adicionalmente tiene la obligación de contabilizar y mostrar el número de operaciones que lleva acumuladas desde su instalación, de tal forma que este contador pueda ser utilizado para conocer el ritmo de trabajo del cambiador y principalmente para saber el momento indicado para un mantenimiento y a su vez para el cambio del cuerpo ruptor, ya que es el principal afectado con las operaciones.

Debido a esto, los gabinetes de protección de mando motor deben dejar sobre la carcasa frontal una mirilla que permita visualizar los parámetros antes mencionados (posición y número de operaciones), como se muestra en la figura 2.19.

2.4.5.1- Regulador Automático de Voltaje (AVR).

Como se mencionó brevemente en el apartado anterior los reguladores de voltaje reciben los parámetros para su correcto funcionamiento de transformadores de instrumento, es decir, de transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP) para parámetros de corriente y tensión respectivamente, por lo tanto el AVR debe tener la capacidad de comparación de parámetros y toma de decisiones por lo que, para una correcta y continua operación, se debe hacer el ajuste de diferentes parámetros de servicio, los cuales pueden ser configurados todos en un mismo regulador o bien la mezcla de algunos de ellos, dependiendo de los modelos y marcas de fabricantes, que son los siguientes.

Valor de consigna. Este valor se refiere a la tensión a escala que se obtiene del secundario del transformador de potencial.

Sensibilidad (%). La diferencia de potencial entre derivaciones adyacentes (tensión de paso) puede variar de un transformador a otro por lo tanto usualmente se utiliza este valor en por ciento. Este valor puede ser ajustado mediante la tensión de paso como se muestra a continuación, en donde:

E= Sensibilidad(%)

U_{st}= Tensión de paso

U_{nom}= Tensión nominal

$$E(\%) = \frac{U_{st}}{U_{nom}} \times 100$$

Para insertar un valor de sensibilidad en el ajuste de parámetros del AVR se debe tomar en cuenta que al tener parámetros muy cercanos al valor de ajuste, el cambiador podría operar muy consecutivamente con cargas variables que pueden no requerir del cambio y con ello acelerar los tiempos de mantenimientos y disminuir el tiempo de vida útil del cuerpo ruptor.

Tiempo de retardo. El tiempo de retardo se refiere a la cantidad de tiempo que el AVR debe dejar pasar para pedir la conmutación una vez que el valor recibido por TP tenga una desviación (ΔU) que rebase la sensibilidad (E).

En algunos casos el tiempo de retardo está en función de que tan grande es la desviación con respecto a la sensibilidad por lo que el ajuste que uno realiza en el AVR resulta ser solo un factor para el tiempo de retardo efectivo, como se muestra con la siguiente ecuación, la cual nos da una respuesta logarítmica al cambio de derivaciones.

$$Retardo_{Efectivo} = \frac{Retardo_{ajustado} \times E(\%)}{\Delta U(\%)}$$

En donde:

Retardo_{ajustado} = Tiempo de retardo ajustado como parámetro en el AVR.

E(%) = Sensibilidad.

$\Delta U(\%)$ = Desviación de la tensión recibida del TP.

En algunos casos los reguladores pueden dar la opción de un segundo valor ajustable para tiempo de retardo, y este tiempo aplicaría solamente cuando fuese necesaria más de una conmutación para reducir la desviación de regulación por debajo de la sensibilidad. Por ser alta la desviación, los tiempos de retardos suelen ser mucho menores, es decir, normalmente de 0 a 10 segundos, mientras que en un retardo normal puede haber rangos de 0 a 360 segundos.

Bloqueo de Subtensión ($U <$). Impide conmutaciones de escalón en caso de colapsos de la red.

Ajuste de sobretensión ($U >$). Al responder el relevador de sobretensión, el cambiador es activado mediante excitación periódica al accionamiento de mando motor, hasta que el valor de tensión mediado baje por debajo del umbral de reacción.

Ajuste de Sobrecorriente ($I >$). Ya que el AVR tiene la vigilancia del parámetro de corriente, se puede activar el bloqueo, impidiendo conmutaciones en caso de sobrecargas, bloqueando los impulsos de salida del regulador y la alarma reacciona en el momento.

Controlador de bancos

Cuando se trata de transformadores monofásicos el sincronismo en la operación de los transformadores se realiza mediante las funciones de maestro y seguidor (*master/follower*), en donde el maestro analiza la señal para el cambio de derivación y los seguidores realizan la operación que realice el maestro. Algo equivalente ocurre cuando se busca el paralelaje de bancos, ya que sean los bancos monofásicos o trifásicos, la coordinación en su operación es indispensable para evitar corrientes circulantes, en tal caso se nombra a un “maestro de maestros”, el cual guía la operación de los maestros de cada banco. Todo esto queda representado en el siguiente diagrama (figura 2.20).

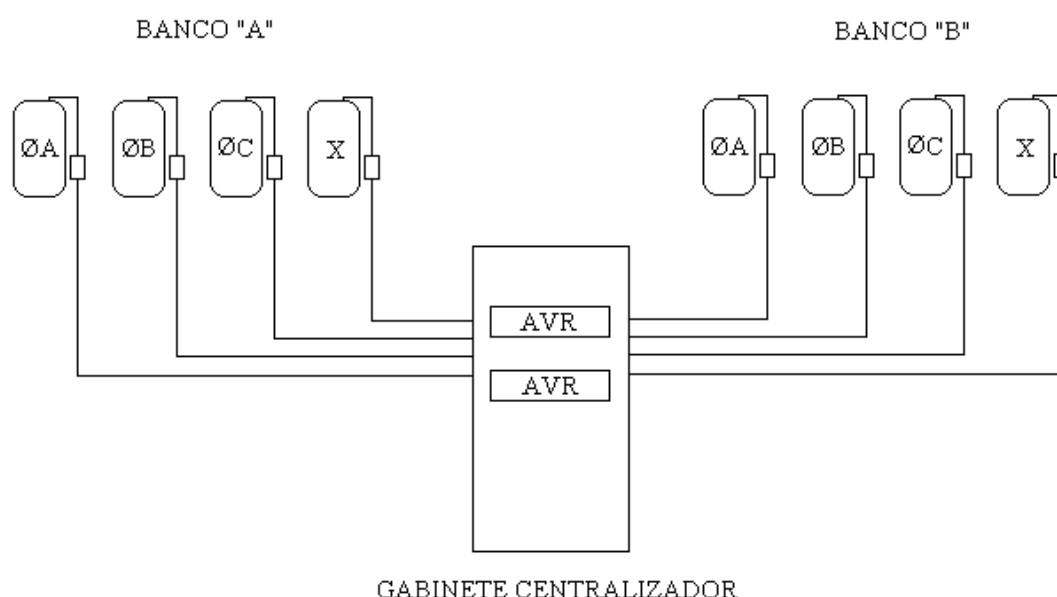


FIGURA 2.20. Diagrama de control de paralelaje de bancos.

Ejemplo 3. Calcular la sensibilidad que se debe de establecer en el AVR para el correcto funcionamiento del banco “C” de la Subestación Santa Cruz, (en el que se encuentra funcionando el transformador utilizado en el ejemplo 1 y 2) y graficar el tiempo de respuesta efectivo del AVR cuando se ajusta un retardo de 10 segundos.

- a) Cálculo de la sensibilidad del banco C para un correcto funcionamiento.
- b) Gráfica del tiempo de respuesta efectivo, con retardo ajustado de 10s.

Solución.

a) Ya que cada uno de los transformadores monofásicos del banco son idénticos, podemos tomar los datos de placa de la fase C para hacer los cálculos. Primeramente podemos buscar el voltaje de paso medio, para tomar en cuenta el voltaje de un paso en ascenso y en descenso.

$$U_{st\ ascenso} = |396380\ V - 400000\ V| = 3620\ V$$

$$U_{st\ descenso} = |400000\ V - 403508\ V| = 3508\ V$$

$$U_{st\ media} = \frac{3620\ V + 3508\ V}{2} = 3564\ V$$

Con base en esto se puede ver que la sensibilidad resulta estar en:

$$E(\%) = \frac{U_{st}}{U_{nom}} \times 100 \quad \Rightarrow \quad E(\%) = \frac{3\ 564\ V}{400\ 000\ V} \times 100$$

$$E(\%) = 0.89\ \%$$

b) Si el tiempo de respuesta efectivo está dado por la ecuación:

$$Retardo_{Efectivo} = \frac{Retardo_{ajustado} \times E(\%)}{\Delta U(\%)}$$

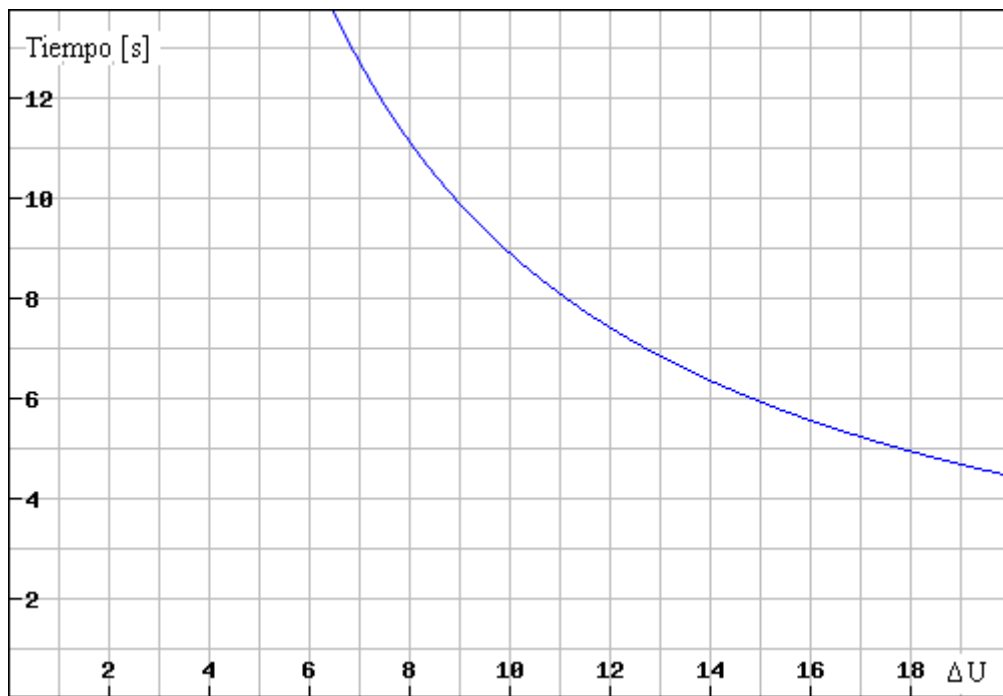
Entonces la única variable que tenemos es $\Delta U(\%)$, ya que:

$$Retardo_{ajustado} = 10\ \text{seg}$$

$$E(\%) = 0.89$$

Y la ecuación a Graficar resulta ser la siguiente:

$$Retardo_{Efectivo} = \frac{10 \times 0.89}{\Delta U(\%)} \quad \Rightarrow \quad Retardo_{Efectivo} = \frac{8.9}{\Delta U}$$



GRÁFICA 2. Gráfica de tiempo de respuesta efectivo para la conmutación. Eje vertical tiempo de respuesta en segundos, eje horizontal es la desviación de voltaje ΔU (%).

2.5-ACCESORIOS

2.5.1- PLACAS DE DATOS

En general todo el equipo eléctrico primario debe ser suministrado desde fábrica con la o las placas de datos que contengan la información básica del equipo, por lo que los cambiadores de derivación no son la excepción. En los casos de cambiadores bajo carga con mando motor pueden tener dos placas de datos, una haciendo referencia a las características del cambiador y otra para las características del mando motor.

De manera general los datos provistos en la placa para cambiadores de derivación son los siguientes^[20]:

- a) Nombre del fabricante.
- b) Año de fabricación.
- c) Número de serie.
- d) Tipo (designación del fabricante).
- e) Corriente de paso nominal.
- f) Voltaje de paso nominal.
- g) Valor de la resistencia de transferencia (cuando esta aplique).
- h) Estándar bajo el cual está fabricado.

Aunque la designación del tipo es establecida por el fabricante, la estructura básica es prácticamente la misma en todos ellos, por lo que, meramente como ejemplo, se explica a continuación la designación alfanumérica de uno de los fabricantes más importantes, MASCHINENFABRIK REINHAUSEN (MR).

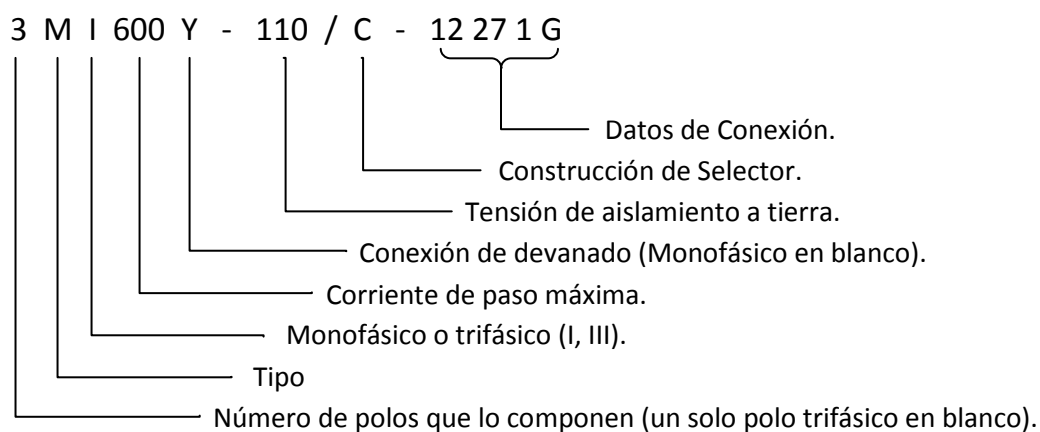


FIGURA 2.21. Designación alfanumérica de Cambiadores de derivación.

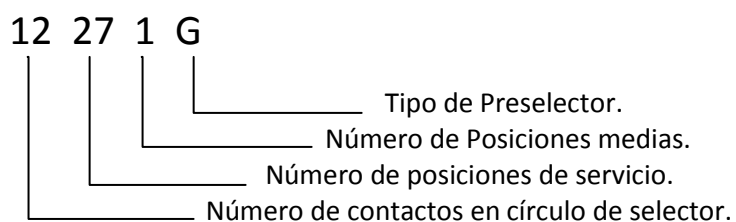


FIGURA 2.22. Datos de conexión del cambiador.

TABLA 2. Opciones posibles de operación en cambiadores. Son expresadas como datos de conexión en la designación alfanumérica.

| Número de contactos en selector | Núm. de posiciones | | Posiciones Medias | Tipo de Preselector |
|---------------------------------|--------------------|-----------------|-------------------|---------------------------------------|
| | Sin Preselector | Con Preselector | | |
| 10 | 10 | 09 | 0 | G – Grueso/ fino. |
| 12 | 12 | 11 | 1 | W – Inversor |
| 14 | 14 | 13 | 3 | * En blanco – si no tiene preselector |
| 16 | 16 | 15 | | |
| 18 | 18 | 17 | | |
| | | 19 | | |
| | | 23 | | |
| | | 27 | | |
| | | 31 | | |
| | | 35 | | |

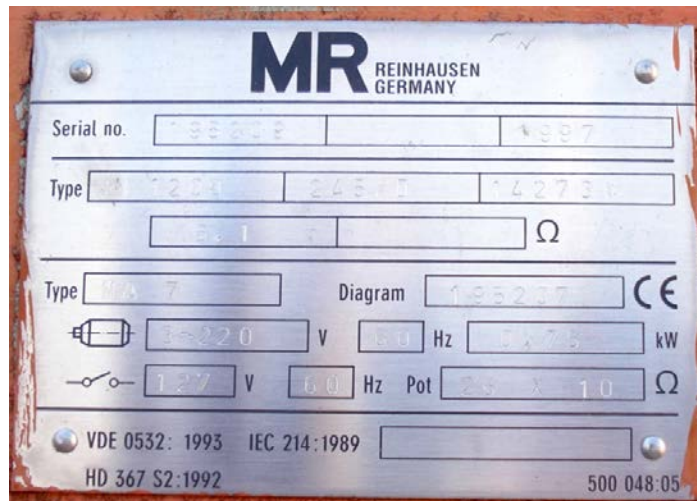


FIGURA 2.23. Fotografía de una placa de datos.

2.5.2- INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

Los indicadores de nivel de aceite como su nombre lo menciona, son dispositivos que ayudan saber el nivel de aceite que se tiene dentro de una cámara o compartimento, por lo que estos deben ser provistos para cada compartimento independiente que se tenga.

En los casos en que el selector de tomas se encuentre sumergido dentro del tanque principal del transformador, el indicador de nivel de aceite del tanque principal fungirá como indicador también para el selector y por tanto no requerirá indicador adicional.

Cabe mencionar que estos siempre deben estar colocados en un lugar visible ya que son dirigidos para ser revisados durante el funcionamiento del transformador, por el personal de sitio.

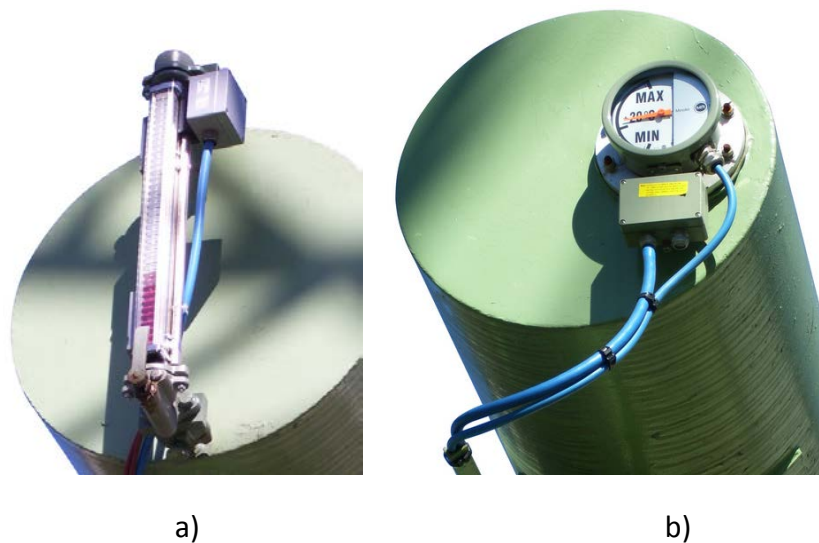


FIGURA 2.24. Indicador de nivel de aceite, a) disposición visual vertical, b) disposición visual rotacional.

2.5.2.1- Alarmas por bajo nivel de aceite.

Las alarmas por bajo nivel de aceite son provistas para prevenir y evitar un bajo nivel de aceite que pudiese dejar los conductores con alto riesgo de arqueo, lo cual produciría un daño catastrófico.

Estas deben ser consideradas para cada compartimento independiente de aceite y pueden estar dadas por los contactos de los indicadores de nivel de aceite, o bien pueden estar integradas en relevadores de flujo de aceite.

2.5.3- VÁLVULAS DE MUESTREO

Cada compartimento debe tener válvulas para el muestreo de aceite de forma independiente, y todas las válvulas provistas deben ser capaces de soportar los requerimientos de presiones manométricas tanto positivas como negativas, a las cuales se verán sometidas. Las presiones positivas se dan cuando la válvula se encuentra en las partes bajas del tanque, ya que a la presión atmosférica se le agrega la presión del mismo aceite, así mismo también con transformadores que cuentan con el sistema inerte para conservación de propiedades del aceite, por otro lado las presiones negativas o vacuométricas se pueden dar en el drenado de aceite para mantenimiento.



FIGURA 2.25. *Válvula de muestreo de aceite.*

2.5.4- CONSERVACIÓN DEL ACEITE Y DESHIDRATADOR

Con la finalidad de la preservación de las propiedades dieléctricas del aceite, las cuales son indispensables para el correcto funcionamiento del transformador ya que evitan las fallas, los cambiadores pueden utilizar básicamente dos tecnologías. La primera es dirigida para capacidades medias, y consiste en sellar los compartimentos y con una válvula de alivio dar la posibilidad de escape a los grandes volúmenes de gas producidos en una falla.

Por otro lado está la opción de la tecnología con el uso de tanque conservador, en donde el compartimento o tanque principal está completamente sumergido en aceite y una pequeña reserva de aceite (el tanque conservador) es colocada por encima, de tal forma que en ella se encuentre el nivel total de aceite. Este tanque está normalmente lleno a la mitad por lo que en la parte superior está la ventila hacia la atmósfera, esta ventilación está parcialmente sellada

por una canastilla de deshidratación la cual absorbe la humedad del ambiente y mantiene una atmósfera seca dentro del tanque conservador. Esta deshidratación se lleva a cabo mediante un cúmulo de silica gel, la cual cambia su color original con la absorción de humedad, lo cual sirve como indicación para su remplazo.

Por lo cual, en los casos en que los compartimentos independientes de aceite requieran de un tanque conservador, los cambiadores podrían tener la opción de tener un tanque de conservación independiente para sí mismos o en otro caso podrían aprovechar el espacio del tanque conservador del transformador, esto último, con las respectivas especificaciones técnicas para la división del tanque y con esto evitar mezclar los aceites del compartimento del cambiador con los del tanque principal del transformador.

En donde:

- 1-Deshidratante (con Silica gel).
- 2-Tanque conservador del cambiador.
- 3-Tanque conservador del tanque principal del transformador.
- 4-Estanque de aceite para el conmutador.
- 5-Tanque principal del transformador.

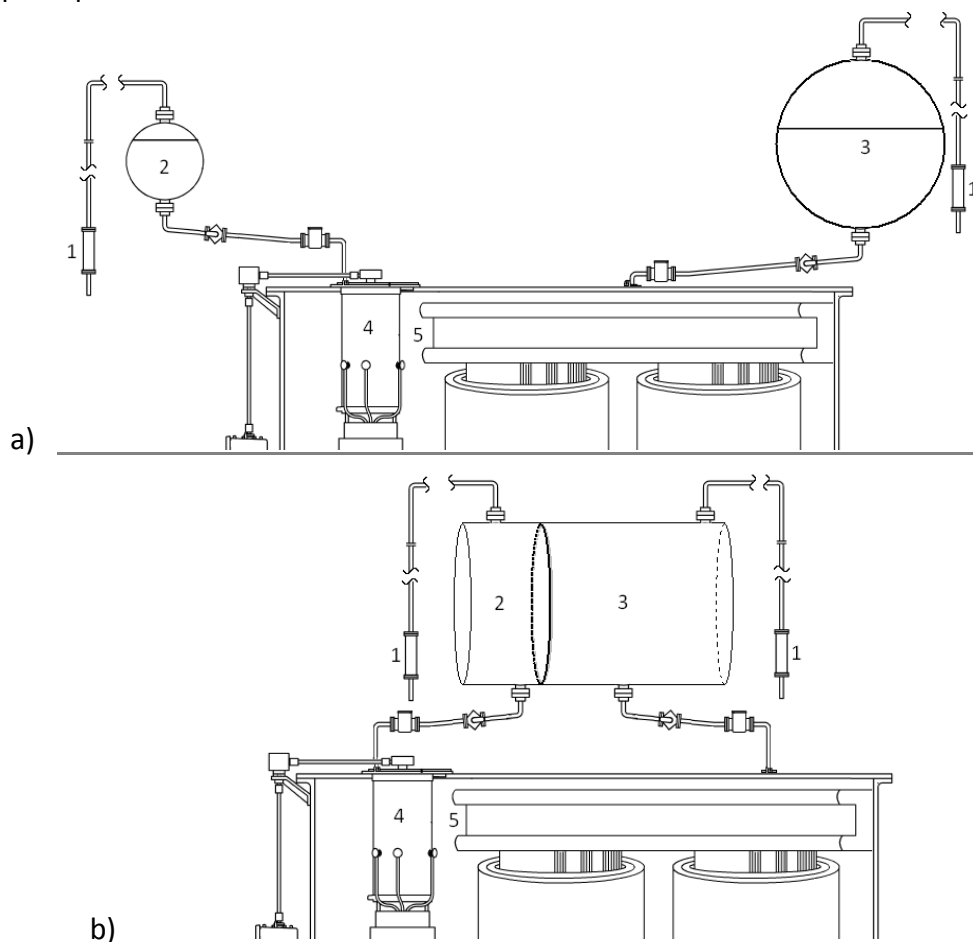


FIGURA 2.26. Compartimentos de tanque conservador, a) independientes, b) en un mismo tanque, pero sin contacto entre aceites.

2.5.5- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

En condiciones de falla se pueden alcanzar muy altos niveles de daño no solo para las instalaciones, sino también para el personal de campo, ya que como se mencionó en forma breve anteriormente, el arqueo dentro del aceite produce carbonización y gases, los cuales son inflamables y explosivos, por lo cual el uso de protecciones resulta indispensable para minimizar el riesgo de incendio y explosión en una falla.

Existen básicamente dos tipos de protecciones que actúan dependiendo de diferentes condiciones; la primera de ellas es la más importante para salvaguardar la seguridad del personal de campo y son las protecciones dirigidas a actuar una vez que se llevó a cabo la falla dentro del compartimento del cambiador, el segundo tipo de protecciones es el que actúa para evitar que se produzca una falla por condiciones eléctricas del sistema, tanto por sobrevoltajes, como por sobrecorrientes, y sirven para evitar daños a los equipos.

2.5.5.1- Protecciones para incrementos de presión.

Como ya se mencionó en la sección de ubicación de funcionamiento para cambiadores de derivación bajo carga, los cuerpos ruptores tienen un compartimento específico para su funcionamiento el cual confina el aceite de su uso y adicionalmente el selector de toma puede o no tener un confinamiento independiente del tanque principal, por lo que cada una de las protecciones mencionadas a continuación funcionarán únicamente para el estanque al cual estén conectadas, y podrán ser instaladas de forma autónoma, es decir no necesariamente deben ser utilizadas todas para un estanco o compartimento.

Relevador de flujo de aceite.

Este relevador responde a los cambios bruscos en la dirección del flujo de aceite, con lo que detecta anomalías desde bajo hasta alto nivel de potencia y permite la desconexión directa del transformador, ya que sus contactos están directamente concatenados a las bobinas de disparo del interruptor.

El relevador funciona concatenando el flujo del compartimento del cambiador de tomas a su tanque conservador de aceite, por medio de tuberías las cuales deben tener la suficiente inclinación para asegurar un libre flujo de gases, inherentes al funcionamiento en un cuerpo ruptor, de tal forma que el relevador no actúe con la liberación de gases.

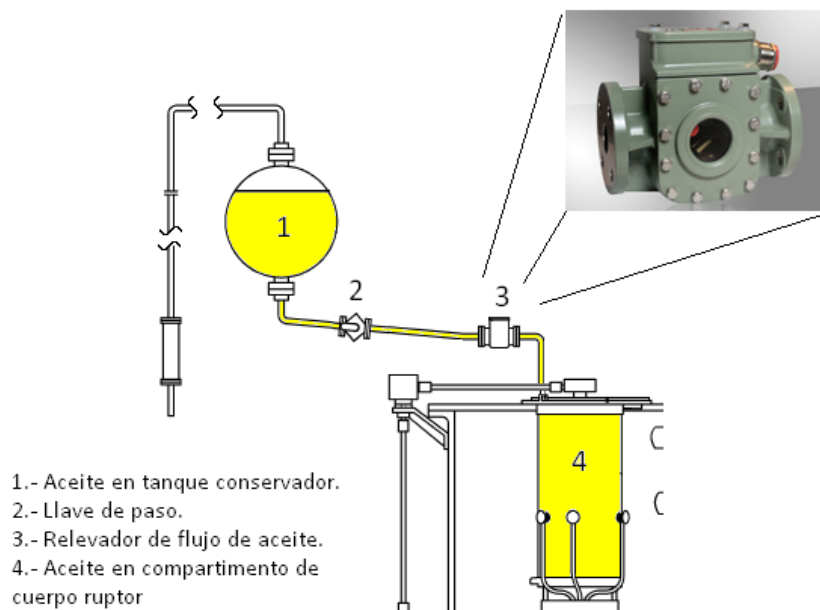


FIGURA 2.27. Ubicación e ilustración de relevador de flujo de aceite.

Por otro lado, en el caso particular de tener al selector de tomas en un compartimento independiente, tanto al cuerpo ruptor como al tanque principal del transformador, se le puede adicionar este relevador o bien el relevador *Buchholz*, ya que este último puede operar adicionalmente con la acumulación de gases, los cuales son anormales en el funcionamiento del selector por no llevar a cabo interrupción de corrientes.

Relevador de presión.

Estos relevadores son instalados encima del compartimento del cuerpo ruptor y responden a elevaciones grandes de presión, es decir que no actuarán con disturbios débiles. Estos pueden usarse en conjunto con los relevadores de flujo de aceite o solos, sin embargo la desconexión no está directamente conectada a los interruptores sino que va hacia el circuito de control, lo cual puede producir una reacción más tardía.

Dispositivos de alivio de presión.

Las fallas de arqueo dentro de los compartimentos del selector y conmutador pueden generar extraordinariamente altas presiones dentro del estanque lo cual es un gran peligro para el personal y puede producir grandes daños a los compartimentos. Por esta razón para prevenir los daños, un dispositivo para el alivio de presión es usado en la parte superior del compartimento.

Una forma muy usada es el “*disco de ruptura*” con diafragma (cuello de ganso) el cual, como su nombre lo menciona, se rompe al exceder la presión establecida, permitiendo inmediatamente la liberación de aceite y gases del compartimento, lo cual evidentemente provoca la caída de presión hasta su equilibrio.

Otra forma de llevar a cabo la liberación es mediante una *válvula de alivio* la cual se abre al exceder la presión establecida pero cuando la caída de presión deja una presión remanente

menor a la que abre la válvula esta queda cerrada nuevamente, minimizando las pérdidas de aceite.

Estos dispositivos de alivio de presión no son muy recomendables, ya que resultarán en un derrame de aceite sobre el transformador e incluso en la liberación del aceite contaminado dentro del tanque principal del transformador.

Primeramente el derrame de aceite sobre el transformador producirá un alto riesgo de fuego sobre el tanque y esto a su vez un inherente riesgo de falla de las fases a tierra (el tanque del transformador) y también entre fases, para el caso de tanques trifásicos. Por otro lado una mala coordinación en la operación del dispositivo de alivio podría dejar una fuga de aceite del compartimento hacia el tanque del transformador, lo cual causaría una severa contaminación del aceite en el tanque principal y finalmente puede desembocar en una falla mayor.

2.5.5.2- Protecciones en parámetros eléctricos.

Las condiciones eléctricas que se presentan durante una falla básicamente son sobrecorrientes espontáneas y muy intensas con desbalance en los voltajes de la red, por esta razón los relevadores que cuidan al banco pueden operar y mandar la señal de disparo a los interruptores antes de que el cambiador pueda requerir el cambio de derivación, sin embargo los cambiadores, también cuentan con mecanismos de precaución para las condiciones en que una falla no llegue a ser librada por los interruptores.

Condición de sobrecorriente por sobrecarga o cortocircuito. En condiciones de una sobrecarga del transformador, los voltajes de la red bajan, por lo que usualmente se pide un cambio en la derivación, pero en condiciones excesivas las corrientes de carga podrían exceder la capacidad interruptiva del cuerpo ruptor, también por otro lado las corrientes de corto circuito exceden fácilmente la capacidad interruptiva del cambiador, por lo que evidentemente se tiene la necesidad de bloquear la conmutación para cualquiera de ambos casos.

Condición de Sobrevoltaje. Los sobrevoltajes en la red se deben a muy diferentes factores, desde descargas atmosféricas hasta maniobras en la red tales como entradas y salidas de líneas, sin embargo, el efecto de estos dentro del cambiador va a ser el mismo. El voltaje de paso entre terminales se eleva con el riesgo de superar el voltaje de paso máximo y derivar en un arqueo entre terminales.

Una forma de proteger al cambiador de una descarga de este tipo, es colocando unos cuernos de arqueo después de las impedancias de conmutación, ya que con esto se verá limitada la corriente, que pudiendo ser de cortocircuito entre derivaciones, ahora se convierte en corriente circulante.

Otra manera de evitar un daño mayor es con la resistencia no lineal, la cual disminuye su resistividad en función del aumento de tensión, por lo que puede llevar a cabo la descarga sin

necesidad de chispazo alguno, y es colocada de igual forma en serie con las resistencias de conmutación para limitar la corriente circulante.

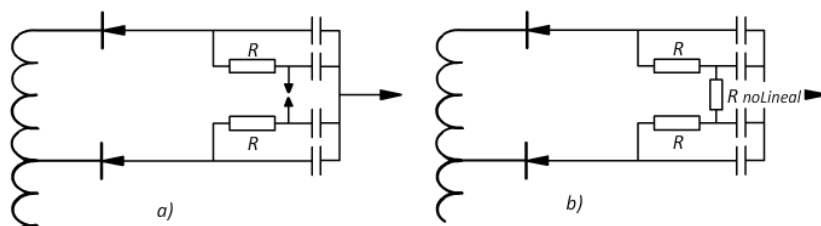


FIGURA 2.28. Dispositivos de protección contra sobrevoltajes, a) con cuernos de arqueo, b) con resistencia no lineal.

CAPÍTULO III

MANTENIMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y PRUEBAS.

3.1- GENERALIDADES

Este tercer capítulo está dirigido a tres aspectos que están íntimamente relacionados entre sí, y son muy importantes, sobre todo cuando se tiene interacción directa con el equipo; estos aspectos son las pruebas, el mantenimiento y la puesta en servicio.

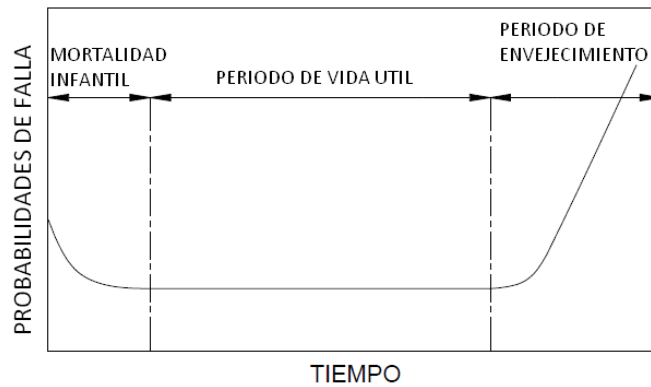
Antes y después de cada mantenimiento se llevan a cabo pruebas, por otro lado, consecuentemente después de un mantenimiento o una recepción de equipo se lleva a cabo la puesta en servicio y antes y después de esta, a su vez se llevan a cabo pruebas, por esta razón quizá la mejor manera de explicar la funcionalidad de la pruebas sea mediante la explicación del proceso y aspectos que se toman en cuenta tanto para un mantenimiento como para una puesta en servicio. Aun así posteriormente se mantiene independiente un punto específico para las pruebas, con la finalidad de explicar la forma en que se realizan las pruebas más relacionadas con el cambiador de derivaciones.

Es importante resaltar desde este momento que cada fabricante produce y conserva el manual de instalación y montaje de cada uno de sus modelos, así como para los mantenimientos, por lo que en ningún momento este trabajo profesional sustituye o reemplaza el manual de los fabricantes, sino al contrario, promueve el uso de ellos y adicionalmente proporciona información que suplementa el conocimiento para el ingeniero de campo.

También cabe mencionar desde este punto, que el cambiador de derivaciones tiene una relación tan íntima con el funcionamiento del transformador de potencia que un mantenimiento, pero sobre todo, una puesta en servicio del cambiador, forma parte a su vez de un mantenimiento y/o también de una puesta en servicio del transformador de potencia.

3.2- MANTENIMIENTO

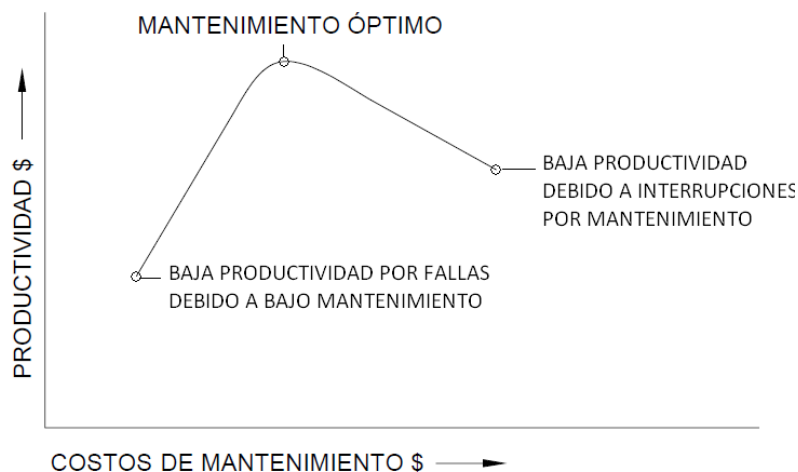
En general, todas las máquinas mantienen estadísticamente un mismo comportamiento en su tiempo de vida, el cual ha sido ampliamente estudiado no solo en la rama eléctrica; sin embargo, aplica para ella.^[8] Este comportamiento establece que durante las primeras horas en que el equipo es energizado la probabilidad de falla es grande y se llega a denominar como *mortalidad infantil*, posteriormente cuando las primeras horas de riesgo han pasado el equipo estabiliza su confiabilidad por un lapso que es denominado *periodo de vida útil* y finalmente cuando el equipo envejece, comienza con un incremento en la probabilidad de fallas del funcionamiento en el equipo, y con ello la etapa que es llamada *periodo de envejecimiento*.



GRÁFICA 3. Curva típica de confiabilidad en tiempo de vida de un equipo.

Entonces en general el mantenimiento busca reducir la probabilidad de fallas en el funcionamiento normal del equipo y así mismo extender el periodo de vida útil de él en general, manteniendo un buen nivel de confiabilidad y reduciendo los costos que se podrían provocar con una falla.

Por lo tanto, aunque se puede decir que al incrementar el mantenimiento se mantiene mayor confiabilidad y la productividad del equipo aumenta (ya que no produce gastos por fallas mayores), cuando son más recurrentes de lo necesario decae la productividad del equipo, ya que los mantenimientos podrían detener tanto tiempo el transformador fuera de servicio que no cubre la disponibilidad para lo cual fue adquirido, y adicionalmente se suman los gastos del mantenimiento, como se muestra en la siguiente gráfica.



GRÁFICA 4. Curva de costo-beneficio de mantenimiento.

3.2.1- CRITERIOS DE MANTENIMIENTO

Por esta razón se establecen criterios de mantenimiento que abarquen todas las perspectivas por las cuales el equipo eléctrico lo requiera; estos criterios^[8] básicamente resultan ser los siguientes.

- De límites permisibles (con pruebas).
- Según datos del fabricante.
- Crítico y no crítico.

3.2.1.1- Criterio de límites permisibles.

El criterio de límites permisibles se basa en el hecho de que el cambiador y en general el transformador de potencia, mantiene sus parámetros de funcionamiento en un rango en el que se consideran seguros, y que a su vez se derivan de un correcto funcionamiento.

Estos parámetros son obtenidos mediante pruebas normalizadas que son registradas y almacenadas para una futura comparación, un claro ejemplo de esto es la revisión y rectificación de las propiedades dieléctricas de sus aislamientos, la cual se puede obtener por medio de la prueba de factor de potencia en aislamiento o en capacitancias para las boquillas de alta tensión, en donde para obtener el valor de su parámetro se realiza la prueba inicial y posteriormente se repite, realizando esa misma prueba, buscando que sus propiedades no hayan sufrido un deterioro tal que requiera de su mantenimiento. Por esta razón en este criterio conviene considerar no solo la reparación, sino tal vez también la reposición del equipo probado.

Para este criterio los cambiadores de derivación tienen la opción de una relativamente reciente forma de prueba denominada *método vibro acústico* el cual, representa en una gráfica las vibraciones del cambiador; luego entonces, después de dejar funcionando el equipo se puede volver a realizar la prueba para comparar las gráficas, y si los resultados de las pruebas mantienen la misma forma en las gráficas se pueden aprobar los resultados como positivos y continuar con el funcionamiento normal; de lo contrario si las gráficas difieren tanto en forma como en magnitud o desplazamiento, los resultados serían negativos, y el equipo ya debe ser considerado para un mantenimiento (ver punto 3.4.1 para la descripción de la prueba *vibro acústica*).

También como parte de las pruebas para este criterio están las fisicoquímicas al aceite aislante, las cuales se deben tomar en cuenta para cada compartimento que tenga el cambiador (ver punto 3.4.4 para información de las pruebas al aceite).

Por lo tanto para poder estar seguros sobre la necesidad de un mantenimiento del equipo bajo este criterio, se hace necesario contar con un archivo que integre el historial de cada equipo, tomando en cuenta la técnica de prueba y buscando su normalización, para que de esta manera los resultados puedan ser comparados tanto con las pruebas anteriores como con los resultados de futuras pruebas, y de esta manera determinar su variación y tendencia, tomando en cuenta principalmente la primera puesta en servicio y si ha estado fuera de servicio.

3.2.1.2- Criterio según datos del fabricante

En muchas ocasiones el fabricante sugiere un ritmo de mantenimiento para sus equipos, el cual está en función del diseño y la tecnología que utilizan, un claro ejemplo de esto es la gráfica 1 en donde se utiliza el número de operaciones ejecutadas por el cambiador de derivaciones como parámetro indicador de un mantenimiento, y adicionalmente también se observa que dependiendo de la tecnología, el fabricante podrá indicar un ritmo de mantenimiento diferente para una tecnología que para otra; por ejemplo, ^[11]para los cambiadores con interrupción en aceite se recomienda realizar el mantenimiento mayor cuando se llevan ejecutadas de 80 000 a 100 000 operaciones, mientras que para los cambiadores de derivación que utilizan botellas de vacío en el proceso de conmutación, el mantenimiento mayor se puede extender hasta las 300 000 operaciones.

Otro parámetro importante que pueden marcar los fabricantes es el tiempo de funcionamiento (horas de funcionamiento) acumulado por el cambiador; es decir, existen casos en los que el cambiador está instalado y funcionando, pero mantiene un ritmo de operaciones tan bajo que no llega a las operaciones establecidas para un mantenimiento mayor cuando en realidad por las condiciones internas ya requieren de ello, por esta razón adicionalmente los fabricantes suelen establecer el tiempo de funcionamiento máximo acumulado para requerir nuevamente un mantenimiento, independientemente de que se haya llegado o no a las operaciones establecidas.

Por esta razón para poder estar seguros sobre la necesidad de mantenimiento del equipo, de acuerdo con este criterio, se puede hacer necesario contar también con un historial, el cual nos indique la acumulación de tiempo de funcionamiento (puede ser en años) y también la referencia de operaciones para los mantenimientos (ya que los contadores de operaciones no son reiniciables) para conocer en que número de operaciones se realizó el más reciente mantenimiento y a partir de ahí obtener el número de operaciones acumuladas.

3.2.1.3- Criterio de crítico y no crítico

El criterio *de criticidad* se basa en la prioridad que el dispositivo tiene en el sistema; es decir, cuando se tiene la necesidad de mantenimiento en más de un banco de transformación, en ocasiones se puede recurrir a dirigir los trabajos al banco de transformación, o bien en este caso al cambiador de derivación, que tenga o provoque más afectaciones en la red.

Es decir, ^[8]se establecen las condiciones de cada equipo en la red y las consecuencias de su falla en la operación del sistema eléctrico, entonces se puede realizar un plan de mantenimiento estudiando cuál banco de transformación puede tener mayor afectación y/o provocar mayor vulnerabilidad, viendo a su vez también a las subestaciones como puntos de interconexión en la red.

3.2.2- CONSIDERACIONES EN UN MANTENIMIENTO

Una de las más importantes empresas en la fabricación de equipo e instrumentos de pruebas a equipo eléctrico primario llamada “*doble engineering*” sostiene en un estudio de fallas a transformadores, estadísticas que marcan que el 43% de las fallas se deben al aislamiento en los embobinados, 19% a las boquillas y un 16% de las fallas se deben a los cambiadores de derivación. Lo cual indica que el cambiador juega un papel muy importante para la confiabilidad del transformador en su conjunto.

La razón por la cual este dispositivo puede llegar a alcanzar un tercer lugar en las estadísticas de falla de transformadores es debido a que, cualquier dispositivo con partes móviles está sujeto a desgaste, pues en el propio funcionamiento normal se tienen efectos de fricción, vibración y estrés derivado de la presión mecánica, adicionalmente es importante recalcar que se suman los efectos de deterioro, producidos por la transferencia de corriente eléctrica, afectando no solo las propiedades de su lubricante principal (el aceite mineral) sino también dañando las propiedades de sus conductores móviles.

Lo que lleva a un mantenimiento es un proceso complejo en el cual el deterioro en una parte o componente afecta directa o indirectamente a sus demás componentes, por lo cual muchas veces esto resulta en un ciclo de deterioro, en el cual después de que una parte del cambiador es afectada provoca efectos de deterioro en los otros componentes a su alrededor que, en mayor o menor proporción, a su vez inducen al decaimiento de las propiedades en funcionamiento del componente que inicialmente comenzó la cascada.

De forma general este deterioro puede venir de dos vertientes en cuanto al tipo de uso que está teniendo el cambiador de derivaciones, la primera de ellas es cuando el cambiador no tiene un uso muy frecuente y la segunda vertiente estaría tomando en cuenta del uso promedio a un uso cada vez más frecuente (en adelante), es decir cada vez con mayor carga de trabajo.

En la primera vertiente, cuando el cambiador no tiene un uso (el cambio de posición de servicio) muy frecuente, se produce un efecto de oxidación en los contactos que en general afecta a todas las posiciones de servicio, ya que todas ellas tienen relacionado un contacto en el selector de tomas, esto a su vez produce que cuando se llegue a dar el cambio de posición se produzca un calentamiento adicional al inherente de la continua operación y acarreo de corriente, por lo que a largo plazo resultará en puntos calientes, éstos, adicionalmente a la oxidación normal, producen la descomposición del aceite mineral como un efecto de pirolisis y por otro lado las sedimentaciones de carbón derivadas de ésta se agregan a las capas de oxidación incrementando aún más la resistencia de contacto y propiciando el ciclo de deterioro.

Cabe mencionar que esta situación es un caso clásico de funcionamiento en los preselectores, ya que sus contactos tienen un ritmo de uso mucho menor que el de un selector de tomas, por lo cual, algunas empresas de servicio público han optado por forzar el uso del preselector, sobre todo en donde se tiene el arreglo inversor con el preselector en la tensión nominal, a funcionar al menos una vez al mes, mejorando el desempeño del cambiador.

La segunda vertiente en el deterioro de las propiedades para un correcto funcionamiento, como se mencionaba, es producida por una continua operación del cambiador, por lo cual se debe empezar sabiendo y teniendo conciencia de que la operación de cambio de posición de servicio, sobre todo para cambiadores con interrupción en aceite, conllevan inherentemente un arqueo, el cual genera entre otras cosas gases y partículas de carbón.

En este ritmo de trabajo los contactos, tanto móviles como fijos de los interruptores de conmutación, también sufren desgaste en forma de erosión lo cual deja como remanente pequeñas partículas de metal sueltas en el aceite. Esto en primera instancia provoca una disminución de la resistencia dieléctrica del aceite mineral en todo el estanque, pero adicionalmente, la erosión de los contactos a largo plazo no permite un correcto contacto físico entre los contactos (móvil y fijo) produciéndose puntos calientes cuando éste se mantiene cerrado para la transferencia de la corriente nominal, esto consecuentemente provoca el efecto de pirolisis en el aceite que disminuye aún más la resistencia dieléctrica que de por sí ya se había visto disminuída anteriormente.

Las partículas de carbón derivadas de la pirolisis en general tienden a adherirse a las terminales de contactos, las cuales no sufren el arqueo, como lo son los contactos de selector de taps y el preselector, adicionalmente también se adhieren a las paredes aislantes, lo cual puede conducir directamente a una falla entre derivaciones, sobre todo cuando el conmutador está compartiendo el estanco con su selector de tomas (como en los casos de selector-switch o compartimentos externos con interrupción en aceite) ya que la capa de sedimentación de carbón funge como camino de menor resistencia dieléctrica, sin mencionar que adicionalmente (sin querer) también estaría conservando la trayectoria más corta entre contactos.

Para entender mejor las partes afectadas podemos separar de manera general los desgastes y pérdida de propiedades para el correcto funcionamiento en:

- Conductores de corriente y componentes de interrupción.
- En materiales de aislamiento.
- Componentes mecánicas sujetas a desgaste.
- Propiedades del aceite.
- En tanque para compartimento externo.

3.2.2.1- Conductores de corriente y componentes de *Switcheo*.

Dentro de los componentes que pueden sufrir daños durante un amplio funcionamiento y que pueden, en algunos casos deben, ser revisados en un mantenimiento o inspección interna se encuentran los siguientes:

- Embobinados.
- Cables.
- Resistores.

- Inductores (reactores).
- Boquillas.
- Contactos de interruptor.

Sobre todo en el caso de cambiadores con alta carga de trabajo las impedancias de transición o conmutación, se deben revisar con especial cuidado ya que estas en general comparten el estanque con los interruptores de conmutación y si se trata de interruptores en aceite las resistencias recibirán el flujo de aceite caliente, pues usualmente se encuentran posicionadas por encima de la zona de conmutación.

Por otro lado la afectación en cables puede ser debida a sobrecalentamientos, derivados de falsas conexiones y conexiones débiles, también puede ser debida a sobrecargas en el funcionamiento habitual o bien debido a alta resistencia de contactos.

3.2.2.2- Materiales de aislamiento.

Como parte de la afectación general en el uso continuo del cambiador de derivaciones, en los aislamientos podemos encontrar los siguientes componentes:

- Papel de conductores.
- Estructuras soporte.
- Barreras de estanco.
- Barreras entre fases.
- Ejes de operación entre fases.

En general todos estas componentes aislantes pueden fallar y conducir a un cortocircuito por contaminación o ruptura, pero en particular las estructuras soporte pueden conducir a una falla a tierra con el tanque, ya sea el principal del transformador con cambiadores de tipo interno o con las paredes del compartimento externo, para cambiadores de tipo externo.

3.2.2.3-Componentes mecánicas sujetas a desgaste.

En general los fabricantes de los cambiadores de derivación fabrican todas las partes móviles para ser usadas por largos periodos de tiempo y son diseñadas para resistir una importante carga de trabajo sin ser removidas. A pesar de esto también existen partes que se consideran reemplazables y que en un mantenimiento normalmente son consideradas para su reemplazo. El desgaste físico se puede presentar en:

- Ejes de accionamiento
- Rodamientos
- Engranajes y ruedas dentadas
- Componentes de mecanismo en mando motor (gabinete de accionamiento)
- Pernos y elementos de sujeción

Los engranes, rodamientos y ruedas dentadas se verán cada vez más dañados por el efecto de la fricción en función de la contaminación del aceite aislante, ya que este es el que tiene la función de lubricante, dentro de cada compartimento. Es importante saber esto, ya que las partes mecánicas que no funcionen adecuadamente pueden conducir directamente a una falla catastrófica para la unidad, ya que al quedarse parados los rodamientos en una posición de transición las corrientes no podrían ser soportadas o bien peor aún al no soltarse de la posición anterior se provocaría directamente corriente de cortocircuito en los conductores del cambiador de derivaciones.

En el caso de los ejes de accionamiento (los cuales están trabajando a la intemperie), normalmente deben de ser protegidos con una cubierta para evitar la intervención de un agente externo que produzca un atascamiento y paro de movimiento en una posición no deseada. Y para los mecanismos de mando motor, así como para los engranes cónicos de transmisión en el eje, pueden ser lubricados con grasa especial para disminuir el efecto de la fricción.

El contacto físico en los conductores de un selector de tomas puede ser débil cuando los mecanismos de muelle o resorte han perdido su fuerza, por lo tanto también deben ser revisados durante un mantenimiento, sobre todo cuando resultados de pruebas como corriente de excitación o resistencia óhmica de devanados dan como resultado valores grandes, o lejanos al valor del historial.

3.2.2.4-Propiedades del aceite.

Quizá uno de los aspectos más importantes de un mantenimiento (por no decir el más importante) es el cuidar las propiedades del aceite, ya que sus defectos, contaminantes o cambios de temperatura repercuten directamente en todos los elementos con los cuales tiene contacto, y al tener cambiadores de derivación sumergidos en el aceite, acarrea la probabilidad de falla a todos sus componentes.

Los principales contaminantes que producen cambios indeseables en las propiedades, tanto dieléctricas como lubricantes del aceite son;

- Carbonización.
- Oxidación.
- Contaminación por humedad.
- Productos del arqueo en el metal.

La forma en la cual el aceite interactúa mezclando y trasladando todos los contaminantes es mediante la convección, el cual es el flujo de aceite que se produce cuando la temperatura en un punto del aceite es diferente a la temperatura en otro lugar del mismo fluido. Por esta razón es importante decir que no solo conlleva la probabilidad de falla a todos los componentes sino

que también al entrar en contacto, los contaminantes, con todos los componentes se acelera el proceso de falla en donde ya se esté produciendo.

Luego entonces una buena forma de aumentar la confiabilidad del cambiador, y por ende del transformador completo, es integrando una unidad de filtrado de aceite, la cual pueda mantener el aceite limpio durante la operación continua del cambiador. Especialmente en cambiadores que comparten el compartimento de conmutación con el selector de tomas, o bien en un dispositivo selector-conmutador (*selector-switch*).

En los casos de cambiadores con interrupción en botellas de vacío, la contaminación puede ser reducida tan drásticamente que se podría continuar usando el cambiador de derivación sin utilizar la unidad de filtrado.

Ya que para el aceite es difícil tener un criterio de mantenimiento por medio de tiempo, lo que normalmente se utiliza es el criterio de límites permisibles en sus propiedades (como se indica en el punto 3.2.1.1), esto se puede hacer por medio de la conexión directa del analizador de gases disueltos (DGA) en sitio, el cual se mantiene permanentemente conectado a la válvula de muestreo y extrae muestras (cada cierto periodo de tiempo), esto permite finalmente realizar la inspección y mantenimiento hasta que ciertamente lo requiera, o bien, manejar los patrones de cambio en la contaminación, para que cuando una medición se salga del patrón buscar entonces la inspección y anticipar una falla con peores consecuencias (ver punto 3.4.4 referente a pruebas del aceite).

3.2.2.5- En tanque para compartimento externo.

Las partes que deben ser revisadas durante un mantenimiento, sobre todo si se llegó a tener un evento interno en el cambiador de derivaciones, son las siguientes;

- Puertas
- Juntas
- Acabado de pintura
- Costuras soldadas

En el caso de la juntas, suelen ser cambiadas y remplazadas por nuevas, ya que no tienen un costo muy elevado y pueden asegurar grandemente contra la entrada de humedad al compartimento o estanque.

Por otro lado cuando se trata de la pintura, usualmente se habla de cambiadores de derivación tipo externo ya que en este tipo de cambiadores de derivación se tienen las paredes del estanco en contacto con la intemperie, por lo cual se cuida más de la corrosión y agentes externos que en el caso de la tapa del cambiador de tipo interno, la cual sería la única parte de contacto con intemperie (aparte claro de los mecanismos de mando motor).

Entonces un inadecuado mantenimiento puede dejar como remanentes la contaminación interna y fugas de aceite, permitiendo también con esto la entrada de humedad.

3.2.3- INSPECCIONES

Las inspecciones internas al cambiador de derivaciones, pueden ser consideradas como parte de un plan de mantenimiento, el cual como se mencionó en el punto 3.2.1.2 y brevemente en el punto 3.2.2.4, puede ser basado en un periodo de tiempo, en el cual, se pueden hacer inspecciones visuales, sin necesidad de que en ellos se lleven a cabo acciones correctivas (mantenimiento general), pero ciertamente pueden dar pauta para ello.

Las actividades que se pueden llevar a cabo como parte de una inspección o verificación del cambiador de derivaciones pueden ser las siguientes;

- Inspección visual del aceite
- Cambio del aceite de la cuba (manejo de aceite)
- Medición de resistencias de transición
- Revisión de trenzas conductoras
- Revisión de desgaste de contactos
- Revisión de los pernos accesibles (de daño y fatiga).
- Revisión de válvula de sobrepresión
- Revisión del relevador de flujo de aceite
- Revisión del indicador de nivel de aceite en tanque conservador
- Revisión del sistema de preservación de aceite (silica gel)
- Revisión de la sincronización con mando motor
- Revisión de la secuencia hasta el fin de carrera automático
- Sellado de gabinete de mando motor
- Revisión de la resistencia calefactora en gabinete del mando motor.
- Limpieza de gabinete de mando motor.
- Inspección de cableado, contactos y conexiones de circuitos auxiliares, para el mando motor.

Cuando se lleva a cabo la inspección interna y en general el mantenimiento del cambiador de derivaciones bajo carga se pueden tener dos diferentes condiciones, la primera es que también se lleven a cabo conjuntamente el mantenimiento mayor al transformador de potencia, y la otra condición es que el mantenimiento solo esté dirigido al cambiador de derivaciones.

En el primer caso, en donde el transformador de potencia se tenga simultáneamente en mantenimiento mayor, es normal que el transformador se vea sometido a procesos de secado para sus aislamientos, para los cuales se producen presiones de vacío (vacuométricas) en su interior, en tal caso, la forma de tratar el compartimento o cuba para cuerpo ruptor del cambiador de derivaciones bajo carga es igualando las presiones del interior del tanque principal del transformador con la interior al compartimento, esto se puede hacer a través de la conexión directa con la misma bomba de vacío, interconectando la tubería de ambos compartimentos, o bien haciendo un puente de tubería entre ambos compartimentos, como se muestra en la figura 3.3.

Para mayor detalle del secado se puede ver el punto 3.3.4.1 en donde se hace referencia a este proceso, porque aunque en la cuba se alcanza un buen nivel de secado, en general el secado más intenso es al interior del tanque principal del transformador, ya que sus aislantes sólidos son los que absorben en mayor parte la humedad, como se explicará más adelante.

En el segundo caso, el transformador no es sometido a mantenimiento mayor, entonces, el nivel de aceite en el tanque principal no es necesariamente removido, por lo que en la extracción del cuerpo ruptor de la cuba o compartimento externo se suelen utilizar unidades de filtrado de aceite para que la limpieza y secado de este se pueda hacer sin producir una diferencia de presión muy grande en las barreras de compartimento o cuba. En otro caso, cuando se extrae todo el aceite del interior del compartimento, el cambiador se queda con la presión atmosférica y no se realiza presión de vacío cuando el nivel de aceite en el transformador está lleno.

3.2.3.1-Criterios de aceptación.

Cuando se trata de un cambiador de tipo interno, para la inspección suele ser necesaria la extracción del cuerpo ruptor, ya que solo de esta manera se podrían revisar los contactos del interruptor que están sumergidos en aceite, y adicionalmente se facilita la inspección de componentes y medición de resistencias de transición.

Los contactos fijos y móviles deben revisarse para determinar su condición operativa, y aunque el criterio para un remplazo depende del fabricante, y su modelo, normalmente en cambiadores de gran capacidad de potencia los interruptores son sumergidos en aceite, y se pueden considerar como admisibles desgastes en contactos no mayores a 4 mm ya sea con 2mm en contacto fijo y 2 mm en contacto móvil o cualquiera permutación que sume un desgaste no mayor a esta magnitud.

Por otro lado también se deben revisar las trenzas conductoras, verificando que no existan rasgos de arcos o puntos calientes, de lo contrario deben ser cambiadas.

Para la medición de la resistencia de transición, se toma como aceptable una variación de un $\pm 10\%$ del valor nominal establecido en la placa de datos, pese a esto conviene consultar el manual del fabricante.

Cuando se llega a tener manipulación de aceite, se puede tener la cuba o compartimento vacío y se debe aprovechar el momento para una inspección visual, en donde se verifique que no existan anomalías como marcas de arco o peor aún objetos, por ejemplo en el caso de que se halla sucedido una falla en el cambiador pueden llegar a encontrarse perlas de cobre debidas a la fundición del cobre en un arco, las cuales acortan la distancia dieléctrica, otra cuestión que llega a ocurrir es que se pueden encontrar tornillos o tuercas, las cuales por descuido en el armado pueden ser dejadas en el interior del compartimento.

El cambio de aceite depende de las propiedades del aceite con el cual funcionaba y también de la disponibilidad de aceite nuevo, cuando se requiere del cambio de aceite se verifican las

propiedades del aceite que se va a usar, para que cumplan con las normas y estándares que se deben aplicar, por ejemplo en el caso de México puede ser criterio de aceptación el cumplimiento de la norma NMX-J-123-ANCE-2008 “Aceites minerales aislantes para transformadores” y en caso de estándares internacionales está el ya mencionado IEC 60296.

3.3- INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

3.3.1-GENERALIDADES

Esta sección está dirigida a abarcar la información referente a la instalación, montaje y puesta en servicio de los cambiadores de derivación bajo carga que se ven incluidos en los transformadores de potencia de alta tensión con mediana y gran capacidad. Todo esto bajo una perspectiva general, que no tenga implicaciones de modelos o fabricantes, y que a su vez proporcione la información que ocurre en las diferentes etapas del proceso, tomando en cuenta la perspectiva de los fabricantes del cambiador de derivaciones, del transformador de potencia, y de la empresa que adquiere el equipo eléctrico primario para su uso. Aclarando que el proceso de puesta en servicio se lleva a cabo en las instalaciones y por parte de la empresa que adquiere el equipo y la cual hará uso de él con la finalidad de proporcionar el servicio de suministro de energía eléctrica.

El proceso que se lleva a cabo para que un cambiador de derivaciones sea utilizado y puesto en servicio junto con su respectivo transformador de potencia, puede venir de dos vertientes, una de ellas es que provenga como equipo nuevo (para subestaciones nuevas o en actual operación) y la otra vertiente es que provenga de un mantenimiento (preventivo o correctivo). Luego entonces para abarcar la explicación de ambos casos, se iniciará explicando la vertiente que contempla desde la fabricación, ya que es la más compleja y larga, pero posteriormente por esta misma vertiente se llega al punto en donde se incorporan los procedimientos que se utilizarían para un cambiador proveniente de un mantenimiento.

3.3.2- INSTALACIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES EN EL TRANSFORMADOR Y TRASLADO DEL TRANSFORMADOR

La instalación del cambiador de derivaciones en el transformador de potencia, corresponde a los fabricantes del transformador^[20], ya que ellos en el diseño y fabricación de sus equipos, son los encargados de pedir las especificaciones adecuadas y necesarias para el cambiador de derivaciones, a los fabricantes del cambiador; todo esto en caso de que ellos mismos no los produzcan, lo cual es algo común.

Finalmente aun pese a que ellos mismos produzcan el cambiador de derivaciones, la instalación del cambiador se hace hasta que ya se tenga completa la construcción del conjunto núcleo-embobinados con la tapa del transformador. Esto es debido a que el cambiador de tipo interno tiene su soporte y sujeción mecánica en la tapa del transformador, ya sea parcialmente (en el caso de cambiadores con cuba tipo campana) o totalmente (en el caso de cambiadores con cuba tipo normal).



FIGURA 3.1. Foto de la instalación de un cambiador de derivaciones tipo interno en fábrica.

En esta parte del proceso es muy importante tomar como referencia para la instalación los libros manuales de instalación proporcionados por el fabricante del cambiador de derivaciones ya que ellos contienen las particularidades de cada modelo, y la forma correcta en la cronología de instalación.

Otro procedimiento en la instalación del cambiador de derivaciones puede proceder cuando el cambiador a utilizar es de tipo externo (en compartimento externo). Entonces, cuando esto sucede, puede existir la posibilidad de la instalación en fábrica, pero también existe la posibilidad de la instalación en sitio, aunque esta no es muy usual. Esto es debido a que aunque

en general, la forma de transportarlo dependerá de su capacidad de potencia y voltaje, en el caso de los transformadores de gran capacidad y alta tensión el transporte resulta delicado y difícil, como se verá a continuación.

Para el traslado del transformador de potencia, desde el lugar de fabricación hasta el sitio de uso (instalación), resulta conveniente retirar todos los accesorios que el tanque principal conlleva para su funcionamiento, como tanque conservador, boquillas, radiadores de calor, bombas, mando motor, etc. , ya que con esto se facilitan las labores de maniobra y se mejoran las condiciones de sujeción mecánica del tanque principal con el medio de transporte (barco, tren y tráiler por carretera), aparte de esto se disminuye el peso y se evitan daños en todos los equipos accesorios.

Para esto se sellan todas las conexiones del tanque principal con “tapas” las cuales son llamadas *bridas ciegas*, ya que tapan la brida que es utilizada normalmente para el flujo de aceite con tuberías, a excepción de las bridas de las boquillas las cuales también son tapadas pero no manejan flujos de aceite. A pesar de que es sellado, el tanque principal no es llenado con el aceite, esto debido a su peso, y que el aceite tendrá la inercia del fluido en el movimiento de traslado, por lo que cuando se llega a dejar aceite aislante en el interior, solo es un mínimo y cuando mucho será menos de la mitad de la capacidad del tanque principal.

Dependiendo de las condiciones de sellado, traslado y humedad en el ambiente, el tanque deberá ser conectado a un sistema de presurizado con nitrógeno de alta pureza, o bien, de aire extra seco (el valor mínimo de pureza debe ser del 98%) con la finalidad de evitar el ingreso de humedad.

En cualquiera de los casos el cambiador de derivaciones bajo carga debe ser tratado de igual forma que el tanque principal, es decir, si es drenado el aceite del tanque principal por completo, también debe ser vaciado completamente el aceite del compartimento de aceite del cambiador, y si es presurizado con nitrógeno, también el compartimento o cuba del cambiador de derivaciones debe ser presurizado con nitrógeno.

3.3.3- RECEPCIÓN DEL TRANSFORMADOR EN SITIO.

Cuando uno se encuentra en la posición de la empresa que está adquiriendo el equipo eléctrico primario (en este caso el transformador de potencia), es importante estar consciente que durante el traslado el transformador pudo haber sufrido daños. Por esta razón es importante que incluso antes de bajarlo de la plataforma, se realicen inspecciones.

En general las inspecciones de recepción son tanto internas como externas, con la finalidad de hacer ver daños evidentes, pero las inspecciones externas normalmente se inician inmediatamente que llega el equipo para poder tener presentes a los transportistas los cuales intervienen directamente en la manipulación del equipo.

3.3.3.1- Revisión externa.

Como parte de las inspecciones externas, se deben revisar que las eslingas, cables, bloqueos y soldaduras del vehículo se encuentren en buenas condiciones y en su lugar, ya que con esto se pueden verificar las condiciones de transporte. Otra forma que puede ser útil para la verificación de las condiciones del transporte es revisar que el eje del centro de carga de la plataforma coincida con el centro de carga del equipo, ya que de esta manera se puede confirmar que no existieron desplazamientos durante el traslado.

En caso que se llegaran a encontrar daños durante la inspección externa, es necesario avisar a los fabricantes, transportistas y a la compañía de seguros, realizando un reporte o acta de recepción en el cual se incluya un reporte fotográfico (en donde se evidencien los daños o se muestren las perturbaciones).

Por último, si el transformador fue adicionado con un sistema de presurización para el transporte, entonces se debe realizar la inspección del sistema, rectificando en primer lugar que la presión sea positiva, y si efectivamente así es, se debe continuar con la comparación de nuestra lectura con la lectura inicial del traslado que debió ser registrada por el fabricante.

Con lo cual, también se podrían detectar fugas, ^[14]por medio de la ecuación general del gas ideal:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

En donde:

P = Presión absoluta

V = Volumen

T = Temperatura absoluta

Subíndice 1= Inicial o de embarque

Subíndice 2= Actual o de recepción

Así pues, ya que el proceso dentro del transformador es isométrico, como resultado tenemos que la presión de la recepción debiera ser igual a la dada por la ecuación:

$$\frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2}$$

$$P_2 = \frac{P_1 T_2}{T_1}$$

Y si la presión de recepción es diferente a este resultado podemos decir que tiene fugas.

Y como parte de la revisión externa también está incluida la inspección visual minuciosa de todos los accesorios que se transportaron por separado, entre los cuales destacan:

- Mando motor del cambiador de derivaciones.
- Radiadores.

- Boquillas.
- Tanque conservador.
- Ventiladores.
- Gabinete de control.
- Relevador Buchholtz.
- Relevador de sobre presión.
- Relevador de flujo direccional súbito de aceite (RS2001) para el cambiador de derivaciones.
- Tubo de alivio o cuello de ganso.
- Tuberías y conectores.

Y por supuesto la revisión minuciosa de la placa de datos, para verificar las características.

3.3.3.2- Revisión interna.

Ya que el transformador llega sin aceite aislante en el interior, se puede proceder posteriormente de esta recepción, a una inspección interna, siempre y cuando sea un día soleado con humedad relativa del ambiente baja (menor a 65%).

Esta inspección interna tiene tres principales propósitos, el primero de ellos es, continuar revisando los elementos para discernir cualquier daño que haya podido sufrir el transformador en cualquiera de sus elementos, ya sea durante el transporte o en fábrica. Adicionalmente esta inspección interna también sirve para remover los elementos de sujeción que la fábrica coloca en algunos elementos internos para evitar el daño y movimiento de estos durante el transporte del equipo, y finalmente la tercera razón para la inspección interna es el reajuste y apriete de tornillería en conexiones internas. Para lo cual se siguen los siguientes procedimientos.

Primeramente, si se recibió el transformador con sistema de nitrógeno presurizado, entonces se debe cambiar el nitrógeno (N₂) por aire extra seco; esto con la finalidad de evitar riesgos por asfixia, del personal que entrara en el tanque principal del transformador, y se debe dejar abierta alguna brida (registro) para permitir el flujo de aire (en caso de que la subestación se encuentre en un lugar con humedad relativa muy baja, se puede realizar el desplazamiento de gases internos con la apertura de varias bridas, y la adición de ventiladores que promuevan el flujo del nitrógeno al exterior).

Simultáneamente a esto, se debe verificar que el transformador entero se encuentre firmemente aterrizado, para evitar cualquier elevación de voltaje y descarga.

Entonces cuando se lleve a cabo la inspección interna se deben dejar los registros abiertos, para asegurar un libre flujo de aire mientras el personal se encuentra en el interior. Y en todas las inspecciones internas se deben tomar las precauciones que se contemplan en los siguientes puntos.

- Se utilizan para el ingreso overoles nuevos y desechables (de manga larga y sin botones), los cuales evitan la pérdida de objetos metálicos o pequeños dentro del tanque principal, adicionalmente con ellos evitan la raspadura de objetos metálicos, como cinturones y/o relojes con la pintura interna del tanque principal, y finalmente, ya que estos overoles deben contar con gorro, se evita el ingreso de contaminantes por la cabeza del personal de ingreso, como lo es el pelo o el sudor.
- Para el ingreso también se suelen utilizar botas de hule, ya que con ellas no se introduce la contaminación de la suela al interior (no son usadas más que para el ingreso), y adicionalmente protegen del nivel de aceite que haya quedado en la base del tanque.
- Con referencia al manejo de herramientas y el equipo que se tenga que utilizar dentro del transformador, se debe manejar bajo un inventariado con la finalidad de que al final de los trabajos se pueda tener la certeza de que todo el equipo y herramienta ha sido extraído del interior, con el recuento de la herramienta inventariada.
- Ya que la luz en el interior suele ser muy escasa entonces usualmente se introducen lámparas de mano, si estas se llegan a utilizar, deben ser de baterías y de preferencia con fabricación externa de plástico, para evitar daños en el contacto o rose de esta lámpara con los componentes internos y principalmente con el tanque principal.
- No solo para el ingreso, sino durante toda la inspección se debe mantener limpia el área de acceso, y si los trabajos duran más de un día es necesario volver a tapar (sellar) todas las bridas o registros abiertos, al término de las actividades del día.

En caso de encontrarse alguna anomalía, como daño o defectos de fábrica, se debe notificar directamente al fabricante para tomar las medidas respectivas, ya sea para su remplazo, rehabilitación o compostura.

3.3.4-PROCESO DE ARMADO

Si todo hasta este momento ha tenido resultados exitosos, es decir , tanto en inspecciones externas, como en inspecciones internas, no se han encontrado daños, y en el caso de que se hubiesen encontrado, ya han sido reparados, entonces se puede encontrar en la disyuntiva de dos necesidades diferentes, la primera de ellas es que no se requiera introducir el transformador en servicio en seguida, y la segunda opción, con base en las necesidades, es que el transformador sea requerido para entrar en seguida a servicio.

En el primer caso, se debe buscar que el almacenaje sea colocando el transformador en el lugar que será su posición permanente y lleno de aceite, aunque no se llegue a poner en servicio el transformador inmediatamente, pero en caso de no ser posible, se deben cuidar las siguientes condiciones.

- La resistencia mecánica del suelo debe ser lo suficientemente buena para sostener el peso del transformador, ya que el peso de estos suele ser tan elevado que produce hundimiento en el suelo con el paso del tiempo, rompiendo las planchas de concreto.

- Si la duración del almacenaje no será mayor de tres meses, se puede continuar con el nivel bajo de aceite (llenado parcial) y con el sistema de nitrógeno presurizado. Pero si el tiempo de almacenaje será mayor de tres meses entonces se debe hacer el llenado total con aceite seco, en el tanque principal.
- Pese a que sean transformadores para uso en exteriores, se debe buscar en la medida de lo posible, que el almacenaje sea bajo techo, con buen sistema de drenaje.

Para realizar el proceso de armado se comienza con la remoción de las tapas provisionales, tanto en bridas como en registros, y se realiza la instalación de todos los accesorios, como; boquillas, radiadores, ventiladores, bombas, tanque(s) conservador y deshidratantes.

El proceso de la remoción de las bridas ciegas será progresivamente conforme se requiera; es decir, si se instalara un radiador solo se retirarán las bridas ciegas (tapas) de la conexión que sea respectiva.

En este proceso si se llegó a tener cambiadores de derivación de tipo externo, puede ser el momento de su instalación, para lo cual se deben seguir cuidadosamente las instrucciones del manual del fabricante del cambiador, así como las instrucciones del manual de cada uno de los elementos a instalar.

De forma generalizada se puede decir que en la instalación de todos sus componentes se debe tener un buen nivel de limpieza, y con respecto a las maniobras de levantar los equipos accesorios se debe hacer con la ayuda de grúas, ya que adicionalmente a su gran peso su maniobra para movimientos traslacionales se especifica de forma vertical, tal es el caso de boquillas, radiadores y cuerpos extraíbles del cambiador de derivación.

Para la limpieza de ciertas partes, se puede utilizar el lavado con aceite mineral limpio, de preferencia caliente, como en el caso de tanque conservador, tuberías, válvulas de aceite y cuerpo ruptor de los cambiadores de derivación, etc.

3.3.4.1-Tratamiento preliminar.

Una vez realizado el armado de todos los accesorios, se procede a la verificación de la hermeticidad del transformador en su conjunto, es decir, se asegura que el transformador no tenga puntos de intercambio de fluidos con el medio ambiente, ya que estos, provocarían la fuga de aceite y la entrada de humedad.

Para esto, cabe hacer un paréntesis, en las tuberías que bajan del tanque conservador, ^[14]se suelen retirar los dispositivos de protección que funcionan con flotadores en aceite como es el relevador Buchholtz y el relevador de flujo súbito de aceite para el cambiador de derivaciones (RS2001), con la finalidad de evitar el daño o desajuste en los mismos. Entonces se hace el remplazo (momentáneo) de su espacio con tubería que daría contacto directo con tanque conservador, hasta que se estuviera realizando el proceso de llenado.

Para la revisión de fugas se conecta nuevamente el sistema de aire extra seco o nitrógeno presurizado, con una presión de 5 lb/pulg² (34473.7Pa), y se verifica que no existan fugas, mediante la aplicación de soluciones con jabonadura en todas las conexiones, tanto en las soldaduras como en juntas de bridas y empaques.

En caso de encontrarse fugas, se procede a repararlas, este es el momento de hacerlo, ya que posteriormente todos los procesos que le siguen requieren que el transformador esté perfectamente hermético al exterior.

Durante el tiempo de armado las partes internas del transformador tienen contacto directo con el aire de la atmósfera y se llega a introducir humedad del medio ambiente al tanque principal, si adicionalmente a esto, los trabajos de inspección interna y armado llegan a durar más de un día, la humedad se condensa en los aislamientos de papel, con los cambios de temperatura.

Por tanto se vuelve importante y en ocasiones indispensable (dependiendo de las condiciones de humedad) que antes del llenado final de aceite se realicen procesos de secado, para todo el transformador.

Actualmente para el proceso de secado se toman en cuenta como opciones cuatro procedimientos diferentes, que se muestran a continuación, pero los más utilizados son los dos últimos, por las razones que se explicarán más adelante.

- Secado con aceite caliente.
- Secado con aire caliente.
- Secado por presión de vacío.
- Secado por alto vacío auxiliado de calentamiento a base de aceite.

Los dos primeros procesos de secado (secado por calor con aceite y por calor con aire) solo se suelen utilizar en transformadores de mediana y baja capacidad, ya que como características tienen una alta agresividad a el conjunto núcleo embobinados, requieren de un largo tiempo de secado, y no alcanzan niveles altos de secado por lo que se dice que tienen baja eficiencia.

En el "*secado por calor con aceite*", se mantienen sumergidos el conjunto núcleo embobinados en el aceite que se hará calentar y recircular, para provocar la expulsión de humedad por medio de la evaporación, y se conecta una pequeña bomba de vacío en la parte superior del tanque principal, con la única finalidad de extraer la humedad que se haya desprendido en el proceso.

En el "*secado por calor con aire*", existen las dos variantes siguientes:

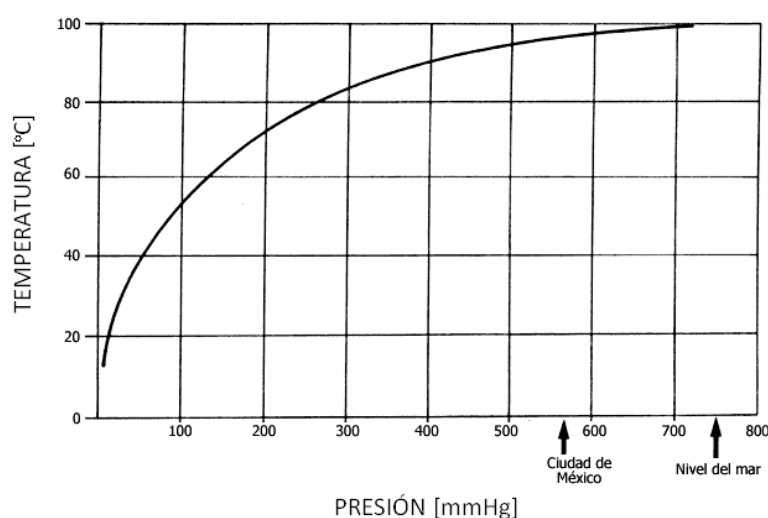
- método con ciclo abierto y
- método con ciclo cerrado.

En ambos métodos se extrae todo el aceite del tanque principal, y se conecta en una válvula inferior lo que será la entrada del aire caliente. Este sistema se compone de un soplador que impulsará el aire al interior del transformador y un calentador que, puesto entre el soplador y el tanque principal, provoque la elevación de temperatura en el aire que entrará.

En el primer método (el de ciclo abierto) se coloca un filtro a la entrada del soplador porque el aire que entrará es el de la atmósfera, y la salida de aire húmedo será a la misma atmósfera.

Mientras que en el de ciclo cerrado se coloca una toma de aire en la parte superior del tanque, sirviendo como realimentación de aire; sin embargo, como la salida de aire tendrá la humedad de la evaporación de agua, entonces se introduce un sistema deshidratante antes del soplador para la absorción de humedad.

Por otro lado el “sistema de secado por presión de vacío”, basa su funcionamiento en el hecho de que la temperatura de ebullición del agua disminuye conforme la presión absoluta sobre ella disminuye, con lo cual se pueden obtener puntos de ebullición a temperaturas ambiente, como se muestra en la gráfica 5.

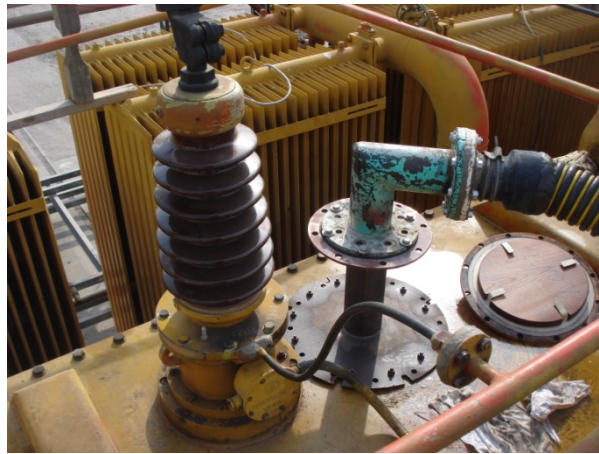


GRÁFICA 5. Puntos de ebullición del agua en función de la presión absoluta.

Por esta razón en este método se debe utilizar una bomba de alto vacío, con la capacidad de disminuir la presión adentro del tanque principal del transformador^[14] a presiones absolutas del orden de 50 μ mHg. Luego entonces se hace importante cuidar los factores que no permitan alcanzar estas presiones, entre los cuales, sobresalen dos muy importantes, que son las fugas del tanque principal, y la humedad que se desprende de los aislamientos a presiones absolutas muy bajas.

Finalmente en el último proceso de secado, es el “secado por alto vacío auxiliado de calentamiento a base de aceite”, el cual tiene como principal ventaja el acelerar la extracción y evaporación de agua por medio de la contribución del calor del aceite.

En este método se utiliza el mismo proceso de vacío que en el método anterior (*secado por presión de vacío*) conectando la bomba de vacío en la parte superior del tanque principal con un puente, a veces también llamado by-pass, para la interconexión con la cámara o compartimento del cambiador de derivaciones, de tal forma que en el interior del compartimento o cuba exista la misma presión de vacío que en el tanque principal.



a)



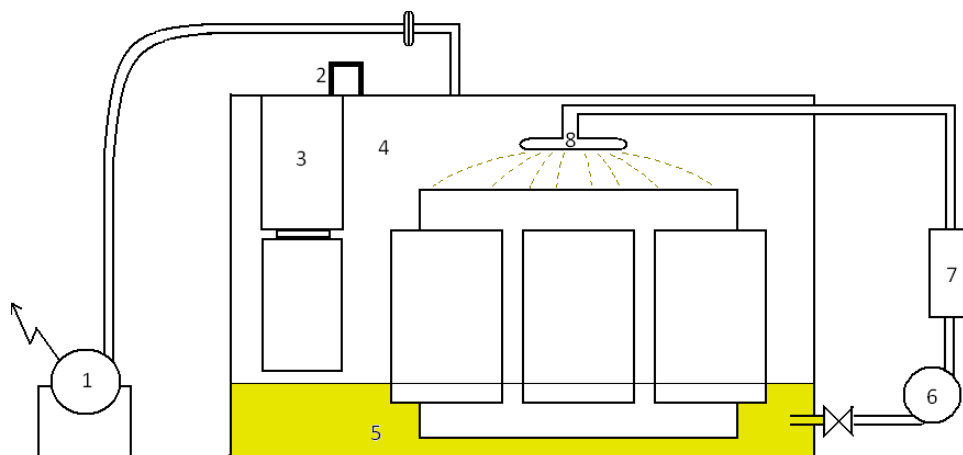
b)

FIGURA 3.2. Fotografías; a) conexión de la bomba de alto vacío, b) vacuómetro de la bomba.

La gran diferencia es que ahora se le adiciona, la elevación de temperatura por medio de aceite el cual es recirculado por una bomba que conectada directamente a un calentador puede mantener el aceite a una temperatura mayor a la ambiental, pero normalmente no mayor a 90°C.

De un volumen de aceite que va del 10% al 20% del tanque principal, se extrae el aceite desde la parte baja del tanque, y se introduce al transformador directamente del calentador a una tubería interna con regadera, la cual baña al conjunto núcleo embobinados elevando su temperatura uniformemente, como se muestra en la figura 3.3, acelerando el proceso de ebullición.

A pesar de que, después del recirculado el aceite queda tan deteriorado que ya no puede ser usado para otra función, este método resulta ser el más efectivo y eficiente ya que provoca el mismo o mejor nivel de secado que el método de secado con presión de vacío pero en menor tiempo.



1. Bomba de alto vacío.
2. Tubería de conexión al compartimento de aceite del cambiador de derivaciones.
3. Compartimento o cuba del cambiador de derivaciones.
4. Tanque principal.
5. Aceite para recirculado.
6. Bomba de aceite.
7. Calentador.
8. Regadera

FIGURA 3.3. Método de secado por alto vacío auxiliado de calentamiento a base de aceite (diagrama esquemático).

Finalmente cualquiera de estos procesos de secado se continúa hasta alcanzar una humedad residual en los aislamientos sólidos menor a^[8]:

- 0.5% en transformadores menores de 115 kV.
- 0.4% en transformadores de 115 kV a 161kV.
- 0.3% en transformadores de 230 kV a 400kV.

3.3.4.2- Llenado de aceite.

El aceite es normalmente trasladado por medio de pipas o contenedores, los cuales no necesariamente tienen la calidad hermética para evitar el contacto de este con el aire y su humedad, y adicionalmente a esto^[14] las cantidades de agua y aire en el aceite generalmente están por encima de los límites de operación, aun en aceites recién obtenidos en refinería.

Por lo tanto, si se ha venido hablando de los componentes que afectan las propiedades del aceite, entre los cuales sobresalen la presencia de agua y aire en forma soluble, se debe resaltar que antes del llenado del transformador con aceite, este debe pasar por un tratamiento de desgasificación y deshidratación, con el cual se mejoren las propiedades del mismo, no solo hasta su rango de operación segura para el transformador, sino hasta valores óptimos de operación ya que durante su operación este se empezará a contaminar y oxidar.

TABLA 3. Valores límite para contenido de gases y humedad en el aceite aislante^[8].

| Valores de gas en aceite (ppm) | Máximo | Crítico |
|--------------------------------|-------------------|---------|
| Hidrógeno | 200 | 1000 |
| Metano | 120 | 500 |
| Monóxido de carbono | 700 | 1000 |
| Bióxido de carbono | 10000 | 15000 |
| Etileno | 80 | 150 |
| Etano | 100 | 500 |
| Acetileno | 15 | 35 |
| Compuestos furánicos | 8 ppm | |
| Contenido de humedad | 10 -15 ppm | |

De ser posible, debe llevarse a cabo un tratamiento simultáneamente al secado del transformador, y después cuando ambos procesos se han terminado, entonces se puede comenzar con la interconexión del equipo de filtrado desde el contenedor del aceite (el cual es usualmente una bolsa de neopreno) con la válvula para el llenado del transformador, y de no llevarse a cabo así el proceso, se hacen ciclos de circulación del aceite, desde la bolsa de neopreno hacia el transformador, y viceversa, solo tres ciclos usualmente, ya que es cuanto más se mejoran las propiedades.

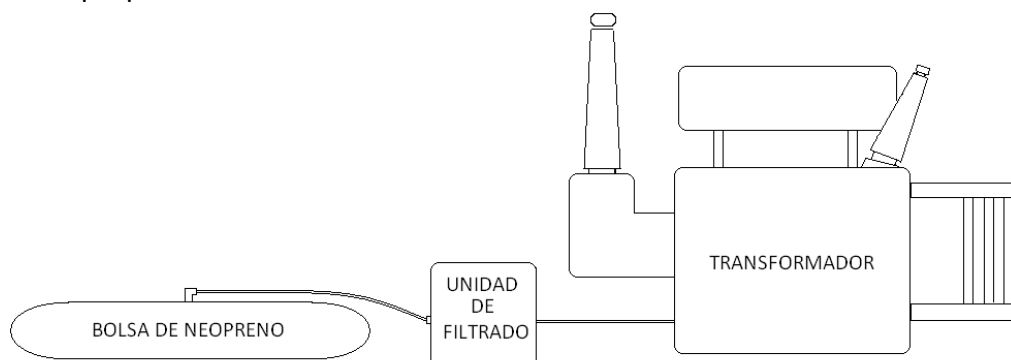
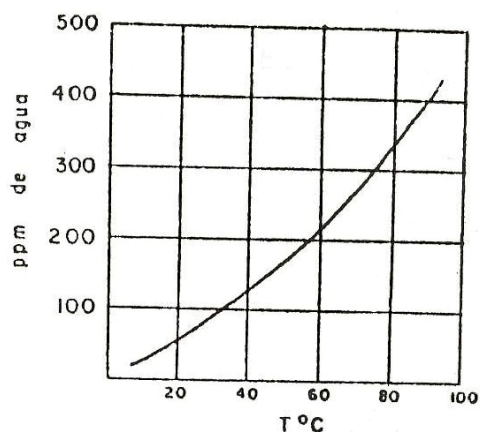
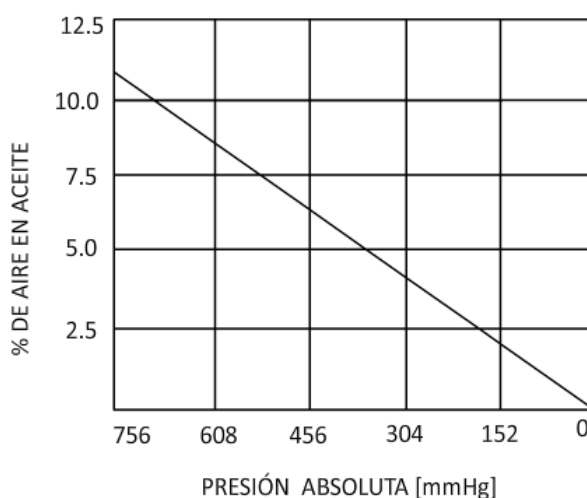


FIGURA 3.4. Esquema de llenado de aceite del transformador de potencia.

Ya que existen varios equipos de filtrado, como lo son; de centrifugado, filtro prensa y filtrado con vacío, debemos tomar en cuenta que la solubilidad del agua en el aceite aislante depende básicamente de la temperatura, mientras que la de los gases depende de varios factores pero el principal es la presión, tal como se muestra en las dos siguientes gráficas. Esto nos indicaría que a presión atmosférica, el aceite tendría como contenido de gases el 11% de su volumen aproximadamente.



GRÁFICA 6. Partes por millón de agua en el aceite, en función de la temperatura^[14].



GRÁFICA 7. Porcentaje de aire en volumen de aceite, en función de su presión absoluta^[14].

Finalmente para el llenado definitivo del transformador el contenido de agua en aceite debe ser de 10ppm mientras que el contenido total de gases de 0.25% en transformadores de 230 kV y 400 kV. Mientras que el resto de las pruebas, tanto químicas como eléctricas deben estar dentro de los límites de especificación para aceites nuevos.

Una vez comenzado el proceso de llenado se debe continuar sin pausas hasta que por lo menos se halla cubierto el conjunto núcleo embobinados (lo que es mayor al 75% del volumen total), todo esto con una bomba de vacío conectada en la parte superior, la cual mantenga una presión absoluta interna en el tanque de aproximadamente 2mmHg. Todo esto para que una vez desconectado el equipo de vacío, el llenado del volumen restante quede sometido a presión vacuométrica.

Si con esta desconexión se quita la tubería de *by-pass* con la que se interconectó la cuba del cambiador de derivaciones con el tanque principal del transformador, se puede proceder al llenado de la cuba con su propia válvula de llenado. Si se realizó la desconexión de protecciones se procede a la instalación posteriormente y se puede terminar con el llenado.

Una vez lleno todo el transformador, se realiza una purga de aire en todos los componentes que tengan la válvula de purga de aire, este es el caso del cambiador de derivaciones, el cual las tiene ubicadas en la parte superior o tapa y en las tuberías de aspiración (cuando esta se aplique) las cuales están cubiertas por una caperuza roscada.



⇒ Válvulas de purga de aire en cambiador de derivaciones bajo carga.

→ Tubería de conexión entre la cámara de aceite del cambiador de derivaciones (tipo interno) y el tanque del transformador.

FIGURA 3.5. Fotografía en donde se muestran las válvulas de purga de aire en cambiador de derivaciones bajo carga, y la tubería de conexión entre el tanque principal del transformador y el compartimento de aceite del cuerpo ruptor (marca MR).

Al término de estos trabajos, se debe dejar el transformador en reposo para un asentamiento por un mínimo de 24 horas.

3.3.5- PUESTA EN SERVICIO

Una vez que se ha dejado reposar el transformador, se comienza con una etapa que es fundamental para que todo el trabajo realizado hasta el momento tenga resultados exitosos, es la etapa de pruebas y siempre está antes de la energización del equipo, para la verificación y en dado caso la rectificación de las condiciones del transformador.

3.3.5.1- Pruebas

Adicional a lo anterior mencionado, otros puntos importantes por los que se realizan las mediciones y pruebas, son que, recordando lo descrito en el punto 3.2.1 referente a los métodos para determinar un mantenimiento, algunas de las pruebas se realizan con la finalidad de la comparación para la verificación de la desviación con un estado anterior en donde los parámetros se consideran buenos.

Entonces ahora cobran mayor importancia estas pruebas, ya que no solo deben ser ejecutadas como una forma de cerciorarse de las condiciones del equipo, sino que deberán ser realizadas con mayor cuidado, revisando la calibración y buen estado del equipo de prueba, la exactitud de las lecturas y los cálculos, ya que servirán adicionalmente como base en el historial de pruebas para todo el equipo.

A continuación se hará una breve descripción de las pruebas que se pueden realizar en este paso, pero con la aclaración de que no todas las pruebas siguientes inducen un comportamiento en el cambiador de derivaciones, solo las descritas en el inciso c),d),h) y i), y las cuales serán explicadas con mayor detalle en el siguiente capítulo.

- a) *Factor de potencia*. Con la finalidad de conocer la calidad del aislamiento y obtener los niveles de pérdidas dieléctricas. Esta prueba se realiza entre devanados, entre devanado y tierra, y también se realiza en boquillas cuando estas cuentan con un diseño de capacitancia, utilizando el tap de prueba o tap capacitivo.
- b) *Resistencia de aislamiento*. Esta prueba se especifica únicamente en conocer la calidad de los aislamientos en los devanados, tanto entre devanados como de devanado a tierra, y es de gran utilidad ya que permite no solo conocer la existencia de daño en ellos, sino que adicionalmente permite vislumbrar las condiciones del aceite y la detección de humedad.
- c) *Relación de Transformación*. Esta prueba también llamada de “TTR”, es una de las pruebas más útiles, ya que permite inspeccionar el correcto funcionamiento en las partes más importantes del transformador, como los son, los aislamientos, los conductores y por supuesto el cambiador de derivaciones (Off-Circuit y On-Load), mediante la medición de la relación de transformación en cada una de las posiciones de servicio.
- d) *Corriente de excitación*. Pese a que la principal función de esta prueba es conocer las pérdidas magnéticas en el núcleo ferromagnético laminado, también permite detectar fallas de cortocircuito en devanados, falsos contactos en conexiones, mal funcionamiento y daños en cambiador de derivaciones.
- e) *Medición de la resistencia óhmica de devanados*. Esta en general permite cerciorarse de una fuerte conexión en los conductores, pero en particular para las aplicaciones de campo, permite aproximar tentativamente la cantidad de calor a disipar por efecto Joule en los conductores, y con esto se pueden fijar los niveles de enfriamiento, además es auxiliar en la detección de puntos calientes.
- f) *Impedancia de devanados*. Esta prueba tiene como objetivo obtener el valor de la impedancia del transformador, y con ella determinar la impedancia de corto circuito la cual

es muy parecida al valor de impedancia equivalente. Una utilidad adicional en este punto es que permite facilitar los descubrimientos de fallas antes de la puesta en servicio.

- g) *Respuesta a la frecuencia.* Esta prueba permite detectar una malformación en la geometría del devanado, la cual podría estar produciendo fallas, a corto o largo plazo.
- h) *Pruebas eléctricas al aceite.* Aunque en general este puede ser un buen momento para realizar todas las pruebas al aceite (físicas, químicas y eléctricas), se resalta el estudio de las pruebas eléctricas, como son rigidez dieléctrica, resistividad y factor de potencia.
- i) **Prueba de método vibro acústico al cambiador de derivaciones bajo carga.* Esta prueba, aunque no es normalizada aún por ser de los más recientes desarrollos, es una de las pruebas más especializadas al cambiador de derivaciones, la cual verifica el correcto funcionamiento, revisando en cada prueba el desgaste mecánico y la relación de este con la corriente demandada en el mando motor.

3.3.5.2- Energización

Una vez realizadas, registradas y certificadas cada una de las pruebas anteriores, lo único que resta para energizar el transformador, es ultimar detalles del funcionamiento^[14], los cuales se listan a continuación.

- Revisar la correcta conexión de los circuitos de potencia; primario, secundario, terciario y neutros a tierra.
- Revisar la correcta alimentación del gabinete de control tanto en conexión como en magnitud, de los circuitos de A.C. y D.C.,
- La activación de protecciones desde el tablero de servicios propios.
- Revisión del correcto aterrizamiento de todos los neutros y tierras tanto del gabinete de control como del mismo tanque y tapa del cambiador de derivaciones.
- Verificar que no se hayan dejado conexiones provisionales a tierra en boquillas.
- Válvulas de radiadores y tanque conservador abiertas.
- Ventiladores; todos con un buen funcionamiento y en una misma dirección.
- Resistencias calefactoras en todos los gabinetes (gabinete de control, mando motor y AVR del cambiador de derivaciones).
- Verificar niveles de aceite y temperatura.
- Finalmente establecer y verificar la posición correcta del cambiador de derivaciones para obtener la salida de voltaje esperada.

Una vez que se han realizado todas estas actividades y que se han coordinado los departamentos para la puesta en servicio, se puede comenzar con la energización.

El proceso de energización es delicado, en él, se comienza conectando el transformador al voltaje nominal en el primario, y dejando abierto el circuito eléctrico del devanado secundario, es decir, conectado sin carga o en vacío, entonces, los aislamientos ya están sometidos a las tensiones nominales a las cuales trabajarán, pero con una mínima elevación de temperatura (por la corriente de excitación, que se encuentra en el primario).

Luego entonces, este es un momento en el cual, las debilidades o mal funcionamiento de alguno de sus elementos o accesorios se puede hacer notar, y por lo tanto se convierte en un tiempo o periodo de prueba en donde se puede revisar la uniformidad y correcto funcionamiento de todo el transformador.

Así pues, en este periodo se mantiene una estricta vigilancia del transformador y se verifica que no existan puntos calientes, ruidos extraños (en su vibración natural), se vuelve a revisar el contenido de gases en aceite (con cromatografía de gases) y se vigila el incremento de temperatura.

El cambiador debe ser operado en este momento para notar cualquier anomalía en su funcionamiento, a lo largo de todas sus posiciones de servicio para evidenciar un correcto funcionamiento en todos sus taps, además de que se pueden obtener gráficas de las vibraciones por el método vibro acústico en condiciones de equipo nuevo o de reciente mantenimiento.

Aunque el periodo de tiempo puede variar, se establece un mínimo de 8 horas de energización, antes de conectar la carga en el devanado secundario. Una vez que se proponga conectar la carga, esta se deberá conectar de manera progresiva desde un nivel bajo hasta finalmente alcanzar su carga total.

3.4- PRUEBAS

Este punto tiene como objetivo explicar con más detalle las pruebas de campo que están más directamente relacionadas con el correcto funcionamiento del cambiador de derivaciones y que fueron subrayadas en el punto 3.3.5.1 con la finalidad de resaltar su funcionalidad para el caso de los cambiadores.

3.4.1- MÉTODO DE PRUEBA VIBRO ACÚSTICO

Este método de prueba, tiene como principal objetivo conocer el estado de funcionamiento del cambiador de derivaciones bajo carga, proporcionando las ventajas de un historial de pruebas, y siendo útil por ello para la determinación y planeación de mantenimientos.

Este relativamente nuevo método de prueba, tiene como bases teóricas el hecho de que el cambiador de derivaciones tiene un patrón de movimiento en su cambio de posición, ya sea para ascenso o descenso. Por otro lado ^[17] cada movimiento mecánico produce una vibración, que es transmitida a las paredes del transformador por medio del aceite, ya que el aceite es un fluido incompresible y por tal motivo no podría absorber las ondas del movimiento.

También para dar un más acertado pronóstico en las condiciones mecánicas del cambiador, apoya sus mediciones con otro componente del funcionamiento, que es el motor de inducción, el cual es contenido en el mecanismo de mando motor, quien es el responsable de iniciar el movimiento rotacional en todo el mecanismo.

Entonces el equipo de medición cuenta con un sensor de vibración, también llamado acelerómetro como medio transductor, el cual se coloca en las paredes más cercanas del cambiador, o bien en las paredes del compartimento externo, según se trate. También cuenta con un gancho para la medición de corrientes del motor y finalmente la salida de datos se va directo a una computadora, que con el software instalado, puede realizar gráficas de los datos y almacenarlos.

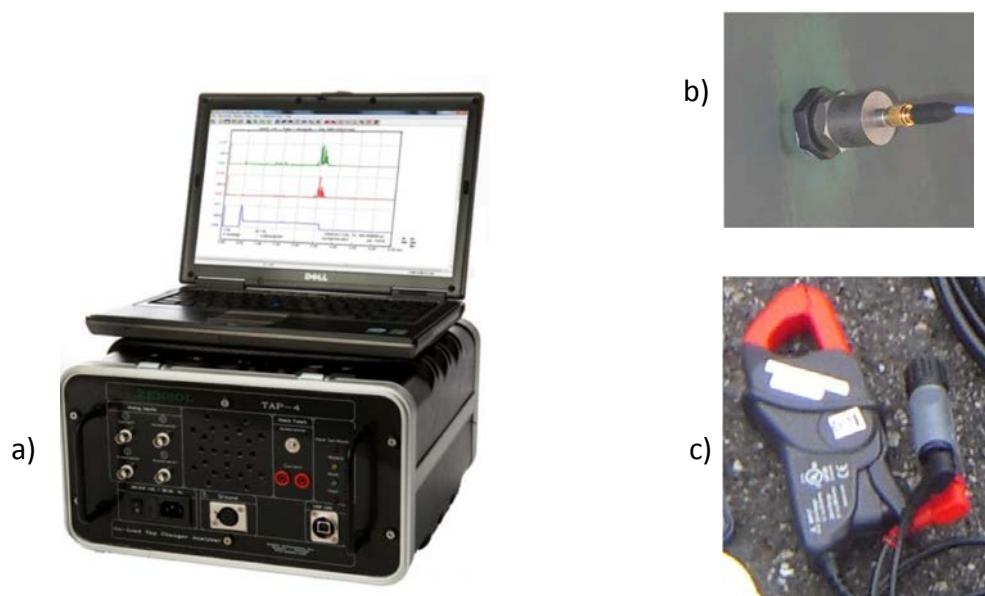


FIGURA 3.6. Equipo de medición para la prueba vibro acústica.

La utilización del motor como otra fuente de información es debido a que, el motor es encendido y apagado en la duración exacta para el cambio de posición y adicionalmente la corriente demandada es proporcional a la carga mecánica conectada al rotor, por esta razón, realizando la gráfica en la misma escala de tiempo, la magnitud de la corriente del motor con las vibraciones del cambiador, se puede detectar la problemática en partes más específicas del mecanismo.

Luego entonces, con la interpretación de resultados, este método puede revelar problemas eléctricos y mecánicos como:

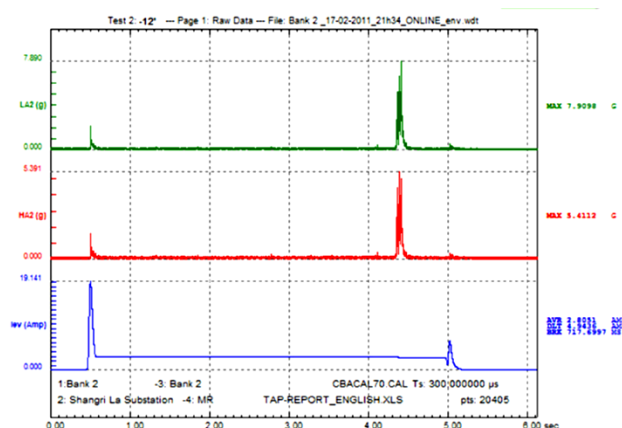
- Desgaste de contactos
- Problemas en el mando motor como manejo o sincronización
- Fallas interruptivas
- Arqueo anormal
- Contactos desalineados
- Pérdida de contacto
- Rebotes en contacto

3.4.1.1- Procedimiento de prueba.

Ya que este equipo de prueba no requiere de una conexión eléctrica con los conductores del transformador, basta tener las precauciones necesarias para no incurrir en errores con el manejo del transformador, y los conductores en boquillas pueden continuar conectados como lo harían en un funcionamiento normal.

Entonces se puede iniciar el procedimiento haciendo la instalación del equipo de prueba, como su manejo normal lo requiere, esto es, conectando el equipo de prueba a una fuente de alimentación (alterna de 127 V), conectar sólidamente la tenaza de potencial de tierra, instalar el o los acelerómetros (pueden ser hasta tres en un mismo cambiador) los cuales no son removibles y finalmente la pinza para la medición de la corriente en el conductor que alimenta al motor.

Entonces se enlista el software para la recepción de datos, y con el mando electrónico local (manual) se hace el cambio de posición en el cambiador hacia una dirección, una vez ejecutado el cambio de posición el aparato de medición detiene su lectura y manda los datos a la computadora en donde se almacenan y registran para su interpretación, la cual puede ser hasta el final de la prueba entera. Se obtiene una gráfica como la que se muestra a continuación, en cada cambio de posición.



GRÁFICA 8. Ejemplo de una gráfica típica de la prueba vibro-acústica, con la envolvente de las señales de alta frecuencia, baja frecuencia y corriente.

Este procedimiento se sigue hasta completar todas las posiciones de servicio del cambiador tanto de ascenso como de descenso, es decir en ambas direcciones todas las posiciones, y se obtendrá con esto el historial de pruebas, el cual puede ser analizado desde ese momento si se tiene registro de otro cambiador de las mismas características y modelo, o bien, de las características del movimiento mecánico para ese modelo en específico (como se muestra en la figura 3.7), por otro lado, si no se tiene mayor información al respecto, se pueden revisar las condiciones más generales, como la coincidencia de posición de servicio y la sincronización del cambiador con el mando motor, y si esto coincide se pueden tomar estas lecturas como las idóneas para la futura comparación en el historial.

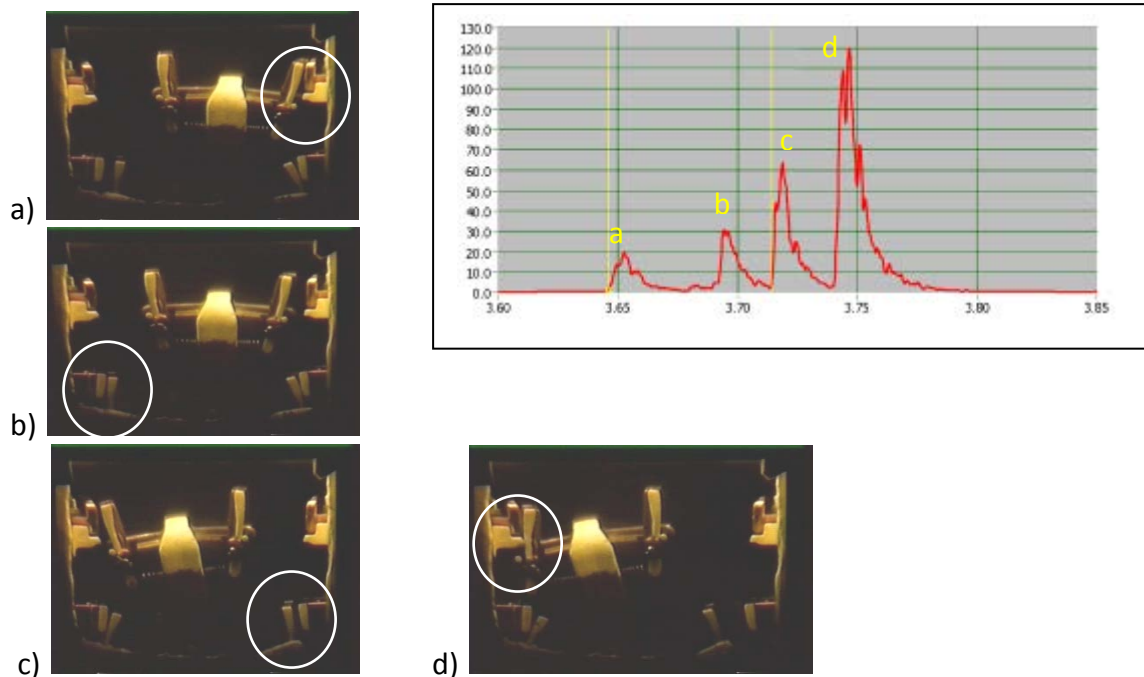
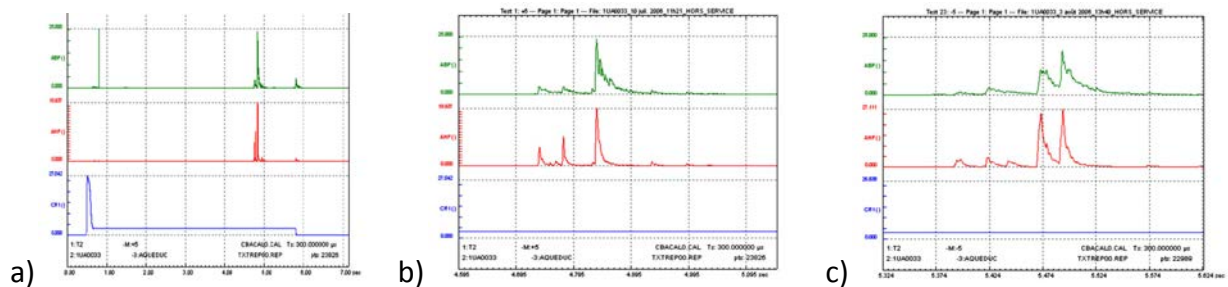


FIGURA 3.7. Gráfica del método vibro-acústico con ilustraciones del evento físico que lo provoca.

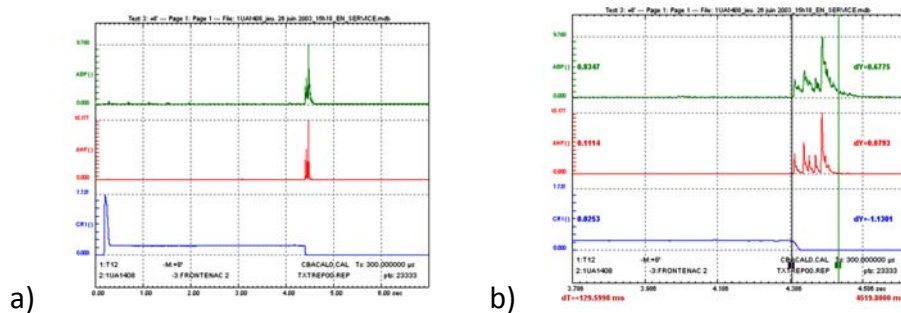
Se enlistan a continuación una serie de ejemplos, para facilitar la interpretación de resultados:

1) Desgaste de contactos.



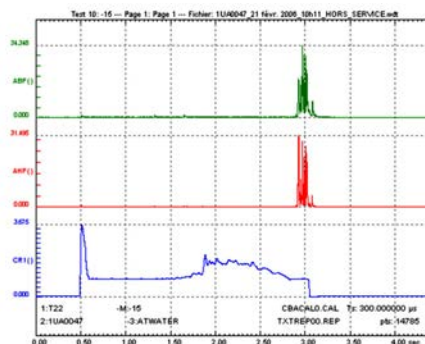
GRÁFICA 9. Identificación de desgaste de contactos en cambiador, por pérdida de impacto; a) y b) durante la inspección, c) después de la sustitución de contactos.

2) Asincronismo con mando motor.



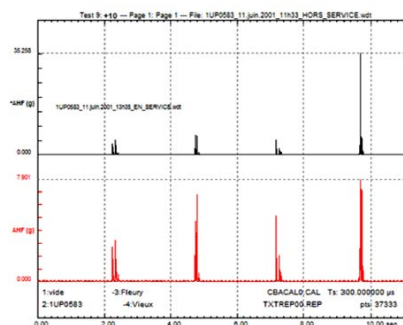
GRÁFICA 10. Identificación de asincronismo con mecanismo de mando motor, por impactos fuera del tiempo de energización del motor.

3) Identificación de problemas mecánicos (con lubricación).



GRÁFICA 11. Problemas mecánicos, identificados por la corriente demandada por el motor, en este caso fue problema de lubricación.

4) Detección de arqueos.



GRÁFICA 12. Detección de arqueos por vibraciones intensas fuera del rango de operación.

3.4.2- PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Como se mencionaba ya anteriormente, esta es una de las pruebas de campo más versátiles, ya que, aunque su principal objetivo es medir la relación de transformación del transformador en cuestión, también nos permite identificar varias cosas en la misma prueba, como son:

- Las condiciones del transformador, después de un evento con operación de las protecciones primarias, como son, la diferencial, buchholtz, RS2001.
- Detectar circuitos abiertos, ya sea en espiras, cambiador de derivaciones, conexiones a boquillas, etc.
- Detectar circuitos cortos en espiras.
- Determinación y verificación de la polaridad.
- También es una herramienta de apoyo en la investigación de corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.
- Pero sobre todo, de forma inmediata permite verificar el correcto funcionamiento del cambiador de derivaciones tanto para diseño sin carga (OCTC) como bajo carga (OLTC).

Actualmente existen dos métodos para la prueba, que son.

- a) Manual-analógico.
- b) Método de capacitancia auxiliar.

El método del inciso a (manual-analógico), corresponde a la utilización del equipo de "TTR" tradicional, que es analógico y se manipula de forma manual, tanto para la medición como para la energización, por medio de una fuente de excitación de corriente alterna.

Este dispositivo de medición basa su principio de funcionamiento en que, dos transformadores que están energizados en paralelo, si no llegan a tener la misma relación de transformación y polaridad, por mínima que sea la diferencia, se producen corrientes circulantes relativamente grandes. Por esta razón el equipo de prueba está compuesto por su transformador de relación variable, una fuente de excitación y un medidor para su corriente.

El segundo método, en el inciso b (de capacitancia auxiliar), se refiere a un equipo con componentes de funcionamiento digital, y con una fuente de energización no manual, y es más comúnmente utilizado para transformadores de alta tensión, ya que alcanza niveles de energización de 10 kV.

Este último dispositivo, basa su funcionamiento en la medición de una capacitancia auxiliar, la cual es medida inicialmente de forma independiente y posteriormente es conectada en un circuito con energización en serie con el devanado del transformador, como se muestra en la figura 3.9.

3.4.2.1- Procedimiento manual-analógico y diagramas de conexión.

Lo primero que se debe hacer es corroborar el buen estado del equipo de prueba (TTR) para cerciorarse de ello se lleva a cabo un procedimiento de tres pasos en el cual se detecta de forma rápida cualquier alteración en conductores, terminales, medidores y potenciómetro. Estos pasos son^[14]:

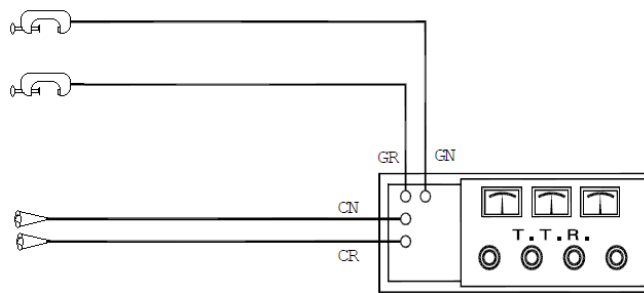
- 1) Comprobación de balance
- 2) Comprobación de relación cero
- 3) Comprobación de relación unitaria

Posteriormente, si los pasos a seguir concluyeron exitosamente, se procede a preparar el equipo a probar, desconectando físicamente los conductores de las boquillas y conectando las terminales del equipo de prueba según su diagrama vectorial correspondiente.

Colocando las carátulas del TTR en ceros, se puede iniciar girando con menos de una vuelta la manivela, y si la desviación es a la izquierda la polaridad es substractiva, y si la desviación de las manecillas es a la derecha la polaridad es aditiva, pero como el TTR contiene dentro de si polaridad sustractiva se debe hacer el cambio en las terminales para continuar con la prueba.

TABLA 4. Conexiones para la prueba de TTR, según su diagrama vectorial. Equipo de prueba manual-analógico.

| DIAGRAMA FASORIAL | TIPO | PRUEBA | CONEXIONES | | | | MIDE |
|-------------------|-------------------------------------------------------------|--------|------------|----|-------|----|---------|
| | | | CN | CR | GN | GR | |
| | Monofásico | 1 | H0 | H1 | X0 | X1 | H-X, 1φ |
| | Autotransformador monofásico | 1 | H0-X0 | H1 | H0-X0 | X1 | H-X, 1φ |
| | | 2 | H0-X0 | H1 | Y1 | Y2 | H-Y, 1φ |
| | | 3 | H0-X0 | X1 | Y1 | Y2 | X-Y, 1φ |
| | Delta - Estrella | 1 | H3 | H1 | X0 | X1 | H-X, φA |
| | | 2 | H1 | H2 | X0 | X2 | H-X, φB |
| | | 3 | H2 | H3 | X0 | X3 | H-X, φC |
| | Estrella - Delta | 1 | H0 | H1 | X2 | X1 | H-X, φA |
| | | 2 | H0 | H2 | X3 | X2 | H-X, φB |
| | | 3 | H0 | H3 | X1 | X3 | H-X, φC |
| | Estrella - Estrella con terciario en Delta | 1 | H0 | H1 | X0 | X1 | H-X, φA |
| | | 2 | H0 | H2 | X0 | X2 | H-X, φB |
| | | 3 | H0 | H3 | X0 | X3 | H-X, φC |
| | | 4 | H0 | H1 | Y2 | Y1 | H-Y, φA |
| | | 5 | H0 | H2 | Y3 | Y2 | H-Y, φB |
| | | 6 | H0 | H3 | Y1 | Y3 | H-Y, φC |
| | | 7 | X0 | X1 | Y2 | Y1 | X-Y, φA |
| | | 8 | X0 | X2 | Y3 | Y2 | X-Y, φB |
| | | 9 | X0 | X3 | Y1 | Y3 | X-Y, φC |
| | Autotransformador trifásico Estrella con terciario en Delta | 1 | H0-X0 | H1 | H0-X0 | X1 | H-X, φA |
| | | 2 | H0-X0 | H2 | H0-X0 | X2 | H-X, φB |
| | | 3 | H0-X0 | H3 | H0-X0 | X3 | H-X, φC |
| | | 4 | H0-X0 | H1 | Y2 | Y1 | H-Y, φA |
| | | 5 | H0-X0 | H2 | Y3 | Y2 | H-Y, φB |
| | | 6 | H0-X0 | H3 | Y1 | Y3 | H-Y, φC |
| | | 7 | H0-X0 | X1 | Y2 | Y1 | X-Y, φA |
| | | 8 | H0-X0 | X2 | Y3 | Y2 | X-Y, φB |
| | | 9 | H0-X0 | X3 | Y1 | Y3 | X-Y, φC |



GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

FIGURA 3.8. Imagen ilustrativa de equipo de T.T.R.

Recordando que una sola prueba realiza la medición de relación de transformación con cada posición de servicio que tenga el cambiador de derivaciones, y que el número de pruebas depende del número de fases en el transformador y el número de devanados como se muestran en los diagramas de la tabla 4.

3.4.2.2- Procedimiento con capacitancia auxiliar y diagramas de conexión.

De igual forma se puede comenzar con la preparación del transformador, desconectando las boquillas de fase de los conductores, pero dejando la conexión a tierra en las boquillas de neutro ya sea en Ho, Xo o bien Ho-Xo para autotransformadores.

Como se mencionaba, ya que el método se basa en la comparación del valor de la capacitancia auxiliar, se procede inicialmente con la medición de la capacitancia de forma independiente obteniendo un valor de capacitancia C_1 , seleccionando el valor de tensión V_1 y verificando que éste sea aplicable al transformador.

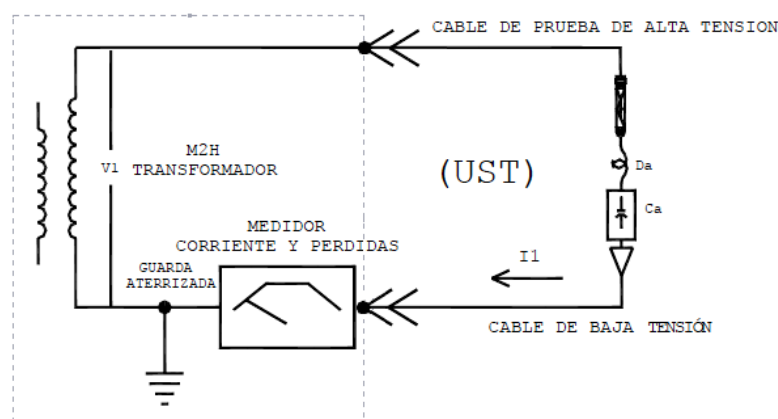


FIGURA 3.9. Esquema de conexión para medición de capacitancia C_1 ^[15].

Antes de iniciar con la conexión al transformador se debe dejar conectado el capacitor de prueba a la terminal de bajo voltaje (LV) del equipo de prueba y posteriormente se procede a la identificación del diagrama vectorial, para aplicar las pruebas correctamente.

Una vez que se conecte el equipo de prueba según su diagrama vectorial se obtendrán valores de capacitancia C_2 los cuales deberán ser registrados, en cada prueba y a su vez para cada posición del cambiador, cuando este aplique en el devanado que se está midiendo.

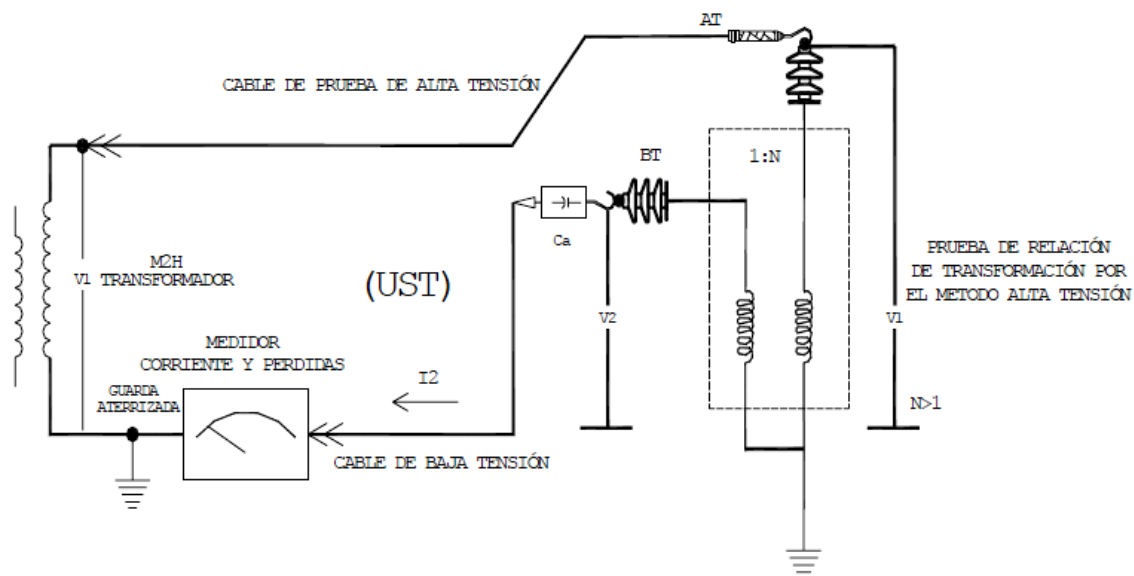


FIGURA 3.10. Esquema de conexión para la medición de C_2 ^[15].

Finalmente con ello se puede obtener la relación de transformación por medio de la relación entre capacitancias con una sencilla ecuación. Esta ecuación es la división de la capacitancia independiente del capacitor, entre la capacitancia medida cuando el capacitor fue conectado en el lado de baja tensión del transformador;

$$N = \frac{C_1}{C_2}$$

Donde;

N =relación de transformación.

C_1 = Capacitancia de capacitor auxiliar

C_2 = Capacitancia cuando está conectado al circuito de medición.

TABLA 5. Conexiones para la prueba de relación de transformación, según su diagrama vectorial. Equipo de prueba con capacitor auxiliar.

| DIAGRAMA FASORIAL | PRUEBA | CONEXIONES | | | ATERRIZAR | MIDE |
|-------------------|--------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | H.V. | L.V. ROJO | L.V. AZUL | | |
| | 1 | 1 | 2 | 2 | - | Capacitor |
| | 1 | H1 | H3 | X1+CAP | X0 | H-X, φA |
| | 2 | H2 | H1 | X2+CAP | X0 | H-X, φB |
| | 3 | H3 | H2 | X3+CAP | X0 | H-X, φC |
| | 1 | H1 | H0 | X1+CAP | X3 | H-X, φA |
| | 2 | H2 | H0 | X2+CAP | X1 | H-X, φB |
| | 3 | H3 | H0 | X3+CAP | X2 | H-X, φC |
| | 1 | H1 | H0 | X1+CAP | X0 | H-X, φA |
| | 2 | H2 | H0 | X2+CAP | X0 | H-X, φB |
| | 3 | H3 | H0 | X3+CAP | X0 | H-X, φC |
| | 4 | H1 | H0 | Y1+CAP | Y3 | H-Y, φA |
| | 5 | H2 | H0 | Y2+CAP | Y1 | H-Y, φB |
| | 6 | H3 | H0 | Y3+CAP | Y2 | H-Y, φC |
| | 7 | X1 | X0 | Y1+CAP | Y3 | X-Y, φA |
| | 8 | X2 | X0 | Y2+CAP | Y1 | X-Y, φB |
| | 9 | X3 | X0 | Y3+CAP | Y2 | X-Y, φC |
| | 1 | H1 | H0-X0 | X1+CAP | - | H-X, φA |
| | 2 | H2 | H0-X0 | X2+CAP | - | H-X, φB |
| | 3 | H3 | H0-X0 | X3+CAP | - | H-X, φC |
| | 4 | H1 | H0-X0 | Y1+CAP | Y3 | H-Y, φA |
| | 5 | H2 | H0-X0 | Y2+CAP | Y1 | H-Y, φB |
| | 6 | H3 | H0-X0 | Y3+CAP | Y2 | H-Y, φC |
| | 7 | X1 | H0-X0 | Y1+CAP | Y3 | X-Y, φA |
| | 8 | X2 | H0-X0 | Y2+CAP | Y1 | X-Y, φB |
| | 9 | X3 | H0-X0 | Y3+CAP | Y2 | X-Y, φC |

TABLA 6. Ejemplo de resultados de la prueba de relación de transformación. Resultados del AT421C Fase C se SE Santa cruz, CFE.

| LTC | Np Volt/ $\sqrt{3}$ | Np Volt/ $\sqrt{3}$ | Cal | Ratio1 | Min Lim | Max Lim | IR _{auto} | |
|-----|------------------------|------------------------|--------|--------|---------|---------|--------------------|---|
| 13 | 1 | 370927 | 240000 | 1.5455 | 1.5392 | 1.538 | 1.553 | G |
| 12 | 2 | 373894 | 240000 | 1.5579 | 1.5558 | 1.55 | 1.566 | G |
| 11 | 3 | 376909 | 240000 | 1.5705 | 1.5661 | 1.563 | 1.578 | G |
| 10 | 4 | 379974 | 240000 | 1.5832 | 1.5843 | 1.575 | 1.591 | G |
| 9 | 5 | 383088 | 240000 | 1.5962 | 1.5948 | 1.588 | 1.604 | G |
| 8 | 6 | 386254 | 240000 | 1.6094 | 1.6092 | 1.601 | 1.617 | G |
| 7 | 7 | 389473 | 240000 | 1.6228 | 1.6199 | 1.615 | 1.631 | G |
| 6 | 8 | 392745 | 240000 | 1.6364 | 1.6314 | 1.628 | 1.645 | G |
| 5 | 9 | 396074 | 240000 | 1.6503 | 1.646 | 1.642 | 1.659 | G |
| 4 | 10 | 399460 | 240000 | 1.6644 | 1.6574 | 1.656 | 1.673 | G |
| 3 | 11 | 402903 | 240000 | 1.6788 | 1.6769 | 1.67 | 1.687 | G |
| 2 | 12 | 389500 | 230000 | 1.6935 | 1.6887 | 1.685 | 1.702 | G |
| 1 | 13A | 392994 | 230000 | 1.7087 | 1.7087 | 1.7 | 1.717 | G |
| K | 13B | 392994 | 230000 | 1.7087 | 1.7087 | 1.7 | 1.717 | G |
| 13 | 13C | 392994 | 230000 | 1.7087 | 1.7087 | 1.7 | 1.717 | G |
| 12 | 14 | 396380 | 230000 | 1.7234 | 1.7292 | 1.715 | 1.732 | G |
| 11 | 15 | 400000 | 230000 | 1.7391 | 1.7422 | 1.73 | 1.748 | G |
| 10 | 16 | 403508 | 230000 | 1.7544 | 1.7638 | 1.746 | 1.763 | I |
| 9 | 17 | 407259 | 230000 | 1.7707 | 1.7768 | 1.762 | 1.78 | G |
| 8 | 18 | 410897 | 230000 | 1.7865 | 1.7944 | 1.778 | 1.795 | G |
| 7 | 19 | 414788 | 230000 | 1.8034 | 1.8078 | 1.794 | 1.812 | G |
| 6 | 20 | 418752 | 230000 | 1.8207 | 1.8218 | 1.812 | 1.83 | G |
| 5 | 21 | 404199 | 220000 | 1.8373 | 1.8406 | 1.828 | 1.846 | G |
| 4 | 22 | 408127 | 220000 | 1.8551 | 1.8547 | 1.846 | 1.864 | G |
| 3 | 23 | 411948 | 220000 | 1.8725 | 1.8789 | 1.863 | 1.882 | G |
| 2 | 24 | 416028 | 220000 | 1.8910 | 1.8937 | 1.882 | 1.9 | G |
| 1 | 25 | 420190 | 220000 | 1.9100 | 1.919 | 1.9 | 1.92 | G |

3.4.3- CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

La corriente de excitación es una prueba que se basa en la teoría del circuito equivalente (figura 1.11) explicado en el punto 1.3.3.2. Esta prueba también suele ser llamada de circuito abierto, ya que se energiza el circuito equivalente por un lado y por el otro lado se deja el circuito abierto.

De tal forma que la corriente que circula por el aparato de medición (equipo de factor de potencia) no es sino la consecuente del voltaje aplicado, en la impedancia de magnetización del núcleo y la inductancia de flujo disperso.

Entonces, como su mismo nombre lo indica, los resultados de las pruebas no son sino magnitudes de la corriente de excitación, pero ^[14]la interpretación de los resultados nos permite

determinar cortos circuitos entre espiras, falsos contactos en las conexiones, laminaciones dañadas, desplazamientos en los conductores, pero sobre todo (para propósitos de esta tesis) permite una detallada revisión de funcionamiento del cambiador de derivaciones, como se verá a continuación.

3.4.3.1- Procedimiento de medición.

Se inicia con la preparación del transformador, y esta consiste en desconectar los conductores de todas las boquillas, incluyendo el o los neutros de tierra, también se asegura la conexión a tierra del tanque y finalmente se drena a tierra cualquier carga remanente en los conductores.

Se conecta el equipo a las terminales del devanado de mayor tensión, primero conectando correspondientemente la terminal de línea o HV (del inglés High Voltaje) al H1 y el de baja tensión o LV (Low Voltaje) a Ho, usando el circuito de medición UST, del equipo de prueba.

Entonces se puede comenzar con la energización del transformador dejando abiertos los devanados del secundario (y/o terciario cuando este exista) anotando correspondientemente los valores para cada posición de servicio del cambiador de derivaciones. Una vez terminado todo el recorrido del cambiador de derivaciones, desde la primera posición hasta la última, se desconecta el equipo de medición y se vuelve a conectar al mismo devanado pero con las terminales HV y LV, invirtiendo la posición en las boquillas.

Al término de la prueba, el registro de los datos y resultados dejará en consecuencia una tabla como la mostrada a continuación en la tabla 7, a modo de ejemplo.

Entonces para la interpretación de resultados, se debe observar que la magnitud de la corriente de excitación aumenta paulatinamente conforme el cambiador de derivaciones disminuye la cantidad de devanado, es decir, conforme se disminuye la impedancia del devanado. Además la lectura en posición cruzada corrobora los resultados, ya que el porcentaje de desviación no supera el 2% y tiene el mismo comportamiento.

En este caso cabe mencionar, que no existen magnitudes grandes o pequeñas, ya que primeramente la corriente de excitación dependerá del voltaje de excitación y a su vez debemos tomar en cuenta el comportamiento no lineal en la histéresis del núcleo ferro magnético.

En tal caso lo que verdaderamente vale la pena observar es el comportamiento de las corrientes en magnitud y posición, ya que de obtener comportamientos diferentes a los esperados, se puede tratar de un problema como los ya mencionados (en el punto).

TABLA 7. Ejemplo de resultados de corriente de excitación. Autotransformador monofásico AT421C FaseC SE Santa Cruz, CFE.

| LTC | Test kV | H1 - H0 | | | H0 - H1 | | | IR _{auto} | IR _{man} | DESVIACIÓN % |
|-----|---------|---------|--------|---|---------|--------|---|--------------------|-------------------|--------------|
| | | mA | Watts | X | mA | Watts | X | | | |
| 25 | 10 | 18.682 | 95.458 | L | 18.807 | 92.966 | L | Q | -0.67 | |
| 24 | 10 | 18.708 | 95.5 | L | 18.697 | 93.221 | L | Q | 0.06 | |
| 23 | 10 | 18.714 | 95.474 | L | 18.702 | 93.162 | L | Q | 0.06 | |
| 22 | 10.001 | 18.721 | 95.451 | L | 18.704 | 93.138 | L | Q | 0.09 | |
| 21 | 10 | 18.721 | 95.427 | L | 18.707 | 93.17 | L | Q | 0.07 | |
| 20 | 10.001 | 18.712 | 95.46 | L | 18.708 | 93.155 | L | Q | 0.02 | |
| 19 | 10 | 18.706 | 95.419 | L | 18.706 | 93.154 | L | Q | 0.00 | |
| 18 | 10 | 18.704 | 95.448 | L | 18.701 | 93.122 | L | Q | 0.02 | |
| 17 | 10 | 18.698 | 95.426 | L | 18.697 | 93.132 | L | Q | 0.01 | |
| 16 | 10 | 18.681 | 95.411 | L | 18.7 | 93.116 | L | Q | -0.10 | |
| 15 | 10 | 18.672 | 95.425 | L | 18.684 | 93.101 | L | Q | -0.06 | |
| 14 | 10 | 18.694 | 95.472 | L | 18.706 | 93.115 | L | Q | -0.06 | |
| 13A | 10 | 18.638 | 95.474 | L | 18.66 | 93.082 | L | Q | -0.12 | |
| 12 | 10.001 | 18.637 | 95.463 | L | 18.654 | 93.036 | L | Q | -0.09 | |
| 11 | 10 | 18.633 | 95.467 | L | 18.657 | 93.021 | L | Q | -0.13 | |
| 10 | 10.001 | 18.628 | 95.441 | L | 18.653 | 93.052 | L | Q | -0.13 | |
| 9 | 10.001 | 18.626 | 95.439 | L | 18.652 | 93.06 | L | Q | -0.14 | |
| 8 | 10 | 18.614 | 95.417 | L | 18.648 | 93.063 | L | Q | -0.18 | |
| 7 | 10 | 18.528 | 95.775 | L | 18.639 | 93.058 | L | Q | -0.60 | |
| 6 | 10.001 | 18.52 | 103.72 | L | 18.628 | 93.028 | L | Q | -0.58 | |
| 5 | 10 | 18.508 | 95.719 | L | 18.619 | 93.031 | L | Q | -0.60 | |
| 4 | 10 | 18.493 | 95.682 | L | 18.622 | 93.019 | L | Q | -0.70 | |
| 3 | 10.001 | 18.473 | 95.707 | L | 18.584 | 93.005 | L | Q | -0.60 | |
| 2 | 10 | 18.457 | 95.703 | L | 18.53 | 93.053 | L | Q | -0.40 | |
| 1 | 10 | 18.423 | 95.703 | L | 18.532 | 93.006 | L | Q | -0.59 | |

3.4.4- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

Hasta el momento se ha hablado de las funciones principales del aceite, y de los componentes que presentes en él afectan sus características, pero el punto de interés ahora es que, para determinar y estar seguros de la calidad del aceite, se hace indispensable la realización de pruebas, haciendo análisis de las mismas y entendiendo lo que se está midiendo, para después poder tomar las medidas correspondientes.

Primeramente se debe saber que al aceite aislante se le pueden realizar un gran número de pruebas, diferentes e independientes entre si, por lo que en este punto no se propone profundizar en el tema, pues no es finalidad de esta tesis, sino más bien dar una visión general de las pruebas para entender los conceptos más comunes de los ingenieros de campo y finalmente encontrar la relación y aplicación con el cambiador de derivaciones.

El abundante número de pruebas que se pueden realizar al aceite se consiguen clasificar en tres categorías o tipos distintos, que son:

- Pruebas eléctricas.
- Pruebas físicas.
- Pruebas químicas.

Estas pruebas, para su mejor comprensión están desglosadas a continuación^[14];

PRUEBAS ELÉCTRICAS
AL ACEITE

- a) Tensión de ruptura o rigidez dieléctrica.
- b) Factor de potencia.
- c) Resistividad.

PRUEBAS FÍSICAS AL
ACEITE

- d) Densidad.
- e) Viscosidad.
- f) Temperatura de congelación.
- g) Temperatura de inflamación e ignición.
- h) Aspecto visual.
- i) Color ATSM.
- j) Análisis estructural.
- k) Tensión mecánica interfacial.

PRUEBAS QUÍMICAS
AL ACEITE

- l) Número de de neutralización o índice de acidez.
- m) Número de saponificación.
- n) Contenido de agua.
- o) Cloruros y sulfatos.
- p) Azufre total
- q) Punto de anilina
- r) Contenido de gases disueltos.

Aunque lo ideal para conocer el estado del aceite con el que se trabajará es realizar todas las pruebas, para tener la información completa de sus propiedades, en la realidad no siempre es posible, ya que esto requeriría de mucho tiempo invertido y a la vez no todas las pruebas nos arrojan información determinante para la toma de decisiones en campo, por lo que, usualmente solo se llevan a cabo ciertas pruebas, las cuales nos permitirán conocer el comportamiento del aceite para las situaciones a las que se verá sometido durante su uso en el transformador.

Entonces, las pruebas que usualmente se realizan para la determinación de las propiedades del aceite y que son útiles en la interpretación de resultados para la toma de decisiones, resultan ser las escritas en los incisos a), b), c), h), n), o) y r).

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y APORTACIONES.

4.1- CONCLUSIONES

En primera instancia se puede concluir que es de suma importancia el cambiador de derivaciones en la red, ya que permite mantener una correcta y segura interconexión entre las redes eléctricas que manejan diferentes magnitudes de tensión eléctrica, proporcionando estabilidad en los perfiles de voltaje y coadyuvando a la función principal del transformador de potencia.

Posteriormente derivado de esta observación se puede hacer notar que la afectación del funcionamiento del cambiador de derivaciones tiene repercusiones simultáneamente, tanto en el funcionamiento del transformador, como en los parámetros eléctricos de la red, por lo que esto posteriormente podría conducir a la pérdida de la función principal de la subestación de potencia, con una desconexión, y finalmente esta tendría repercusión en la red completa.

Así, en conclusión la confiabilidad del cambiador de derivaciones puede afectar positiva o negativamente la confiabilidad de toda la subestación en la cual se encuentre instalado y en consecuencia, de manera secundaria, también se ve afectada la confiabilidad de toda la red eléctrica.

De tal manera que, derivado de la importancia que cobra el cambiador de derivaciones para el funcionamiento de la red eléctrica es importante conocer con más detalle y entender la tecnología con la cual se está trabajando, para posteriormente poder implementar medidas para la protección, el cuidado y la operación, incluso, si se llegase a presentar la oportunidad, se pueden proponer iniciativas para el mejoramiento y optimización de las tecnologías.

Así mismo, se pueden implementar nuevas y mejores estrategias de mantenimiento, tanto para la planeación (de mantenimientos preventivos), como para las acciones que se llevan a cabo durante los mantenimientos, ya sean preventivos o correctivos.

Por otro lado, se debe verificar el correcto funcionamiento del cambiador de derivaciones antes de la energización pero sobre todo antes de la conexión de carga, a través de pruebas que nos permitan conocer directamente el estado del cambiador, de tal forma que podamos eliminar todos los riesgos posibles, ya que una falla puede producir corrientes de cortocircuito con consecuencias catastróficas, provocando daños para el personal de campo y en el aspecto material, no solo en el transformador, sino inclusive en equipo eléctrico aledaño.

Finalmente se puede decir que no solo el punto referente a pruebas nos dará herramientas para salvaguardar la integridad del personal de campo, sino que todos y cada uno de los puntos anteriormente expuestos son importantes, porque entendiendo y conociendo la forma en que funciona el sistema podemos conocer e identificar puntos de riesgo, y tomar las medidas correctas para la prevención de accidentes y errores.

4.2- APORTACIONES.

La escasa literatura que se llega a encontrar acerca de los cambiadores de derivación, usualmente se va a los extremos en lo referente a la especificación técnica, por un lado, en los pocos libros que se encuentra información al respecto dan una descripción tan vaga del equipo que usualmente no se llega ni a la mención de cada una de sus partes, mientras que por otro lado, se llegan a encontrar tesis de doctorado que contienen aspectos demasiado específicos, tal como lo son el estudio de las frecuencias de vibración para efectos de detección de fallas en selectores de tipo interno, o bien, del modelado por computadora de preselectores para el estudio de esfuerzos mecánicos.

Cabe mencionar entonces que esta tesis, abarca los temas inicialmente desde una perspectiva general, para disponer de un conocimiento práctico y profundiza a lo largo de la descripción para tener, a la vez, un conocimiento cada vez más profundo en los temas, de manera que nos permite entender posteriormente los detalles de textos especializados, como lo son las tesis de doctorado, y también dar pauta para un futuro desarrollo de investigación, tan especializado como estas.

Adicionalmente es importante mencionar que esta literatura de doctorado, a la que hago referencia, fue desarrollada en otros países (entre los que destacan España y Alemania) por lo que esta tesis no solo intenta producir una aportación en la literatura, sino que aporta información necesaria para proporcionar las bases del desarrollo e investigación de la tecnología en nuestro país.

En cada uno de los tres primeros capítulos se pueden destacar cosas diferentes, por ejemplo, en el primero se puede destacar, la aplicación de la teoría matemática, tanto para el cambio de parámetros en la red, como para la justificación del funcionamiento en el transformador, ya que este en realidad está cambiando la impedancia del transformador cuando la red está energizada.

En el segundo capítulo, por otro lado, se resalta la descripción del equipo y la función de cada parte del cambiador, por lo que este capítulo da pauta para la investigación de cada una de las tecnologías, entre las cuales se puede destacar el desarrollo que está teniendo la tecnología de interrupción en vacío, ya que continúa en proceso de mejoras, tanto así, que actualmente comienza la modernización de los cuerpos insertables para cambiadores de tipo interno (que contaban con interrupción en aceite) a cuerpos insertables con interrupción en vacío.

Finalmente el tercer capítulo, proporciona en forma general la aplicación de los conocimientos adquiridos en el primero y segundo capítulos, con énfasis en lo práctico busca simultáneamente cumplir con los objetivos en lo referente a proporcionar información práctica para ingenieros de campo y a su vez dar pauta a la investigación y desarrollo de estudios que especifiquen la interpretación de resultados de pruebas, ya que para el caso de cambiadores de derivación las normas y estándares internacionales (como lo es el IEC 60214) no tiene valores normalizados de

pruebas para la aceptación del equipo, y solo contienen los mínimos aceptables en pruebas de fábrica, o bien, simplemente para mejorar la interpretación de resultados en pruebas de campo que nos permitan mejorar el diagnóstico del estado de un equipo o el diagnóstico de fallas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Jacinto Viqueira Landa, "Redes eléctricas I", México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004
- [2] Ing. José Raúl Martín, "DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS", UNAM México, Facultad de Ingeniería, 2ª Edición.
- [3] Stephen J. Chapman, "Maquinas Eléctricas", Universidad de Houston, McGraw – Hill, 2ª Edición.
- [4] John J. Winders, Jr., "Power Transformers Principles and Applications", Marcel Dekker Inc. New York. Basel 2002.
- [5] "TRANSFORMER DESIGN PRINCIPLES With Applications to Core-Form Power Transformers", Robert M. del Vecchio, Bertrand Poulin, Pierre T. Feghali, Dilipkumar M. Shah and Rajendra Ahuja, 2002 by Taylor & Francis.
- [6] "IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms", Fourth edition, Published by The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York.
- [7] "IEC multilingual dictionary of electricity" Published by the Institute of electric and electronics engineers, Inc. through the cooperation of the International Electrotechnical Commission.
- [8] "Manual de transformadores y reactores de potencia Tomo I" Comisión Federal de Electricidad, revisado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas, Segunda Edición, 2007.
- [9] "Manual de transformadores y reactores de potencia Tomo II" Comisión Federal de Electricidad, 2007
- [10] "On-Load Tap-Changers for Power Transformers A Technical Digest" MR Publication, Maschinenfabrik Reinhausen.
- [11] Manuales de cambiadores Oiltap (M, MS, R), Vacutap (V, VR), RMV (II, A), Maschinenfabrik Reinhausen, Gebr. Scheubeck GmbH & Co.
- [12] Manuales de cambiadores ABB (UBB, VRLTC).
- [13] Manuales de Reguladores de Tensión (Tapcon, VC), Maschinenfabrik Reinhausen, Gebr. Scheubeck GmbH & Co.
- [14] Ing. Jose Luis Hernandez H., "Manual de puesta en servicio de autotransformadores de potencia", Gerencia de producción Norte. Región de transmisión norte, Comisión Federal de Electricidad.
- [15] "Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia", Coordinación de Distribución, Comisión Federal de Electricidad.

- [16] Eduardo Barta Pérez, *“Modelado y Simulación del Selector y preselector de un cambiador de tomas en carga”*, Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Mecánica, Leganés, Julio 2006.
- [17] Edwin Rivas Trujillo, *“Detección de averías en cambiadores de tomas en carga de transformadores, basado en el patrón de vibraciones”*, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica, Leganés, Junio 2009.
- [18] NOM 001 - SEDE – 2005 - *“Instalaciones eléctricas”*.
- [19] IEC 60076 – *“Power Transformers”*, International Electrotechnical Commission, International Standard, second edition.
- [20] IEC 60214-1 – *“Tap-Changers – Performance requirements and test methods”*, International Electrotechnical Commission, International Standard, first edition, 2003-02.
- [21] IEC 60214-2 – *“Tap-Changers – Application guide”*, International Electrotechnical Commission, International Standard, first edition, 2004-10.
- [22] IEEE C57.131 – *“Standard Requirements for Load Tap Changers”*, Transformers Committee of the IEEE Power Engineering Society, Approved by Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [23] IEC 60296 – *“Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear”*, International Electrotechnical Commission, International Standard, fourth edition, 2012-2.
- [24] *“Doble Test Procedures”*, Doble Engineering Company, USA PN500-0397.
- [25] IEC 60529 – *“Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)”* International Electrotechnical Commission, International Standard, edition 2.1, 2001-2.
- [26] NMX-J-123-ANCE-2008 – *“Aceites minerales aislantes para transformadores – Especificaciones, muestreo y métodos de prueba”*, Asociación de Normalización y Certificación, A.C.

MESOGRAFÍA

- <http://www.reinhausen.com/es/DesktopDefault.aspx/tabid-11/>
- <http://technav.ieee.org/textui/#%2Forganization%2Fall>
- <http://www.iec.ch/>