



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO.

División de Ciencias e Ingeniería

**METODOLOGIA PARA LA SUPERVISION
Y PUESTA EN SERVICIO
DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.**

TRABAJO MONOGRÁFICO

Para obtener el Grado de:

Ingeniero en Sistemas de Energía.

PRESENTA.

RAYMUNDO CLAUDIO SEGOVIA KING

SUPERVISORES

M.C. EMMANUEL TORRES MONTALVO.

DR. FREDDY IGNACIO CHAN PUC.

M.E.S. ROBERTO ACOSTA OLEA.

Chetumal, Quintana Roo, Noviembre 2011.



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
División de Ciencias e Ingeniería

Trabajo monográfico elaborado bajo la supervisión del Comité de Asesoría y aprobada como requisito parcial, para obtener el grado de:

INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ DE TRABAJO MONOGRAFICO

Supervisor:

M.C. Emmanuel Torres Montalvo

Supervisor:

Dr. Freddy Ignacio Chan Puc

Supervisor:

M.E.S. Roberto Acosta Olea

Chetumal, Quintana Roo, Noviembre 2011.

AGRADECIMIENTOS

Gracias....,

gracias señor gran Arquitecto del Universo, por el don de la vida y la creación de sus cuatro elementos en la faz de la tierra (Tierra-Sol-Lluvia-Aire) para la subsistencia del ser humano; gracias ... santa madre naturaleza, que a través de tus sagradas riquezas que ofreces al hombre en tus múltiples ramas y cadenas alimenticias (la flora y fauna), nos brindas los sagrados alimentos que nutren a nuestro ser día a día; gracias, a la vida, gracias a mi papa, mi mamá, hermanos y familia por darme la atención ,cuidados, amor, educación, principios, valores,...etc; en todo el ser humano que soy hoy en día; gracias...a quienes en su tiempo de vida se despidieron no encontrándose con nosotros en este mundo actualmente y que se han adelantado en el camino del eterno descanso junto a nuestro señor -.Dios.- en el cielo, ... gracias infinitamente...gracias....

Agradezco a cada uno y en forma general (evitando omitir algún nombre) a quienes de una u otra forma contribuyeron incondicionalmente en mi formación profesional: en mi crecimiento, en mi desarrollo, así como en las diferentes etapas de mi vida educativa y personal; entre ellos a mencionar a mi familia, profesores(as), compañeros(as) y amistades dentro y fuera del ámbito del círculo educativo en el que me he desenvuelto para la integración y/o formación profesional de esta sociedad, como en los distintos niveles educativos.

[Preescolar-Primaria-Secundaria-Preparatoria-Universidad].

También otorgo el presente agradecimiento, ya que sin esta oportunidad y apoyo recibido por parte de la empresa [CFE.] y el sindicato [SUTERM] como a su personal técnico del departamento de subestaciones hayan dado las facilidades y contribuido para llevar a cabo el presente trabajo monográfico (teórico-técnico) en la Puesta en Servicio de un Transformador de Potencia 20 MVA (reductor), al igual agradezco a catedráticos de la UQROO-, Asesores-Instructores externos (contratistas) por el apoyo brindado para la realización de este trabajo monográfico.

Universidad de Quintana Roo, División de Ingenierías en Sistemas de Energía,
(Rector/a, catedráticos y estudiantes);

Asesor de Monografía:

MC. Emmanuel Torres Montalvo.

DR. Fredy Ignacio Chan Puc.

M.E.S. Roberto Acosta Olea.

† Ing. Luis Felipe Medina Leyva. (Inicio de monografía)

Ing Reynaldo Villareal

Comisión Federal de Electricidad [CFE.]

Sindicato Único de Técnicos Electricistas de la Republica Mexicana [SUTERM],

(Personal técnico del departamento de subestaciones de la Cfe.)

Personas externas e internas relacionadas en el área de ingenierías.

(Contratistas)

¡¡ ¡ En hora buena, distinguidos profesionistas universitarios. . .mucho éxito...!! !

DEDICATORIA.

El presente trabajo monográfico que expongo para mi obtención de título profesional en grado de Licenciatura en Ingeniería en Sistemas de Energía se la dedico en lo particular a mi familia con respeto, honestidad y esfuerzo; por el apoyo, consejos y confianza brindado en tiempos difíciles y de felicidad en las diferentes etapas de mi vida en el núcleo del seno familiar como a mi novia. (actual esposa e hijo's) :

Padres:

Sr. Mauro Segovia Leon : .
Sra. Celia Dorotea King Ortega .

Hermanos:

Sr. Alberto Melquiades Segovia King y familia (Segovia Villamil)
Sr. Mauro Ernesto Segovia King y familia (Segovia Perales)
Sra. Ana Aymé Segovia King y familia.

Esposa: Sra. Suemi Andrea Kuk Dzul

Hijo-a (s): Leydi Abigail Segovia Kuk;

Suegro (a): Sr. Anselmo Kuk Bote, Sra. Claudia Dzul Cahuich y familia (Kuk Dzul)

Finalmente a quienes de una u otra forma contribuyeron incondicionalmente en mi educación, formación y preparación profesional, así como una fuente de ejemplo a seguir en la superación de uno mismo hacia un proyecto o meta en el que se siembre el fruto de la sabiduría para cultivarlo día a día y cosechar en él, la semilla que se multiplicara en cada descendencia el “fruto del conocimiento” para heredarla de generación en generación:

Universidad de Quintana Roo, División de Ingenierías en Sistemas de Energía, por el apoyo y las facilidades brindadas para la impresión del presente trabajo monográfico, así como, el uso de material didáctico y equipos; de igual forma agradezco a catedráticos y compañeros, estudiantes;

Director de Monografía: MC. Emmanuel Torres Montalvo .-uqroo.

† (Asesor.- inicio de monografía) Ing. Luis Felipe Medina Leyva.

Comisión Federal de Electricidad [CFE.]

Sindicato Único de Técnicos Electricistas de la Republica Mexicana [SUTERM],

(Personal técnico del departamento de subestaciones de la Cfe.)

Personas externas e internas relacionadas en el área de ingenierías.

(Contratistas)

EL ARTE DE SABER VIVIR.

“Vivir es fácil decirlo, pero saber vivir es un arte “... (Anónimo)

Difunde tu identidad, transfiriéndolo en las diferentes fuentes de comunicación existentes, así como, tus conocimientos y experiencias dentro de un ambiente de equidad y género en el que preserve los derechos humanos de quienes no saben.
[RCSK:.]

CONTENIDO.

✧ Objetivo.

✧ Justificación.

PAGINA

CAPITULO I. CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIÓN XUL-HA Y REQUERIMIENTOS DE LA CARGA ELÉCTRICA.	01
1.1 Datos generales.....	02
1.2 Datos técnicos.....	03
1.3 Transformador de potencia	04
1.4 Mejoras en la subestación eléctrica.....	04
1.5 Transformador de potencia futuro.....	05
CAPITULO II. METODOLOGIA PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	06
2.1 Búsqueda de información de transformador de potencia.....	06
2.1.1 Organigrama de personal involucrado para el desarrollo en la metodología	06
2.1.2 Descripción del diagrama de flujo para la metodología en la puesta en servicio.. ...	07
2.1.3 Lista de actividades para el desarrollo en la metodología	09
2.1.4 Preparación de la base del transformador y pileta captadora de derrame de aceite...09	
2.2 Desarrollo en la metodología en la supervisión del montaje y puesta en servicio de un transformador de potencia.....	10
2.2.1 Condiciones de embarque.....	10
2.2.2 Transporte y maniobras de descarga.....	10
2.3 Recepción.....	11

2.3.1	Inspección al llegar al sitio.....	11
2.3.2	Maniobras de descarga de la plataforma de transporte.....	12
2.3.3	Inspección Interna y de accesorios.....	12
2.4	Almacenamiento.....	13
2.4.1	Cuidados del transformador durante el almacenamiento.....	13
2.4.2	Periodos de almacenamiento.....	13
2.4.3	Almacenamientos de accesorios y partes.....	14
2.5	Ensamble del transformador.....	14
2.5.1	Montaje de accesorios y partes.....	14
2.5.2	Montaje de la escalera y aplicación de pintura.....	14
2.5.3	Montajes de banco de enfriamiento.....	15
2.5.4	Montaje del tanque de expansión o conservador, relevador Buchholz y tubería de interconexión.....	15
2.5.5	Montaje de torretas para boquillas.....	15
2.5.6	Montaje de boquillas.....	15
2.5.7	Montaje del relevador mecánico de sobrepresión.....	16
2.5.8	Instalación de otros accesorios.....	16
2.5.9	Alambrado.....	16
2.6	Pruebas de preparación para el llenado de líquido aislante.....	16
2.6.1	Prueba de presión.....	17
2.6.2	Vacío y prueba de abatimiento.....	17
2.6.3	Prueba de abatimiento.....	17
2.6.4	Prueba de punto de rocío.....	18
2.7	Proceso de llenado de líquido aislante (aceite dieléctrico).....	18
2.7.1	Procedimiento para el llenado de líquido aislante con sistema de preservación de tanque conservador con bolsa de nitrilo.....	20

2.8	Instalación y puesta en servicio.....	21
2.8.1	Aplicación de pintura.....	22
2.9	Inspección final y Pruebas eléctricas.....	22
2.10	Reporte de pruebas y resultados.....	23

CAPITULO III. PRUEBAS ELECTRICAS ELEMENTALES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA24

3.1	Objetivo de las pruebas eléctricas a un transformador de potencia	24
3.2	Clasificación de las pruebas eléctricas a un transformador de potencia	24
3.2.1	Rigidez dieléctrica del aceite.	25
3.2.2	Resistencia de aislamiento.	25
3.2.3	Relación de transformación. [TTR]	27
3.2.4	Factor de potencia [Fp]	28
3.2.5	Corriente de excitación.....	28
3.2.6	Resistencia Óhmica.	29

CAPITULO IV. ACEPTACION O RECHAZO DE RESULTADOS.....30

4.1	Criterio de análisis de los valores obtenidos en los resultados de las pruebas Eléctricas.....	30
	Conclusiones.....	32

GLOSARIO.....34

ANEXOS.....35

A Tablas.

B Figuras.

C Formatos.

D fotos.

OBJETIVO GENERAL.

Documentar el procedimiento para la puesta en servicio de transformadores de potencia, de tal forma que toda persona interesada e involucrada en el área de ingeniería eléctrica pueda contar con una guía que facilite la supervisión con base en un desarrollo metodológico y a la unificación de criterios mediante la recopilación de bibliografías, manuales, y fuentes electrónicas para determinar las condiciones que guarda el equipo para su puesta en servicio, y aumentar la vida útil del equipo.

OBJETIVOS PARTICULARES.

- Recabar información de manuales, reglamentos, normas nacionales o internacionales respecto a la puesta en servicio de transformadores.
- Analizar los procedimientos vigentes a fin de comparar y unificar criterios.
- Verificar y Supervisar el procedimiento apropiado para la puesta en servicio.

JUSTIFICACION.

El presente trabajo monográfico está enfocado al análisis de los procedimientos y lineamientos de las Normas de la Comisión Federal de Electricidad [CFE.] en su aplicación a la puesta en servicio de un Transformador de Potencia; el cual, permitirá a toda persona interesada e involucrada en la ingeniería eléctrica, el conocer y aplicar los procedimientos de forma adecuada para la toma de decisiones de acuerdo a los valores que resulten en las pruebas eléctricas efectuadas en algún componente del equipo y con ello permita determinar su condición actual respecto a eficiencia en operación, aislamiento, corriente de excitación, relación de transformación, factor de potencia, humedad residual y todo elemento que permita la realización de una prueba eléctrica al equipo en base a los lineamientos establecidos por la CFE; con el objetivo de incrementar la vida útil del equipo, minimizar los gastos de mantenimiento, brindarle mayor confiabilidad al sistema eléctrico y seguridad, así como, descartar toda posible falla antes y durante su operación.

El participar en la puesta en servicio de un Transformador de Potencia permite a nivel académico y personal, enriquecer los conocimientos teórico-técnicos al igual que adquirir experiencia al comparar y comprender lo aprendido a lo largo del estudio académico en su comprensión y aplicación directa en el campo laboral respecto a lo teórico mediante la supervisión, montaje e instalación en la puesta en servicio de un Transformador de Potencia, siguiendo la metodología y lineamiento establecidos bajo las Normas de la CFE. para la puesta en servicio de equipos de potencia.

Este aprendizaje, favorece a ampliar los conocimientos y obtener mayor experiencia en el área de energía eléctrica de potencia, así como, complementar la formación profesional como estudiante universitario de esta casa de estudios, además de facilitar el enfoque en lo particular hacia una especialización en la puesta en servicio de equipos de potencia y el mantenimiento en general de un transformador y todo equipo primario relacionado al mismo. Por otra parte como conclusión; es de interés particular manifestar la falta de información bibliográfica, prácticas y recabación de experiencias profesionales en nuestra casa de estudio, que permitan una mejor preparación a futuros profesionistas en área de ingeniería eléctrica de potencia.

CAPITULO I.

CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIÓN XUL-HA Y REQUERIMIENTOS DE LA CARGA ELÉCTRICA.

Introducción

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de un país y la calidad de vida de sus habitantes, así como un detonante para el desarrollo económico. Quintana Roo, siendo un estado joven dentro de la Republica mexicana, está siendo proyectada principalmente a una zona turística cuya demanda energética es creciente y acelerada; por lo cual, se vuelve de vital importancia contar con un sistema eléctrico confiable y seguro. La energía eléctrica en la ciudad de Chetumal es suministrada por medio de la subestación Xul-Ha, la cual, es punto medular para el suministro de energía eléctrica.

La Comisión Federal de Electricidad [CFE] cuenta con una planeación para el logro de sus objetivos y metas de corto, mediano y largo plazos, en correspondencia con las oportunidades y amenazas que ofrece el entorno, aprovechando las mejores opciones de inversión y producción de energía que permitan satisfacer la demanda presente y futura de electricidad a costo global mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad.

Para contar con la energía eléctrica necesaria para el crecimiento y desarrollo del país, la CFE construye centrales generadoras, líneas y subestaciones que producen, transmiten, transforman y distribuyen la energía eléctrica a lo largo del país.

La generación de energía eléctrica requerida por la población, la industria, la agricultura, y los servicios, se realiza con diferentes tipos de centrales, dependiendo de la generación de que se trate, ya sea termoeléctrica, hidroeléctrica, turbogas, geotérmica, nuclear, carboeléctrica y eólica. Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con redes eléctricas de transmisión y de distribución de alta, media y baja tensión.

A través del Centro Nacional de Control de Energía se optimiza la infraestructura física, equilibrando la demanda que requieren los consumidores finales en condiciones de cantidad, calidad y precio. Para que la energía llegue a los hogares y sectores de la economía, CFE cuenta con una red de líneas y subestaciones de distribución lo que, aunado a diferentes medios de atención electrónica altamente eficientes, permite ofrecer una atención orientada a la satisfacción del cliente, con criterios de competitividad y sustentabilidad (Ver anexo B figura 4).

En la Fig. 1 se muestra el proceso requerido para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de la población, es claro que se requiere de una organización y coordinación para proyectar el crecimiento de las plantas de generación que provean del flujo eléctrico necesario para satisfacer la demanda y brindar al usuario un servicio eléctrico de calidad de acuerdo a sus necesidades.



Figura 1. Coordinación para la transportación del flujo eléctrico hacia el consumidor

1.1 Datos generales.

La subestación eléctrica Xul-Ha, se encuentra ubicado a la salida de la Ciudad Capital de Chetumal, Quintana Roo a una distancia aproximada de 22km con dirección a la carretera Chetumal – Poblado San Felipe Fuerte, conocido como Laguna de Bacalar o bien “La Laguna de los Siete Colores”, con un tiempo de trayecto a la subestación Xul-Ha en vehículo de 20 minutos.

La Subestación Xul- Ha, fue inaugurada el 30 de Noviembre de 1982 por el C. Presidente de la Republica Lic. José López Portillo; con una capacidad de 1,246 MVA y con una tensión de 115/34.5/13.8 KV, es considerada como una Subestación reductora, con una forma de operar del tipo intemperie y con un arreglo de barra principal y barra de transferencia.

La energía eléctrica es generada y transmitida desde la Ciudad de Mérida Yucatán, por medio de una Unidad Generadora de Turbo Gas (MERIDA II) y es transformada para posteriormente ser transmitida con los parámetros eléctricos adecuados a través de sus líneas de alta tensión, pasando por diferentes subestaciones a su paso que permiten recuperar las perdidas por caída de tensión y que se encuentran interconectadas a la Red del Sistema Eléctrico Nacional hasta llegar a la Subestación **Ticul**, la cual, se encarga de recibirla, para transformarlo nuevamente a los parámetros eléctricos adecuados y dar continuidad al flujo de energía eléctrica a las siguientes subestaciones a su paso como son **Polyuc**, **Lázaro Cárdenas** y posteriormente a la Subestación **Xul Ha**, para su distribución a la Ciudad Chetumal y poblados cercanos, cubriendo así, la demanda de los usuarios de manera satisfactoria.

Para lograr este proyecto y cumplir los objetivos se requerirá de: tiempo, recursos económicos, personal humano, material, herramientas y equipos hasta concluir cada etapa y cubrir el ciclo planeado para la transportación del flujo eléctrico.

1.2 Datos técnicos.

La Subestación Xul-Ha, entra en el área de transformación, subtransmisión, distribución y cuenta con tres líneas transmisión que salen del bus de 115KV, en donde una de ellas abastece de energía al país vecino de Belice, cabe mencionar que es la única línea relevante en el sureste de Estado; la segunda y tercera se interconectan a las subestaciones reductoras con una tensión a la llegada de 115KV, donde se lleva a cabo la distribución en 34.5KV respectivamente a toda la ciudad y poblados cercanos; del mismo bus de 115KV, sale un puente que alimenta a un transformador reductor con una conexión DELTA – ESTRELLA (de 115/34.5KV), con una capacidad de $P= 12/16/20\text{MVA}$ y una impedancia de $Z= 9.29-12.51-15.57\%$, que alimenta a un bus de 34.5KV, de donde se alimenta a poblaciones cercanas a la ciudad, el cual ya presenta fuga de aceite (en indicador de temperatura), en una de las boquillas del lado baja, por lo que además, por el tiempo en servicio es necesario el mantenimiento general por seguridad y confiabilidad en el sistema eléctrico, por lo que también se ha considerado dentro de los planes de modernización al desear incrementar la confiabilidad de la carga (Ver anexo A tabla 2).

En el bus de 34.5KV se encuentra conectado un transformador de 13.8kV/440-220V, para los servicios propios de la caseta de control de la subestación. En la Fig. 2 se muestra el diagrama unifilar esquemático de la subestación Xul-Ha.

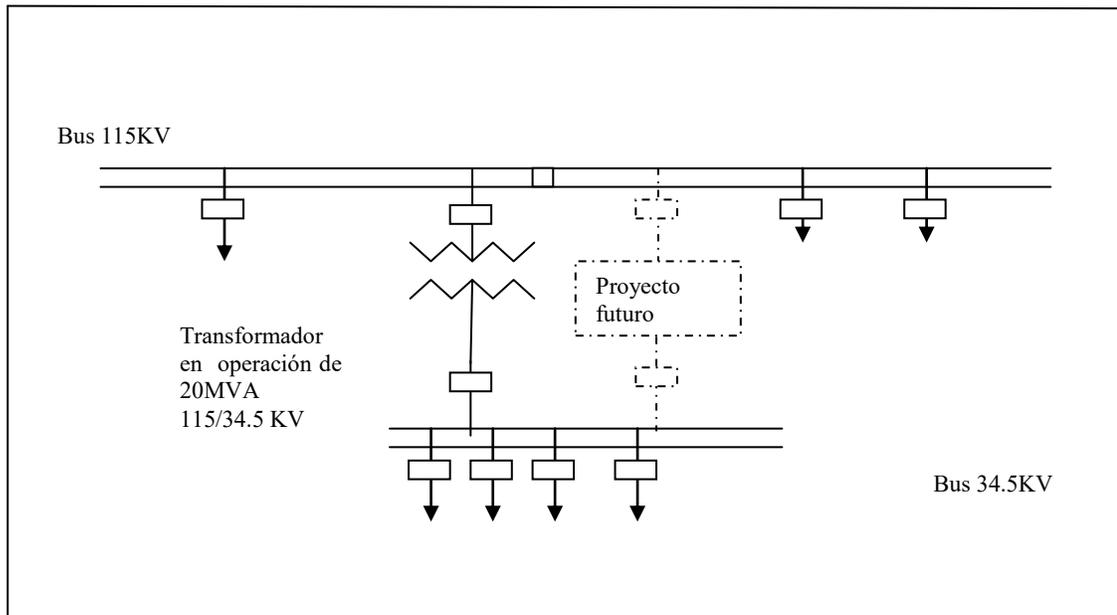


Figura 1.2 Diagrama unifilar de la subestación Xul Ha

1.3 Transformador de potencia

El transformador se puede definir como un dispositivo en donde dos o más circuitos eléctricos (bobinas) están acoplados magnéticamente a través de un flujo magnético que circula por el núcleo magnético las bobinas se colocan sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo magnético concentrado en el núcleo cuyo camino principal está determinado por el circuito magnético del material magnético, dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.

Los transformadores de potencia instalados específicamente en subestaciones cumplen con una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia. Transforman el voltaje del sistema de un nivel nominal a otro y deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia una parte particular del sistema o hacia la carga (en su caso). Debido a esto, el transformador de potencia es el equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación eléctrica.

En la Tabla 1.1 se muestran las características del transformador de potencia que se encuentra en servicio en la subestación Xul-Ha.

Tabla 1.1 Característica eléctrica del transformador de potencia.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Conexión	Tensión [KV]	Impedancia [%]	Capacidad [MVA]	Nomenclatura
Delta-estrella	115/34.5	7.74/10.36/12.95	12/16/20	Xul T-5

1.4 Mejoras en la subestación eléctrica.

Debido al crecimiento de la ciudad de Chetumal y sus alrededores, se estimó en el 2003 que para cubrir la demanda de manera confiable y eficiente, se requiere de la instalación de un segundo transformador de potencia, que opere en paralelo con el transformador actual Xul - T5 con lo cual se tendría la cobertura del 100% de la demanda. Además, el operar con dos transformadores en paralelo proporciona mayor flexibilidad al sistema cuando se realicen los trabajos de mantenimiento y/o maniobras de cualquier tipo.

1.5 Transformador de potencia a futuro

Tabla 1.2 Característica eléctrica del transformador de potencia.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA PROYECTADO				
Conexión	Tensión [KV]	Impedancia [%]	Capacidad [MVA]	Nomenclatura
Delta-estrella	115/34.5	9.29-12.51-15.57	12/16/20	Xul T-futuro

En conclusión con la instalación de este equipo se tendría una cobertura del 100% en la demanda futura, así como, una mayor confiabilidad en el sistema eléctrico de la subestación, en los trabajos de mantenimiento como en respaldo de carga (Ver anexo A Tabla 2).

CAPITULO II. METODOLOGÍA PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

2.1 Búsqueda de información de transformador de potencia.

El punto de partida como estudiante para la puesta en servicio de un transformador se basa en la recopilación de información del tema de interés disponible en diferentes fuentes como son: medios electrónicos, manuales de proveedores de equipos (ABB; PROLEC; entre otros fabricantes) y experiencias de personal altamente capacitado involucrado en el proceso del montaje de componentes, accesorios, conexiones, alambrado, tratamiento de aceite y de las pruebas eléctricas esenciales aplicables al equipo de forma que cumpla con los lineamientos que indica la norma americana IEEE, ANCE 1999, la norma NOM-001-SEDE 2005 y finalmente en el protocolo de normas de la CFE; para efectuar los procesos apegados a sus lineamientos para la puesta en servicio de transformadores.

La base fundamental en la realización del presente trabajo monográfico es la recopilación de información para documentar el procedimiento para la puesta en servicio de transformadores de potencia como un modelo a seguir, de tal forma que toda persona interesada e involucrada en el área de ingeniería eléctrica pueda contar con una guía que facilite la supervisión con base en un desarrollo metodológico y a la unificación de criterios mediante la recopilación de bibliografías, manuales, y fuentes electrónicas para determinar las condiciones que guarda el equipo para su puesta en servicio, aumentar la vida útil del equipo, la seguridad del personal y los instrumentos de medición.

2.1.1 Organigrama de personal involucrado para el desarrollo en la metodología

Para efectuar los trabajos de manera organizada y programada para la puesta en servicio de un transformador de potencia, es necesario se lleve a cabo una buena aplicación en la comunicación y sus responsabilidades de cada área involucrada como de sus funciones dentro de cada actividad programada cronológicamente, con la finalidad de obtener buenos resultados en los avances de cada actividad.

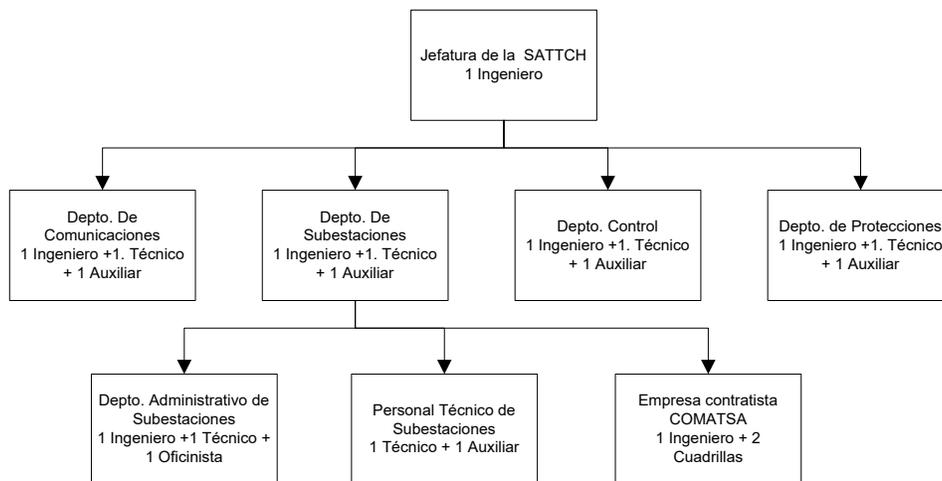


Figura 2.1. Organigrama de personal involucrado en la puesta en servicio de un transformador.

2.1.2 Descripción del diagrama de flujo para la metodología en la puesta en servicio.

En este punto se da a conocer de manera sintetizada el procedimiento a seguir por el personal involucrado, para realizar de manera programada y organizada de las actividades a efectuar en la puesta en servicio de un transformador de potencia, en el que tiene por objetivo llevar un orden en la realización del proceso e inspecciones de cada departamento involucrado como de las actividades que les corresponde a los mismos y al proveedor a través de su personal. Esto llevará consigo los buenos resultados obtenidos durante la inspección, el proceso y de las pruebas eléctricas efectuadas al equipo; permitiendo así el aseguramiento para la buena operación del equipo en operación.

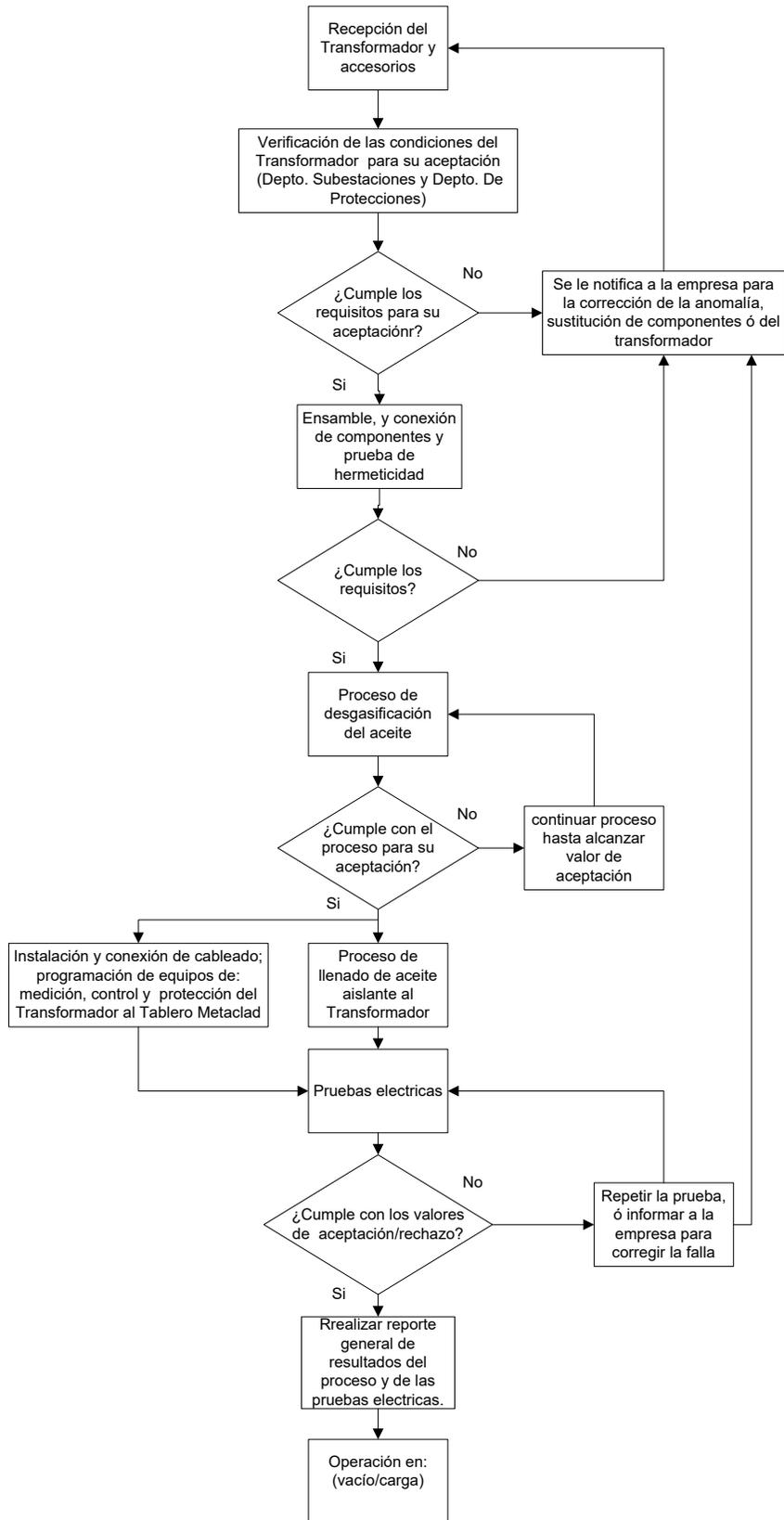


Fig. 2.2 Diagrama de flujo para la metodología en la puesta en servicio de un transformador de potencia.

2.1.3 Lista de actividades para el desarrollo en la metodología

A continuación se describe una lista de actividades para efectuar los trabajos de manera organizada y programada para la puesta en servicio de un transformador de potencia, el cual se detallará en los siguientes capítulos.

1. Preparación de base del transformador.
2. Recepción e Inspección del transformador y sus componentes.
3. Maniobras de descarga del transformador y de sus componentes.
4. Ensamblaje de elementos y accesorios del propio transformador.
5. Pruebas de preparación antes del llenado de líquido aislante (aceite dieléctrico).
- Presión. - Vacío y Abatimiento - Punto de rocío.
6. Proceso de llenado de líquido aislante (aceite dieléctrico).
7. Vaciado de líquido aislante (aceite dieléctrico).
8. Aplicación de pintura.
9. Inspección general.

2.1.4 Preparación de la base del transformador y pileta captadora de derrame de aceite.

Antes de dar inicio con todas las actividades relacionadas con la puesta en servicio del transformador futuro, se elaboro la base de concreto a nivel del suelo con tiempo, antes de ser transportado el transformador con una anticipación aproximadamente de tres meses para recibir el transformador de potencia y ser colocado en el lugar indicado. (Ver anexo B figura 1). Como es la elaboración de la cimentación, el dado y el área perimetral de prevención de derrame de aceite hacia el suelo (área perimetral recolectora), en caso de que hubiera una falla severa del propio transformador que operara la válvula de sobrepresión o bien conocido como cuello de ganso, se tendría como finalidad el área perimetral recolectar el aceite derramado, para proteger o bien reducir al máximo la afectación por filtración de aceite hacia el manto freático, el cual a través de gravedad se recolectara en una cisterna con la capacidad necesaria que permita recolectar dicho derrame en caso de ocurrir algún incidente. La Tabla 2.1.4, muestra las dimensiones de la fosa recolectora: el dado, la pileta, así como la capacidad de aceite contenerse en la misma con el fin de evitar una contingencia al manto freático son las siguientes:

Tabla 2.1.4 Dimensiones de la pileta recolectora.

DIMENSIONES BASE DEL XUL T-8 FUT.	ALTURA (M)	LARGO (M)	ANCHO (M)	VOLUMEN (M ³)
DADO	0.70	2.60	2.60	473.2
PILETA	0.70	6.90	3.30	1 501.5
* ÁREA RECOLECTORA (SEPARACIÓN: DADO/PILETA)				1 028.3

*El aceite recolectado, tendra a dirigirse por gravedad a una cisterna almacenadora, con la capacidad suficiente de recepción total del aceite del transformador derramado.

2.2 *Desarrollo en la metodología en la supervisión del montaje y puesta en servicio de un transformador de potencia.*

En este subtema se presentan los criterios empleados por personal capacitado en la puesta en servicio del transformador, apegándose a los procedimientos, técnicas y lineamientos adecuados, para que de esta manera se eliminen las posibilidades de falla e incrementarle una vida útil satisfactorio al equipo en su tiempo de operación normal con carga.

A continuación se describe el desarrollo de la metodología para la supervisión del montaje y puesta en servicio de un transformador de potencia.

2.2.1 *Condiciones de embarque.*

Por lo general los transformadores de potencia se embarcan conteniendo en su interior gas Nitrógeno o aire seco. Por lo que deberá verificarse la presión de gas, de preferencia cada 24 horas, o en caso dado, cada tercer día máximo recomendable como intervalo de tiempo de inspección.

El tanque principal deberá embarcarse y sellarse con Nitrógeno o aire seco a una presión positiva regulada a 5Psi (0.35kg/cm²). Una recomendación para quien vaya a realiza la transportación, es llevar botellas o cilindros adicionales de gas como repuesto, para el caso que hubiera fuga o goteo por regulación sea compensado la presión; así como reportarlo cuanto antes al proveedor para tomar las medidas pertinentes y evitar daños al equipo posteriores.

Al instalar el transformador en la plataforma se debe tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. El centro de gravedad marcado en el tanque principal, deberá considerarse por el transportista, el símbolo.
2. La totalidad de la base del transformador deberá apoyarse sobre la plataforma.

El tanque debe sujetarse a la plataforma en los puntos que se proveen en el tanque., así como, se deberá de instalar un registrador de impacto en las tres direcciones, colocado en la tapa de un registro hombre.

2.2.2 *Transporte y maniobras de descarga.*

Durante la transportación se le recomienda al transportista, tres puntos importantes a cuidar:

- a) Realizar inspecciones durante su traslado del equipo a fin de mantener una presión positiva del valor de 5Psi (0.35kg/cm²) por medio de equipo de Nitrógeno o aire seco. Este equipo tendrá la función a través de la inspección del transportista regular la presión a niveles aceptables y cualquier cambio de nivel de presión por cambios de temperaturas del medio ambiente o altitud, sea corregida en un rango aceptable del valor original.

- b) Mantener los impactos (Impactometro) en valores inferiores a:
- Aceleración horizontal en los dos ejes 1.50g.
 - Aceleración vertical 1 0.50g.

Los impactos con valores mayores a los antes señalados podrían causar daño al transformador.

- c) Mantener el transformador horizontalmente. La inclinación máxima permitida en el plano horizontal en los dos ejes es de 15° grados. Los radiadores, ventiladores, boquillas, etc. Se embarcan por separados en cajas debidamente enumeradas e identificadas. Los radiadores, tanque conservador, etc., son embarcados con bridas ciegas y empaques en todas sus aberturas. Estos accesorios, a excepción del tanque conservador, se embarcan en jaulas de madera (huacales).

Como recomendación al personal que este efectuando el embarque en los huacales o bien, quien este supervisando el trabajo, no se deberá estibar juntos más de dos accesorios por caja o jaula (excepto en los radiadores, en los cuales se pueden estibar un máximo de hasta cuatro piezas).

2.3 **Recepción.**

2.3.1 *Inspección al llegar al sitio.*

Al recibir el transformador en sitio y antes de bajar el tanque principal de la plataforma, deberá efectuarse una minuciosa inspección externa, así como del registrador de impactos instalado. Cualquier medición registrada mayor a lo establecido se deberá considerar como manejo rudo y deberá reportarse al proveedor, y al transportista. Cualquier daño que existiera, a consecuencia de los movimientos, golpes amarres, etc., deberá ser reportado.

Se deberá medir las condiciones de presión, el contenido de oxígeno, y punto de rocío del Nitrógeno. La presión deberá ser positiva, el contenido de oxígeno deberá ser menor al 1%, y el punto de rocío similar al valor que se obtuvo en la fábrica., de ser diferentes estos valores, deberá darse aviso al proveedor cuanto antes. Estos valores obtenidos, deberán ser registrados.

Los accesorios en caja, en guacales o por separado, deberán ser revisados. En caso de existir golpes o sellos violados dar aviso en el momento al transportista e informar de igual forma al proveedor. Se deberá revisar su contenido conforme a las listas de control de embarque respectivas.

Se deberá de levantar un reporte de las condiciones en que llegaron el equipo y sus accesorios, ver punto 2.2.1, inciso b.

2.3.2 *Maniobras de descarga de la plataforma de transporte.*

El transformador debe de manejarse siempre en la posición vertical normal. El ángulo de inclinación máximo permitido en los dos ejes del plano horizontal es de 15° grados.

Si la maniobra es conducida con grúas, deberá hacerse por personal capacitado en el manejo de la grúa, el izaje así como tomar todas las medidas de seguridad personal como del propio equipo. Se deberá usar estrobos, utilizando los cuatro puntos previstos en el tanque. Los estrobos deberán ser de la misma longitud, forma y con la capacidad resistente que permita el esfuerzo. Las orejas para levantar la unidad completa están diseñadas para que las maniobras, se hagan con la tapa instalada. Al utilizar los estrobos adecuados, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- las forma de las orejas para izaje
- el peso del transformador (con o sin aceite)

Si es utilizado gatos hidráulicos para levantar el transformador deberá utilizarse las cuatro bases para gato localizadas en el tanque principal. Los cuatro gatos deberán ser operados simultáneamente, levantando la misma distancia cada vez, .si lo anterior no es posible, accionar dos gatos del mismo lado simultáneamente a una altura, y posteriormente levantar los otros dos del lado opuesto. La diferencia entre ambos lados no debe ser mayor de 40 mm.

Cuando se requiera maniobras de deslizamiento, deberá colocarse rieles o patines para deslizar el tanque. En caso de utilizar rieles, estos deberá de ser de 2.5” (63.5 mm) de ancho. Utilizando dos rieles por cada esfuerzo de la base. Lo anterior supone que el movimiento será en el sentido perpendicular a la parte más ancha de la base del tanque.

El tanque principal deberá quedar colocado en su posición final, debidamente anclado, utilizando las bases para anclaje provistas en la base del transformador.

2.3.3 *Inspección Interna y de accesorios.*

Antes del ensamble, se deberá hacer una minuciosa inspección interna, para asegurarse que las partes internas no sufrieron desplazamiento durante el transporte y/o las maniobras de descarga. En particular atención deberá ser puesta en el cambiador de derivaciones y/o puntas de este, transformador (es) de corriente, sujeciones de puntas, etc.

En el caso de que el equipo se haya embarcado con Nitrógeno, antes de iniciar la inspección interna, el Nitrógeno deberá reemplazarse totalmente por aire seco, por seguridad del personal que entre al tanque principal, pueda respirar. El aire deberá de tener un punto de rocío máximo de - 60°C y contener un mínimo de 19.5 % de oxígeno para evacuar el Nitrógeno, hacer vacío. Después romper vacío con aire seco a razón de un valor de 12m³/HR hasta tener una presión positiva de aproximadamente de 0.5 Psi, (ver punto 2.6.2.)

Durante la revisión interna, por seguridad del personal deberá usar (nuevo):

Ropa limpia de algodón (de preferencia color blanco y sin accesorios), tapa boca y, portar zapato con suela de hule, resistentes al aceite libres de partes metálicas (clavos, rebabas, etc.), el personal no deberá usar o portar en su ingreso al interior del equipo a inspeccionar ningún tipo de objeto (anillos, pulseras, reloj, etc.) que pueda ocasionar el olvido de los mismo en su interior caídos accidentalmente, etc.; ocasionando pérdida de tiempo en la extracción o bien provocar falla interna en los procesos siguientes y/o en la energización del equipo), recomendable NO TRABAJAR en el interior del equipo, si la humedad relativa ambiente excede el 60 %,

El tiempo máximo de exposición que se recomienda para valores no mayores del punto anterior, es de 12 horas (acumuladas). En el evento de requerir mayor tiempo, se deberá hacer un proceso de vacío, de acuerdo al siguiente proceso:

- Crear un vacío dentro del transformador,
- Si después de un periodo de tiempo de 4 horas, el vacío no ha llegado a 1000 micrones es un indicativo de existencia de fugas (ver punto 2.6.2),
- Todos los accesorios deberán revisarse uno por uno, y cualquier daño deberá darse solución, o en su caso reponer los componentes dañados por nuevos; también se deberá revisar que todos los accesorios estén disponibles en el sitio (área de trabajo).

2.4 *Almacenamiento.*

2.4.1 *Cuidados del transformador durante el almacenamiento.*

Cuando el transformador sea recibido en sitio, tan pronto como sea posible el personal a cargo deberá tomar lectura de la presión interior del tanque, las lecturas deberán ser tomadas con temperatura y presión barométrica. Si la presión del gas seco en el cilindro esta baja (200 Psi o menor), deberá cambiarse el cilindro por un cilindro con presión de gas normal recargado completamente.

2.4.2 *Periodos de almacenamiento.*

El periodo de almacenamiento se inicia en el día en que el transformador es recibido por el cliente, y termina el día de la energización. Es práctica usual el ensamblar completamente el transformador en el sitio en donde vaya a estar localizado, aun cuando la unidad sea almacenada por un periodo de tiempo de varios meses antes de energizarlo. Durante el periodo de almacenamiento, el transformador puede contener: Nitrógeno seco, aire seco o líquido aislante para transformador.

El transformador puede ser almacenado con gas seco, sin problema alguno, hasta un periodo de tiempo de 90 días.

Si el transformador ha sido almacenado (conteniendo gas seco en el interior del tanque) por un periodo mayor a 90 días, se deberá aplicar un proceso de reimpregnación de liquido aislante a los aislamientos del transformador, así como también un proceso especial de llenado y un poco de desgasificación del liquido aislante o aislante del transformador.

El transformador que haya sido almacenado con este aceite, será sometido a prueba de rigidez dieléctrica, así como de otras pruebas, (dependiendo del tiempo de almacenamiento) se juzguen necesarias antes de energizarlo, ver punto 2.7.

2.4.3 Almacenamientos de accesorios y partes.

Las boquillas se embarcan en cajas de madera. Las boquillas tipo condensador deben ser almacenadas con la parte superior elevada a un ángulo de 20° grados con respecto a la horizontal, dentro de la caja de embarque. (Informarse con el instructivo del fabricante).

En el caso de que los accesorios no sean montados inmediatamente después de que el transformador es recibido, estos deberán ser protegidos contra daño o extravío durante su almacenamiento.

2.5 Ensamble del transformador.

2.5.1 Montaje de accesorios y partes.

El ensamble del transformador incluye:

- 1.- Radiadores
- 2.- Tanque o deposito contenedor de aceite
- 3.- Deposito Silica Gel
- 4.- Cuello de ganso o válvula de presión
- 5.- Válvula buccholz.
- 6.- Boquillas (de alta, y de baja)
- 7.- Apartarayos
- 8.- Medidores o indicadores de temperatura (aceite, devanados)
- 9.- Ventiladores de enfriamiento
- 10.-Gabinete de control, etc. (el orden del montaje de los accesorios puede tenerse variaciones, ya que no es el mismo para todos los tipos de transformadores) debiéndose adecuarse en función del tipo de construcción del equipo y las condiciones ambientales.

Al concluir con los trabajos de ensamblaje e instalación de los accesorios del transformador por el personal, se debe de reafirmar y verificar físicamente el reapriete de tornillería de todos los elementos instalados que componen al propio transformador

2.5.2 Montaje de la escalera y aplicación de pintura.

Antes de comenzar cualquier otra actividad se recomienda montar la escalera, la cual dará facilidad de movimiento al personal haciendo más eficiente las actividades programadas para la instalación del propio equipo.

Debido al manejo de la unidad durante el transporte, las maniobras realizadas en el campo, o por cualquier otra causa del manejo y transporte, la pintura podría dañarse; de ser así, deberá procederse a restaurarlo, ver punto 2.8.1.

2.5.3 *Montajes de banco de enfriamiento.*

El primer paso en el ensamble de la unidad de enfriamiento, es colocar los soportes y la tubería de alimentación y de retorno de su lugar. El siguiente paso será colocar las bombas, radiadores, y por ultimo colocar los ventiladores al banco de enfriamiento.

Antes de retirar las bridas ciegas, montados en los cabezales, en los radiadores, etc., se debe de inspeccionar que las válvulas funcionen correctamente y queden completamente cerradas. Las superficies de las bridas deberán estar libres de impurezas, tales como: polvo, rebaba metálica, grasas etc.

2.5.4 *Montaje del tanque de expansión o conservador, relevador Buchholz y tubería de interconexión.*

El tanque de expansión debe ser montado directamente sobre los soportes previstos para ello, ya sea sobre la pared del tanque, o sobre la tapa. En primer lugar se deberá ensamblar la estructura-soporte para posteriormente colocar el tanque conservador, para posterior seguir con la instalación de tuberías entre tanque conservador y tanque principal.

Para el montaje del relevador buchholz y válvula de paso, el primer paso será conectar esta a la tubería que conecta al tanque de expansión. Después instalar el relevador buchholz horizontalmente (a nivel de tal manera que la flecha indique hacia el conservador). Finalmente, hacer la conexión del tanque.

2.5.5 *Montaje de torretas para boquillas.*

El montaje de las torretas para boquillas, deberá ser de una por una, planeando el orden de la instalación de estas, para minimizar el tiempo de exposición del interior del tanque. En el caso de que las torretas sean desmontables, cada torreta en particular cuenta con orejas de izaje para facilitar las maniobras de ensamble. Al quitar la tapa ciega del tanque principal y de la torreta, limpiar las bridas que estarán en contacto, y poner empaques nuevos, tapar el agujero con una cubierta de plástico mientras no se inicie el descenso de la boquilla.

Las bridas ciegas de las torretas correspondientes a las boquillas deberán permanecer en su lugar, hasta que se procedan a instalar las boquillas.

2.5.6 *Montaje de boquillas.*

Cuando se proceda a levantar boquillas de gran tamaño, se deberá tener cuidado con las partes de porcelana, especialmente en los puntos en los que la cuerda hace contacto. La inclinación de la boquilla podrá ajustarse con la cuerda guía, cuando se levante la boquilla se deberá considerar la posición que deberá tener el indicador de nivel de aceite, deberá estar uno mismo muy pendiente. Cuando la boquilla esta próxima a su posición final, se deberá guiar correctamente, hasta llegar al punto base de asentamiento.

El ensamble de las boquillas se hará de acuerdo a los siguientes puntos:

- a) En caso de que la Boquillas sea con pernos desmontable. En este tipo de boquilla la punta del devanado esta soldada a un extremo de la propia barra conductora de la

boquilla. La barra del extremo superior normalmente se embarca normalmente colocada dentro de la boquilla junto con la tortillería de unión requerida.

- Primero se deberá ensamblar las dos partes que forman la barra.
- Sujetar la barra conductora con una cuerda guía, de longitud y resistencia suficiente para llevar la barra a través de la boquilla, hasta que esta descienda hasta su posición final, o sea en la brida de la tapa. Cuando la barra este en la parte superior, colocar el pasador firmemente para que descargue el peso de la barra sobre el mismo, y evitar que se caiga el perno al interior del tanque.
- Completar el ensamble del extremo superior de la boquilla ajustando los componentes de acuerdo a las instrucciones del proveedor del equipo, ya que este tipo de boquillas normalmente se utiliza para Alta Tensión y en capacidad de boquilla igual o mayor a 1200 A.

b) En caso de que la Boquillas sea con perno fijo. Cada boquilla se unirá a con el cable correspondiente que se encuentra dentro del transformador. El cable interior puede tener zapata que se atornille directamente al perno de la boquilla o se conecte a un conector interno, el cual deberá tenerse instalado en la boquilla.

2.5.7 Montaje del relevador mecánico de sobrepresión.

El Montaje del relevador mecánico de sobrepresión, en la mayoría de los casos se realiza sobre un tubo localizado en la tapa del tanque.

2.5.8 Instalación de otros accesorios.

Después de los trabajos de instalación de los accesorios principales del transformador proceda a instalar termómetros, relevadores térmicos, etc. Para mayor información, se podrá encontrar en el instructivo del proveedor que acompaña al equipo.

2.5.9 Alambrado.

El alambrado de los circuitos de protección es el trabajo final en el ensamble exterior del transformador. El cableado ira a través de tubería conduit rígida o flexible para protegerlo de la intemperie.

2.6 Pruebas de preparación para el llenado de líquido aislante.

Antes de llenar el transformador con aceite, se deberá de hacer una serie de pruebas, tales como; estanquidad, eliminación de fugas, prueba de vacío para extracción de gases, y pruebas de punto de rocío.

2.6.1 Prueba de presión.

Después de completar la instalación de todas las partes o accesorios del transformador, se deberá de realizar una prueba de presión, y detectar si existen fugas en el transformador. Por cuestiones prácticas es recomendable realizar las pruebas de presión a las partes del transformador, que así lo permitan, por separado: tanque principal, tanque de expansión con tuberías y válvulas, etc., para después hacerle la prueba a la unidad completa.

Para realizar la prueba de presión deberá usarse Nitrógeno de alta calidad o aire seco llevando la presión en el interior de las partes al valor de 8 Psi (0.56 kg/cm²).

Deberá utilizarse alguno de los métodos convencionales en la detección de fugas que pueden ir desde el uso de agua con jabón hasta detectores de fuga con el uso de ultrasonido. La inspección deberá realizarse sobre todas las uniones, ya sean soldadas o atornilladas. Registre la presión y la temperatura de Nitrógeno o aire seco mientras lo mantenga en el interior de las partes del transformador.

La presión no debe cambiar en 24 horas, una vez aplicado el gas, permita que se establezca por una hora antes de iniciar la prueba. En caso de detectar alguna fuga de gas deberá repararse y efectuar nuevamente la prueba de presión hasta dejar la unidad sin fuga, para poder proseguir con las siguientes actividades. No olvidar que el transformador no deberá estar expuesto al ambiente por un lapso de tiempo mayor de 12 horas.

(ver anexo C formato 6)

2.6.2 Vacío y prueba de abatimiento.

Primeramente se deberá de liberar la presión de gas, lentamente a través de las válvulas del transformador, posteriormente proceder a realizar el vacío a la unidad. Para realizar el vacío, se podrá utilizar la válvula superior de 50.8 mm de diámetro normal con que cuenta el transformador, en la cual se conectara por medio de una manguera bomba de vacío.

La secuencia utilizada para iniciar el proceso de vacío es la siguiente:

- Con la bomba de vacío en operación, abrir lentamente la válvula principal de 50.8 mm de diámetro hasta que esta quede totalmente abierta.
- Para evitar el riesgo de un daño a la bomba de vacío (boster), se recomienda que el tiempo sea de dos horas cuando menos, entre la primera apertura de la válvula y hasta que esta quede totalmente abierta.
- Se recomienda tomar mediciones de vacío y temperatura ambiente cada 60 minutos, llevando registro de las mediciones durante todo el proceso.
- Para realizar las mediciones de vacío, deberá utilizarse un medidor del tipo termocople*, como: el “Pirani”, “Hastines”, **“Stokes”**, “Eduars” o similar.

*Nota.- Nunca deberá utilizarse un medidor de presión que contenga Mercurio.

2.6.3 Prueba de abatimiento.

Deberá registrarse mediciones de vacío durante 30 minutos, para esta pueda., sin considerar lecturas dentro de los diez primeros minutos, ya que hasta después de este tiempo tiende a estabilizarse la presión. (Ver anexo C formato 1)

Si el valor obtenido durante las mediciones sea mayor a las 30 torr-lts/seg., es indicador de existencia de fuga, la cual deberá de corregirse al momento antes de seguir con la prueba de abatimiento. Una vez corregido, reiniciar esta prueba hasta conseguir el valor menor al especificado de prueba de abatimiento, llevándolo al vacío hasta con 200 micrones o menor y manteniéndolo por un tiempo de 24 horas.

2.6.4 Prueba de punto de rocío.

Romper el vacío con Nitrógeno de alta calidad (alta pureza) hasta una presión positiva de 5 Psi (0.35 kg/cm²) dejando dicha presión por un tiempo de 24 horas y hacer la medición de punto de rocío. Se recomienda obtener el valor de humedad residual el cual deberá de ser menor a 0.5 %.

NOTA.- en caso de que el valor obtenido sea mayor, se tendrá que proceder nuevamente al secado del transformador por el método anterior o bien por cualquier otro método convencional.

2.7 Proceso de llenado de líquido aislante (aceite dieléctrico).

Los elementos que se requieren en la operación del proceso de llenado de líquido aislante (aceite) deberán tenerse presente las condiciones de este líquido aislante para introducirlo al aparato, las cuales serán las siguientes:

ASTM D877.- Si el aceite no ha sido desgasificado, rigidez dieléctrica mayor a 40 KV/2.5 mm., contenido de humedad en PPM menor a 10 (en el proceso de llenado de líquido aislante o aceite).

ASTM D1816.- Si el aceite ha sido desgasificado. La rigidez dieléctrica es mayor que 56 KV/2.03 mm., con un contenido de humedad en PPM, menor a 5, KOH, menor que 0.03 y una resistencia de 2500×10^6

MegaOhms-cm (norma ANSI/IEEE C57-12.00-1980) Las válvulas y accesorios del siguiente procedimiento se muestra en las figuras: 2.7 a y 2.7 b; a continuación.



Figura 2.7 Proceso de llenado de líquido aislante o aceite bajo vacío con circulación en la maquina Stoke.

Antes de iniciar el llenado de aceite en el transformador se recomienda la filtración, por espacio de dos horas y abriendo solo las siguientes válvulas: 2, 3, 4, y 5. esto es para filtrar el aceite y remover cualquier tipo de impurezas. Las válvulas 7, 8 y 9 se mantienen abiertas para medir el vacío del transformador y dejar la bomba del vacío funcionando.

Para iniciar el llenado, abrir la válvula número 1, gradualmente y ajustar la válvula número 5 hasta que esté completamente cerrada. Esto es para asegurar para que no entre aire al transformador. El llenado deberá hacerse con un flujo pequeño, regulado a través de la válvula número 1, evitando que se forme burbujas, ver figura 2.7 a.

Llenar el transformador con aceite, hasta que el aceite cubra toda la parte activa (núcleo y bobinas), manteniendo un valor de vacío de 500 micrones. La altura del aceite se puede medir, conectando una manguera transparente sellada en su extremo superior antes de la entrada del transformador en la válvula número 1. En caso de que el nivel de vacío se deteriore, parar temporalmente el llenado de aceite (cerrando la válvula número 1) hasta que el nivel de vacío se restablezca.

Después de cubrir la parte activa, se deberá reciclar el aceite por el transformador de la siguiente manera:

- Apagar el sistema de llenado de aceite y cerrar las válvulas 1, 4, y 7; apagar la bomba de vacío.
- Reconectar de acuerdo a la figura 2.6 a Abrir las válvulas 4 y 6 (las válvulas 3 y 2 abiertas).
- A continuación encender el sistema para llenado de aceite (filtro desgasificado) y abrir
- las válvulas 1 y 5.
- Reciclar el aceite del transformador a través del filtro desgasificado
- hasta haber hecho circular dos veces el total del mismo.
- Continuar haciendo vacío por espacio de 4 horas (asegurarse que la bomba de vacío y el medidor de vacío se conecten al tanque conservador y no a la tapa del transformador).
- Romper vacío con Nitrógeno y aplicar una presión de 8 Psi (0.56 kg/cm^2)
- Llenar el transformador hasta su nivel normal cerrando la válvula número 5.

Después de haber realizado las operaciones anteriores, se deberá mantener el transformador con una ligera presión positiva (mediante el uso de gas de Nitrógeno). Dejando que transcurra un lapso de tiempo de 24 horas antes de su energización.

2.7.1 Procedimiento para el llenado de liquido aislante con sistema de preservación de tanque conservador con bolsa de nitrilo.

Los transformadores sumergidos en aceite, requieren mantener alto su nivel de aislamiento, para soportar los efectos debidos a la propia operación del transformador. El aceite del transformador debe de mantenerse en las mismas condiciones como cuando fue manufacturado. (Ver anexo B figura 3)

El sistema de preservación del aceite o tanque conservador de aceite con bolsa de nitrilo en su interior, presenta una mejora en el sistema del tanque sellado, ya que la bolsa actual como sello entre el aceite y la atmosfera absorbe a su vez los cambios de volumen del aceite, debido a los cambios de temperatura. (Ver anexo B figura 2)

A continuación se presenta el procedimiento de llenado del líquido aislante o aceite del transformador, cuando el conservador contiene bolsa de nitrilo en su interior, haciendo referencia a la figura 2.7.1

I.- Conectar la bomba de vacío a través de la tubería del relevador mecánico de sobrepresión con la válvula B abierta, las válvulas A y E deberán estar cerradas. Las válvulas C y D deberán estar abiertas para igualar la presión en todo el sistema.

II.- Conectar el sistema de bombeo de aceite a la válvula A. abrir la válvula A.

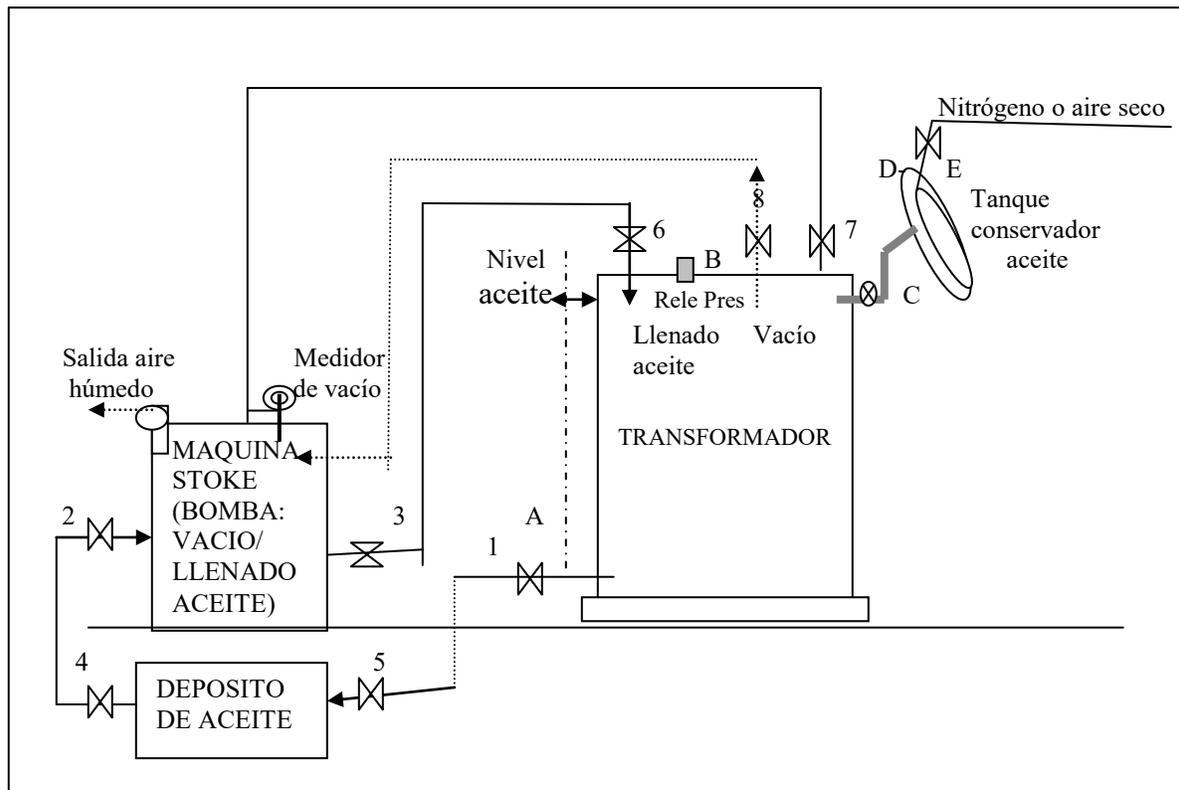


Figura 2.7.1 Proceso de vacío y llenado de liquido aislante o aceite con sistema de preservación de tanque conservador con bolsa de nitrilo.

III.- Realizar pruebas de preparación para el llenado de líquido aislante o aceite, ver punto 2.7.

IV.- Realizar prueba de vacío (ver punto 2.7.1)

V.- Para detener el proceso de llenado, asegurarse de que el núcleo, bobinas y herrajes del transformador, estén cubiertos por el aceite, con un valor aproximado de 250 mm. (10 pulgadas). Cerrar la válvula A, y la válvula B para detener el proceso de vacío.

VI.- Abrir la válvula E, para eliminar el vacío con gas Nitrógeno de alta calidad (alta pureza), y alcanzar la presión atmosférica en el interior del sistema.

VII.- Abrir los puntos de venteo del tanque principal y del tanque conservador.

VIII.- Cerrar la válvula D, e inyectar más gas de Nitrógeno dentro de la bolsa, hasta alcanzar un valor de presión de 1 Psi.

IX.- Abrir la válvula A y continuar el llenado de aceite, hasta que el aceite sea expulsado al exterior, a través de los puntos de venteo. Estos se deberán cerrar conforme el nivel aumente hasta llegar a la parte superior del conservador, lo que indica que el sistema se encuentra lleno.

X.- Detener el proceso de llenado de aceite y cerrar la válvula A.

XI.- Calibrar el equipo de Nitrógeno o aire seco al valor al valor de la presión atmosférica y entonces abrir la válvula D, para estabilizar el sistema y revisar el nivel de aceite, está en la marca de 25⁰ C., posteriormente cerrar la válvula D.

XII.- Si el nivel de aceite está afuera de la marca de 25⁰ C, entonces se deberá ajustar a través de la válvula A, ya sea para llenado o vaciado del líquido aislante. Una vez que se obtuvo el nivel requerido, cerrar las válvulas D y E.

XIII.- Desconectar el equipo de Nitrógeno o aire seco de la válvula E, conectarle la tubería del depósito de Silca-gel y abrir nuevamente la válvula E.

2.8 Instalación y puesta en servicio.

Las instrucciones para la instalación del transformador, así como la instalación de servicios externos deberán de detallarse para cada tipo transformador en particular. (Contactarse con el proveedor del equipo).

2.8.1 *Aplicación de pintura*

Después de ensamblar e inspeccionar la unidad, deberá ser retocada con pintura de acabado. La superficie a pintar deberá de prepararse correctamente. El sistema estándar de pintura es el siguiente:

- Una capa de primario orgánico de Zinc epoxipoliámidas de 50 a 70 micrómetros de espesor seco.
- Una capa de acabado vinílico alto sólido, de 75 a 100 micrómetros de espesor seco.

2.9 *Inspección final y pruebas eléctricas*

Para asegurarse que todo esté en orden, se realizará una inspección final, la cual deberá cubrir lo siguiente:

- a) Verificar que no existan uniones sin apretar.
- b) Verificar que todas las válvulas de los radiadores estén abiertas.
- c) Realizar pruebas de fugas sobre los tapones de sello, en la totalidad de las válvulas del transformador.
- d) Verificar que el alambrado exterior de los equipos e instrumentos sea el correcto.
- e) Asegurarse de que el nivel de aceite sea el correcto.
- f) Medir rigidez dieléctrica del aceite, tomando una muestra de aceite a través de la válvula de muestreo.
- g) Realizar pruebas de resistencia de aislamiento, de cada devanado, a tierra y entre devanados.
- h) Realizar prueba de factor de potencia de cada devanado, a tierra y entre devanados.
- i) Realizar prueba de factor de potencia en todas las boquillas equipadas con una derivación de prueba o capacitiva.
- j) Efectuar prueba de relación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones.
- k) Verificar la operación de los indicadores de temperatura del aceite y de temperatura del devanado, así como de los instrumentos o aparatos de control.
- l) Verificar el contenido de Oxígeno, así como del total de gases combustibles en el Nitrógeno en el transformador.
- m) Verificar la operación del equipo auxiliar: bombas, abanicos, etc.
- n) Verificar el aislamiento del núcleo a tierra.
- o) Realizar limpieza de la unidad.
- p) Efectuar pruebas de análisis cromatográficos al aceite, cuando se justifique.

2.10 Reporte de pruebas y resultados.

Una vez efectuadas todas las pruebas y asentadas en los respectivos formatos que correspondan a cada una de ellas, se procederá a elaborar un reporte general que incluya todos los resultados de dichas pruebas. Si el valor del resultado de cada prueba eléctrica son similares a las obtenidas por el fabricante y dentro de los parámetros o valores establecidos por los requerimientos de la CFE, entonces el aparato estará listo para energizarse. (ver anexo D); En caso de encontrarse cualquier desviación o anomalía en los resultados de las pruebas realizadas de acuerdo al punto 2.9, no deberá energizarse por ningún motivo el transformador y se deberá dar aviso de inmediato al proveedor (Ver Anexo`s: C formato`s y A tabla 6).

CAPITULO III

PRUEBAS ELECTRICAS ELEMENTALES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.1 Objetivo de las pruebas eléctricas a un transformador de potencia.

Las pruebas eléctricas, se realizan en los transformadores y sus componentes por distintas razones: durante su fabricación, o bien, para verificar las condiciones de sus componentes en la entrega del equipo, en su operación como parte del mantenimiento preventivo, después de su mantenimiento correctivo.

A continuación se describirá el objetivo las pruebas más importantes, con la finalidad de conocerlo e identificar su aplicación cuando así se requiera en su momento:

Rigidez dieléctrica del aceite.- Esta prueba tiene la finalidad de verificar el grado de oxidación del aceite. (Ver anexo C formato 2)

Resistencia de aislamiento.- Esta prueba tiene la finalidad de detectar humedad, condiciones del aceite y daños en elementos aislantes. (Ver anexo C formato 3)

Relación de transformación.- Esta prueba tiene la finalidad de detectar espiras en cortocircuito, en la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo y en la determinación de cantidad de espiras en bobinas de transformadores. (Ver anexo C formato 4)

Corriente de excitación.- Esta prueba tiene la finalidad de determinar la existencia de vueltas en corto circuito, conexiones defectuosas o poca área de contacto o falsos contactos en las conexiones, daños en cambiadores de Tap's, desplazamiento de devanados y núcleo, etc. (Ver anexo C formato 5)

Resistencia óhmica.- Esta prueba tiene la finalidad de detectar pérdidas en el cobre, falsos contactos, por soldaduras deficientes. (Ver anexo C formato 7)

Factor de potencia.- Esta prueba tiene la finalidad de detectar ciertas modificaciones en las características de un aislamiento, las cuales pueden ser ocasionadas por factores sumamente destructivos como son el efecto corona, humedad, contaminación, etc. (Ver anexo C formato 8)

3.2 Clasificación de las pruebas eléctricas a un transformador de potencia.

Algunas de las pruebas que se hacen en los transformadores se consideran como básicas y algunas otras varían de acuerdo a la condición individual de los transformadores y pueden cambiar de acuerdo al tipo de transformador, por lo que existen distintas formas de

clasificación de las pruebas a transformadores, por ejemplo algunos las clasifican en prueba de baja tensión y prueba de alta tensión.

A continuación se describen las pruebas eléctricas elementales que se deben de realizar a un transformador de potencia antes de su operación y en su mantenimiento preventivo o correctivo:

3.2.1 Rigidez dieléctrica del aceite.

La prueba de Rigidez dieléctrico del aceite tiene la función de verificar el grado de oxidación del aceite y debe marcar 0.5 para aceites nuevos y 5 máximo para aceites usados.

La prueba se efectúa en un probador especial denominado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”. En este caso, la muestra de aceite también se toma de la parte interior del transformador, por medio de la llamada válvula de drenaje y se vacía en un recipiente denominado “copa estándar” que puede ser de porcelana o de vidrio y que tiene una capacidad del orden de ½ litro. En ocasiones el aceite se toma en un recipiente de vidrio y después se vacía a la copa estándar que tiene dos electrodos que pueden ser planos o esféricos y cuyo diámetro y separación está normalizada de acuerdo al tipo de prueba. El voltaje aplicado entre electrodos se hace por medio de un transformador regulador integrado al propio aparato probador. Después de llenada la copa estándar se debe esperar alrededor de 20 minutos para permitir que se eliminen las burbujas de aire del aceite antes de aplicar el voltaje; el voltaje se aplica energizando el aparato por medio de un switch que previamente se ha conectado ya un contacto o fuente de alimentación común y corriente. El voltaje se eleva gradualmente por medio de la perilla o manija del regulador de voltaje, la tensión o voltaje de ruptura se mide por medio de un voltmetro graduado en kvolts. Existen de acuerdo a distintos criterios de prueba, pero en general se puede afirmar que se pueden aplicar seis rupturas dieléctricas con intervalos de 10 minutos., el primero no se toma en cuenta, y el promedio de las otras cinco se toma como la tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. (ANEXO C – FORMATO No. 2)

3.2.2 Resistencia de aislamiento.

La Resistencia de aislamiento detecta humedad, condiciones del aceite y daños en elementos aislantes, en si las condiciones de aislamiento del transformador.

Esta prueba de resistencia de aislamiento en transformadores sirve además, no solo para verificar la calidad, también, permite verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento.

Aplicación de la Prueba:

La resistencia de aislamiento se mide por medio de un aparato conocido como “MEGGER”. El megger consiste en una fuente de alimentación en corriente directa y un sistema de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar en forma manual o eléctricamente.

El voltaje en terminales de un megger varía de acuerdo al fabricante y a sí se trata de accionamiento manual o eléctrico, pero en general se pueden encontrar en forma comercial Megger de 250 volts, 1000 volts y 2500 volts. La escala del instrumento está graduada para leer resistencias de aislamiento en el rango de 0 a 10,000 megohms. La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados todos entre sí, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectados a tierra.

Preparación del Transformador para la Prueba:

1. Librar terminales completamente, desconectando todas las terminales de las boquillas.
2. Verificar físicamente aterrizado el tanque del transformador.
3. Drenar todas las cargas estáticas que pudieran estar presente en los devanados al inicio de cada una de las pruebas.
4. Desconectar el neutro de los devanados.
5. Colocación de puentes entre las terminales de las boquillas del devanado primario, del secundario y del terciario. (si es este el caso)
6. Limpiar la porcelana de las boquillas.
7. Se recomienda que la temperatura ambiente no sea mayor a los 70% HR

Mediciones:

Cuando se trata de transformadores con tres devanados las mediciones que se deben efectuar son las siguientes:

- Alto voltaje (primario) Vs. Tanque con los devanados de bajo voltaje (secundario) y medio voltaje (Terciario) a tierra.
- Medio voltaje (terciario) Vs. Tanque con los devanados e alto voltaje y bajo voltaje a tierra.
- Bajo voltaje (secundario) Vs. Tanque, con los devanados de alto voltaje y medio voltaje a tierra.
- Alto voltaje y medio voltaje juntos Vs. Tanque, con el devanado de bajo voltaje a tierra.
- Alto voltaje + medio voltaje + bajo voltaje Vs. Tanque.

Procedimiento de la Prueba:

Para cada una de las indicaciones que se describieron anteriormente, se continuara a efectuar las pruebas con una duración de 10 min. y se registrarán las lecturas a 30 y 60 s., Así como a 2, 3, ...9 y 10 min. Se usará el máximo voltaje de prueba del Megger considerando el voltaje nominal del devanado del transformador sometido a prueba.

*En todas las pruebas eléctricas se debe registrar la temperatura del aceite, la temperatura ambiente y la humedad relativa.

Interpretación de la Lectura para la Evaluación del Resultado:

Como una interpretación en la confirmación de la relatividad de una lectura aislada, existen casos en los que se obtiene un valor alto de resistencia de aislamiento y sin embargo, existe una deficiencia incipiente en la estructura aislante, o en el caso opuesto, en que el valor es bajo y el aislamiento está en buenas condiciones, ya que la causa son fugas uniformemente distribuidas de naturaleza inofensiva.

Tomando en cuenta esta relatividad de una lectura aislada, la única manera de evaluar con seguridad las condiciones de aislamiento de un devanado, es mediante el análisis de la tendencia de los valores obtenidas en las pruebas periódicas a que se somete.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas, se encuentran dentro del rango de los parámetros de valores, conforme lo establece la norma D-SES-03-01 de la CFE.

(ANEXO C – FORMATO No. 3)

Recomendación:

Una de las recomendaciones que se sugieren al realizar este tipo de prueba, es graficar las lecturas obtenidas en las pruebas periódicas que se realizan en su mantenimiento programado ya sea semestral o anual.

3.2.3 Relación de transformación [TTR].

Es de gran importancia esta prueba de Relación de transformación [TTR] que nos ayuda a identificar la falla cortocircuito en las espiras; al igual que en la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo, y de determinar de cantidad de espiras en bobinas de transformadores.

Recomendaciones:

- a) Librar el equipo completamente: cuchillas abiertas y desconectadas las terminales de las boquillas de las líneas.
- b) Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, para que la manivela pueda ser operada sin interrupciones.
- c) Otras recomendaciones que se considere que se deban de aplicar antes, durante y después de la prueba para su seguridad personal como para la prueba para algún caso en particular
- d) Realice las mediciones y regístrese las lecturas en el formato correspondiente.
- e) Al concluir la prueba, deberá ponerse fuera de servicio el medidor y aterrizar el equipo objeto del ensayo.

Interpretación de Resultados:

Si la aguja del amperímetro se reflexiona a plena escala y en la aguja del voltmetro no se aprecia deflexión, es una indicación de que el transformador bajo prueba está esta tomando mucha corriente de excitación; se notara que la manivela resulta difícil de girar, por lo que hay razón de sospechar de un corto circuito.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas, se encuentran dentro del rango de los parámetros de valores, conforme lo establece la norma D-SES-03-01 de la CFE.
(ANEXO C – FORMATO No. 4)

3.2.4 Factor de potencia [*Fp*].

La prueba de Factor de Potencia, nos detecta ciertas modificaciones en las características de un aislamiento, las cuales pueden ser ocasionadas por factores sumamente destructivos como son:

Efecto corona, humedad, contaminación, etc.

El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional expresado en por ciento, que resulta del coseno del ángulo de desfaseamiento entre la corriente de carga que toma el dieléctrico y el voltaje aplicado.

3.2.5 Corriente de excitación.

La prueba de la corriente de excitación en transformadores de potencia determina la existencia de vueltas en corto circuito, conexiones defectuosas o poca área de contacto o falsos contactos en las conexiones, daños en cambiadores de Tap's, desplazamiento de devanados y núcleo, etc. Causados por los esfuerzos mecánicos sufridos por el transformador durante cortos circuitos o golpes en su transportación.

La magnitud de la corriente de excitación, depende en parte del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador.

Actualmente CFE., ha aceptado esta prueba para obtener datos que sirvan de referencia para el comportamiento en operación de los transformadores. Para realizar esta prueba se utiliza el equipo de prueba de Factor de Potencia de la marca Doble Engineering Company, la cual de manera programada estadísticamente arroja de manera instantánea posterior al voltaje aplicado los resultados de dicha prueba: normal, investigar o malo.

Dicha prueba fue realizada al transformador de potencia (Xul T-8 futuro), obteniendo como resultado al término de las pruebas: condiciones normales de operación.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas, se encuentran dentro del rango de los parámetros de valores, conforme lo establece la norma D-SES-03-01 de la CFE.

(ANEXO C – FORMATO No. 5)

Las fallas más frecuentes en transformadores son causados por daños en sus devanados y núcleos originados por los esfuerzos mecánicos de corto circuitos, por golpes en su transportación, los cuales provocan corto circuito entre espiras, sobrecalentamientos y desplazamientos de devanados y núcleos. Los métodos más usados para la detección de estos daños, son normalmente por las pruebas e inspecciones visuales.

Interpretación de resultados de la prueba.

- * Una corriente excesiva puede deberse a un corto circuito entre dos o varias espiras del devanado, cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación.

* El exceso de corriente puede deberse a los defectos dentro del circuito magnético, como pueden ser fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o aislamiento entre laminaciones. Se recomienda que los resultados se comparen entre unidades similares, cuando se carece de datos anteriores o alguna estadística sobre el equipo bajo prueba, que permita efectuar dicha comparación.

* Otra manera de evaluar los resultados de las pruebas es cuando los transformadores tienen devanados en conexión delta es que en la fase central (H2-H1), se obtenga una corriente de aproximadamente la mitad del valor de las fases (H1-H2),(H3-H2)

3.2.6 Resistencia óhmica.

La prueba eléctrica denominada Resistencia Óhmica, es utilizada para detectar pérdidas en el cobre, falsos contactos, por soldaduras deficientes.

La medición de los transformadores trifásico, se debe de hacer entre terminales de línea de cada uno de los devanados, y con base a la media aritmética de los resultados obtenidos de las mediciones realizadas sobre los tres pares de terminales, es posible, conociendo la conexión del devanado, llegar al valor medio de la resistencia por fase. La media aritmética se puede obtener ya que prácticamente las tres fases son iguales y el resultado de la medición es sensiblemente idéntico. En un devanado trifásico conectado en estrella, el valor medio de la resistencia óhmica de cada columna (fase) se obtiene dividiendo entre dos el valor el valor obtenido de la media aritmética de los valores medidos entre el par de terminales. Cuando el devanado esta conectado en delta, el valor medio de la resistencia de cada una de las fases se obtiene multiplicando por 1.5 el valor obtenido de la media aritmética de los valores medidos entre cada par de terminales.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas, se encuentran dentro del rango de los parámetros de valores, conforme lo establece la norma D-SES-03-01 de la CFE.

(Anexo A tabla No. 6)

CAPITULO IV. ACEPTACION O RECHAZO DE RESULTADOS.

4.1 Criterio del análisis de los valores obtenidos en los resultados de las pruebas eléctricas.

Efectuadas las pruebas eléctricas y obtenidos los resultados correspondientes, estos deberán ser comparados con los valores de la Tabla 4.1 para determinar si el equipo es aceptado o rechazado como resultado de las pruebas eléctricas realizadas. Si los valores se encuentran dentro del rango correspondiente se entenderá que la prueba fue realizada correctamente y que el equipo se encuentra en condiciones para su operación, en caso de no obtener los valores esperados, se deberá de realizar nuevamente la prueba para descartar un posible error en la realización de la misma, de persistir nuevamente el valor fuera de rango o no aceptable se deberá de realizar una inspección detallada y detener toda actividad siguiente hasta detectar la falla y ser reparada para poder continuar valorizando cada resultado de las pruebas eléctricas consecuentes efectuadas.

Al finalizar valorando cada uno de los resultados de las pruebas eléctricas efectuadas al equipo y comparándolo en la tabla de criterio de aceptación y rechazo a las pruebas eléctricas a transformadores de potencia, de encontrarse dentro del criterio de aceptación todos los resultados de los valores obtenido de cada una de las pruebas eléctricas, se daría por concluido el proceso para la puesta en servicio del equipo quedando la última fase que consiste en energizar en vacío (sin carga) el equipo y de no haber falla alguna dentro de un periodo mínimo de una semana se pasaría a la etapa final de ponerle carga de manera “porcentual del total de la carga a operar” (10% - 25% - 50% - 80% -100%) proporcionando un tiempo prudente en cada incremento, con la finalidad de darle el tiempo al equipo para se establezca entre carga y carga, hasta llegarle al cien por ciento de la carga a instalar. A continuación se muestra en la Tabla 4.1 los valores a considerar para determinar un criterio de los valores obtenidos al efectuarse alguna de estas pruebas eléctricas que nos “darán las condiciones” en el que se encuentra el equipo.

Tabla 4.1 Criterio del análisis de los valores obtenidos en los resultados de las pruebas eléctricas.

CRITERIO DE ACEPTACION Y RECHAZO DE PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.			
PRUEBA ELECTRICA	EQUIPO	ELEMENTO A PROBAR	VALOR ACEPTABLE
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MΩ)	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 115KV/34.5KV	Aislamiento de los devanados. (aceite a 20°C)	115KV – 0.3217 MΩmin 34.5KV – 0.953MΩmin
CORRIENTE DE EXITACION		Devanados	± 2% por pierna (diferencia x 100 / lectura menor)
RELACION DE TRANSFORMACION		Devanados	0.5% de diferencia máxima de valor teórico con respecto al valor medido
FACTOR DE POTENCIA (%)		Aislamiento de los devanados.	0.5 – 2.0
HUMEDAD RESIDUAL (%)		Aislamiento de los devanados.	CLASE: 69 a 85 0.40min-0.50max 115 a 150 0.30min-0.40max

CONCLUSIONES

El estar presente en todos los pasos del proceso de puesta en servicio, permite a nivel académico y personal, enriquecer los conocimientos teórico-técnicos al igual que adquirir experiencia al comparar y comprender lo aprendido a lo largo del estudio académico y aplicación directa en el campo laboral respecto a lo teórico mediante la supervisión, montaje e instalación en la puesta en servicio de un Transformador de Potencia, siguiendo la metodología y lineamiento establecidos bajo los procedimientos de la CFE para la puesta en servicio de equipos de potencia; así como, el manejo y conexión de los instrumentos de medición de cada prueba eléctrica e interpretación de resultados, el funcionamiento de equipos primarios que complementa al transformador, la seguridad del personal (equipo de protección personal), en general todo en cuanto involucra una subestación, gestiones administrativas y protocolo. Uno de los puntos relevantes de experiencia como estudiante es que no es muy común la realización de una puesta en servicio de transformadores de potencia de grandes capacidades; por lo que espero que este trabajo monográfico sea de utilidad y beneficio para todo estudiante y personas que esté relacionado en el tema y en el área eléctrica.

Para mantener en buen estado un equipo y procurar una prolongada vida útil en operación del equipo, es necesario estar pendiente en cuanto a su mantenimiento, para que brinde un buen servicio y para una alta confiabilidad del sistema eléctrico. Es por ello, la importancia que se tiene al instalar un equipo delicado y costoso para su puesta en servicio en una subestación: es necesario, verificar el cumplimiento del procedimiento que identifique la seguridad en cada proceso de su instalación así como de las pruebas eléctricas a efectuarse en cada componente del equipo, el cual tiene el objetivo de transformar los parámetros eléctricos a niveles de voltaje que se adecuen a la necesidad de subtransmisión o bien de distribución a lugares distantes de los centros de consumo cubriendo las necesidades del sistema eléctrico como de los usuarios; es por ello la importancia y necesidad de seguir y cumplir cada procedimiento o protocolo en el proceso que lleva la puesta en servicio de un transformador de potencia así como también, la seguridad del personal y los instrumentos de medición para las pruebas eléctricas.

Todo el proceso descrito en este trabajo monográfico de la puesta en servicio del transformador de potencia, se llevo a cargo bajo estricta supervisión y coordinación de ingenieros de la CFE, así como de ingenieros de la empresa COMATSA, quienes dieron la aprobación una vez cumplido cada proceso y/o lineamiento establecido en las normas que dispone esta institución.

Bibliografía:

- [1] Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, Enríquez Harper Año 2000 Editorial Limusa
- [2] El ABC de las Maquinas Eléctricas, Enríquez Harper Año 2004 Editorial Limusa
- [3] Maquinas Eléctricas y Transformadores, Edwin Kosow Año 2001 Editorial Limusa
- [4] Internet.Direccion: <http://www.cfe.gob.mx>
- [5] Cursos de Mantenimiento a Transformadores de Potencia C.F.E - 2005
- [6] Norma NMX-J-169-ANCE-2004 Transformadores de potencia. (publicado: Diario Oficial de la Federacion 13-agosto/2004).
- [7] NOM-001-SEDE-2005. Titulo 3.4.2 “prueba inicial” Pág. 8 , Artc. 924 – 14ª “equipo de uso continuo” Pág. 761

GLOSARIO.

Normas.- especificaciones coordinadas para ejecutar el proceso de una actividad específica mediante el seguimiento de un protocolo.

Protocolo.- procedimiento cronológico, ordenado y organizado que permitirá obtener el o los objetivos esperados en tiempo y especificado en norma en cada proceso de las actividades registradas.

Subestación.- estación que recibe, transforma, subtransmite y/o distribuye energía eléctrica.

Transformador.- dispositivo primario, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos (voltaje-corriente) operando como elevadores o reductores

Prueba eléctrica.- inyección de corriente a través de un instrumento de medición a un equipo de operación, con la función de obtener un valor medido que nos indique al ser comparado con una “tabla de valores dentro de un parámetro muestra de referencia”(el criterio de: aceptación o rechazo) la condición que guarda el equipo o componente aislante (aceite dieléctrico) internamente y/o externamente.

Rigidez dieléctrico del aceite.- prueba eléctrica que tiene la función de verificar el grado de oxidación del aceite.

Resistencia de aislamiento.- prueba eléctrica que tiene la función de detectar humedad, condicione del aceite y daños en elementos aislantes.

Relación de transformación.- prueba eléctrica que tiene la función de detectar espiras en cortocircuito, en la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo y en la determinación de cantidad de espiras en bobinas de transformadores.

Factor de potencia.- prueba eléctrica que tiene la función de detectar ciertas modificaciones en las características de un aislamiento, las cuales pueden ser ocasionadas por factores sumamente destructivos como son el efecto corona, humedad, contaminación, etc.

Corriente de excitación.- Esta prueba tiene la finalidad de determinar la existencia de vueltas en corto circuito, conexiones defectuosas o poca área de contacto o falsos contactos en las conexiones, daños en cambiadores de Tap's, desplazamiento de devanados y núcleo, etc.

Resistencia óhmica.- Esta prueba tiene la finalidad de detectar pérdidas en el cobre, falsos contactos, por soldaduras deficientes.

TABLAS DE INFORMACION DE EQUIPOS ELECTRICOS

TABLA A-1 PLACA DE DATOS EQUIPOS PRIMARIOS: TRANSFORMADOR DE POTENCIA
(EN SERVICIO)

TRANSFORMADOR REDUCTOR DE POTENCIA

(TRANSFORMADOR EN SERVICIO)

PRODUCTOS INDUSTRIALES CM. S.A.

PLACA DE DATOS:

EQUIPO / AÑO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA / AGOSTO - 81

TRANSFORMADOR EN ACEITE CLASE O A / F A / F A
12 000 KVA 16 000KVA 20 000KVA 55°C

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO AT / BT +19 MICROOHMS A 31°C Y 2 500 VOLT
BT / AT +14 MICROOHMS A 31°C Y 2 500 VOLT
DT / AT + BT -----

FP. ALTA TENSIÓN 0.43 % CAPACITANCIA 596
pf FP. BAJA TENSIÓN 0.7 % CAPACITANCIA 104
pf 60 HZ 20 °C 2 500 VOLTS

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE 30 KV PROMDIO A 30 °C

FORMA NÚCLEO 455 / 1680 / 990

FASE 3 60 HZ

TENSIÓN EN VOLTS 115 000 DELTA – 34 500 ESTRELLA / 19918

NIVELES BÁSICOS DE IMPULSOS AT. = 550 BT. = 200 Xo 200
(KV DE ONDA COMPLETA)

% Z A 75 °C	KVA BASE	ELEVACIÓN DE TEMPERATURA A PLENA CARGA CONTINUA
7.74	12 000	1 000 SNM 55 °C
10.36	16 000	
12.95	20 000	

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA A PLENA CARGA 55 °C 1 000 MSNM

Cotinuacion ...

TABLA A-1 PLACA DE DATOS EQUIPOS PRIMARIOS: TRANSFORMADOR DE POTENCIA
(EN SERVICIO)

AUTORIZACIÓN NOM I - 10554

PESO BOBINA Y NÚCLEO	16 000 KG
PESO TANQUE Y ACCESORIOS	9 714 KG
ACEITE	20 286 KG
TOTAL	46 000 KG
PIEZA MÁS PESADA	25 714 KG
LT ACEITE	20 585 LT
TANQUE CONSERVADOR	545 LT
RADIADOR	1 410 LT

TABLA A-2 PLACA DE DATOS DE EQUIPO PRIMARIO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA

TRANSFORMADOR REDUCTOR DE POTENCIA

(TRANSFORMADOR FUTURO)

OBSERVACIÓN:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA, REPARADO EN

AGOSTO 2004.

TIPO DE REPARACIÓN: EMBOBINADO TOTAL.

PLACA DE DATOS DEL EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA - I E M

TIPO TRANSFORMADOR EN ACEITE

O A / F A1 / F A2

12 000 KVA 16 000 KVA 20 000 KVA

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA 55 °C

FORMA

NÚCLEO 455 / 1680 / 990

TENSIÓN EN VOLTS

115 000 DELTA – 34 500 ESTRELLA / 19 918

% Z A 75 °C	KVA BASE	ELEVACIÓN DE TEMPERATURA A PLENA CARGA CONTINUA
9.29	12 000	1 000 SNM 55 °C
12.51	16 000	
15.57	20 000	

FRECUENCIA: 60 HZ

PESO BOBINA Y NÚCLEO

16 000 KG

PESO TANQUE Y ACCESORIOS

9 714 KG

ACEITE

20 286 KG

TOTAL

50 264 KG

ACEITE (LIQ)

19 597 LT

TANQUE CONSERVADOR

15 467 LT

RADIADOR

1 410 LT

TABLA A-3 PLACA DE DATOS EQUIPO PRIMARIO: INTERRUPTOR LADO FUENTE

INTERRUPTOR	
<u>(LADO ALTA)</u>	
PLACA DE DATOS:	
EQUIPO	INTERRUPTOR DE POTENCIA
MARCA	B B C BROW BOVERI
AÑO	1984
TENSIÓN NOMINAL	115 K V
MEDIO DE EXTINCIÓN	GAS SF 6 (PRESIÓN 6 BAR)
FASES	3
SISTEMA DE MEC.	NEOMATICO
PRESIÓN DE AIRE	17.5 BAR

TABLA A-4 PLACA DE DATOS EQUIPO PRIMARIO: INTERRUPTOR LADO BAJA

INTERRUPTOR	
<u>(LADO BAJA)</u>	
PLACA DE DATOS:	
EQUIPO	INTERRUPTOR DE POTENCIA
MARCA	ALSTOM
TIPO	EMX – 38 - VA
AÑO	DICIEMBRE 2001
TENSIÓN NOMINAL	34.5 K V
FASES	3 INTERRUPTIVA 1 250 A
SISTEMA DE MEC.	MECANICO (VACÍO)
TIEMPO MAX. INTERRUPCIÓN	60 ms
CORRIENTE SOSTENIDA DE CORTA DURACIÓN (3seg)	258 KVA
TENSIÓN DE CONTROL	125 CDV
TENS.NOM. DEL MOTOR DEL MECANISMO	127 VCA
TENSIÓN CIRCUITOS AUX.	220 – 127 VCA
ALTITUD DE OPERACIÓN	0 - 1 000 S N M
REVOLUCIONES DEL MOTOR DEL MECANISMO	5 000 R P M

TABLA A-5 PLACA DE DATOS EQUIPO PRIMARIO: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE			
<u>(LADO ALTA)</u>			
PLACA DE DATOS			
EQUIPO	TC'S (MEDICIÓN DE POTENCIA)		
MARCA	ARTECHE		
AÑO	1997		
TIPO	CTE – 123		
TENSIÓN NOMINAL	123 KV		
ROL / RADIO	300 X 600 : 5 // 5 // 5 A FSCT / RF 1 . 2 In		
NBI / BI2	550 KV		
I. TORM. / I t h	31 . 5 KA 1s I. din / I .dyn 78 . 7 KA 60 HZ		
SECUNDARIO	S1 – S2	S3 – S4	S 5 – S 6
CARGA / BURDEN (VA)	B 0.1 – B 4.0	B 4.0	B 4.0
CLASE	0.3	C - 400	C – 400
ALTURA OPERACIONAL	SNM 1 000		
DISTC. DE FUGA	6.3 CM KV		
NORMA	I E LE / IEC		
PESO	331 KG		
ACEITE	31 KG		

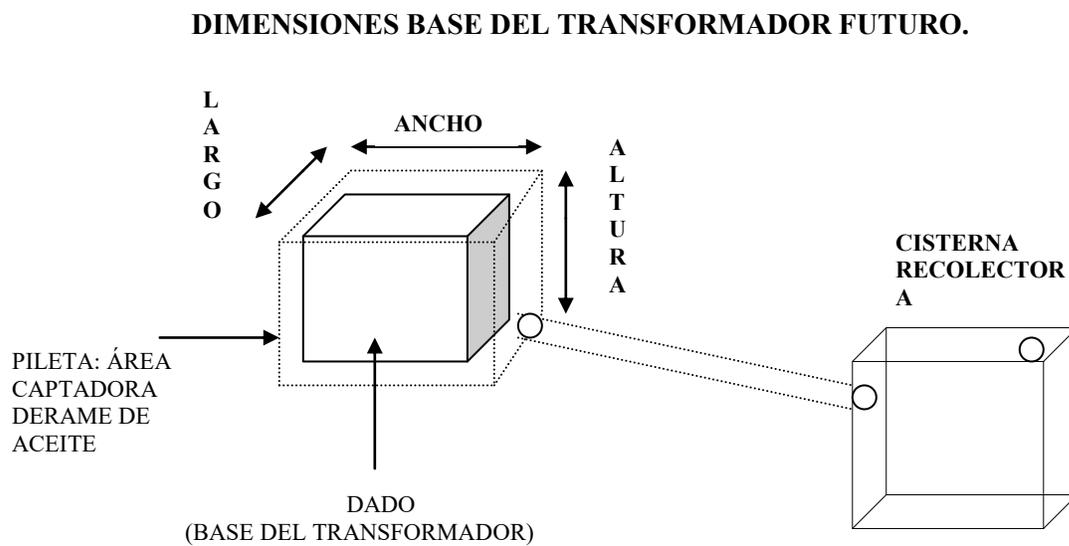
Tabla A-6 Criterio del análisis de los valores obtenidos en los resultados de las pruebas Eléctricas.

CRITERIO DE ACEPTACION Y RECHAZO DE PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.			
PRUEBA ELECTRICA	EQUIPO	ELEMENTO A PROBAR	VALOR ACEPTABLE
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MΩ)	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 115KV/34.5KV	Aislamiento de los devanados. (aceite a 20°C)	115KV – 0.3217 MΩmin 34.5KV – 0.953MΩmin
CORRIENTE DE EXITACION		Devanados	± 2% por pierna (diferencia x 100 / lectura menor)
RELACION DE TRANSFORMACION		Devanados	0.5% de diferencia max de valor teórico con respecto al valor medido
FACTOR DE POTENCIA (%)		Aislamiento de los devanados.	0.5 – 2.0
HUMEDAD RESIDUAL (%)		Aislamiento de los devanados.	CLASE: 69 a 85 0.40min-0.50max 115 a 150 0.30min-0.40max

FIGURAS

DEMOSTRATIVAS.

Figura B-1 Base del transformador y superficie receptora de derrame de aceite.



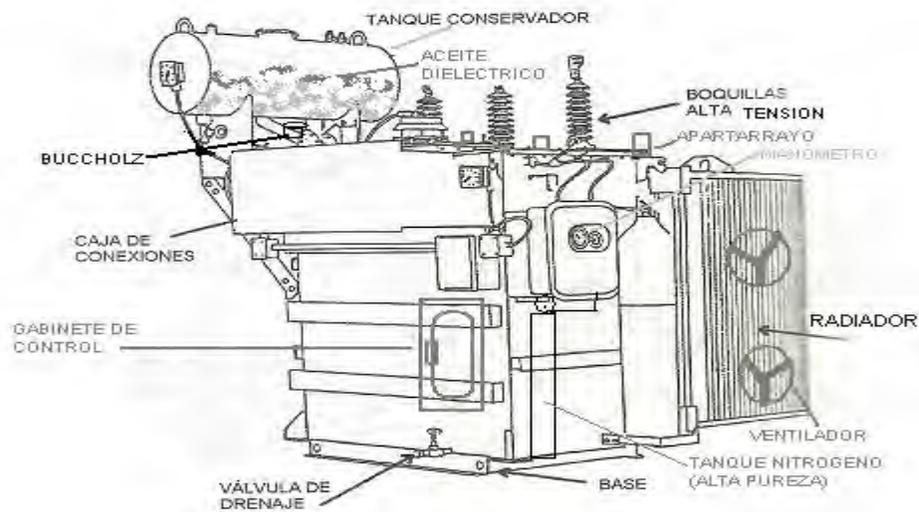
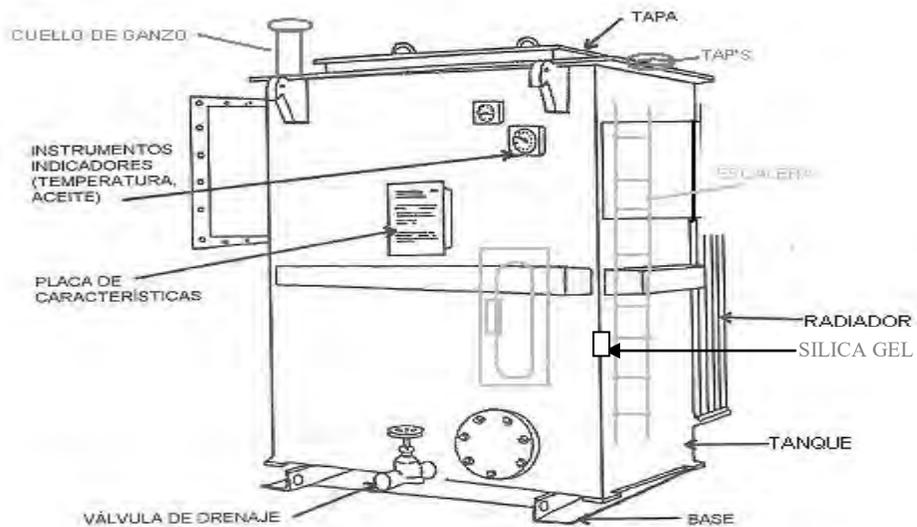
Las dimensiones del dado y la pileta, para el transformador son las siguientes:

DIMENSIONES BASE DEL XUL T-8 FUT.	ALTURA (M)	LARGO (M)	ANCHO (M)	VOLUMEN (M ³)
DADO	70	2.60	2.60	473.2
AREA CAPTADORA (PILETA)	70	6.90	3.30	1 501.5
* TOL ÁREA RECEPTORA DE ACEITE (SEPARACIÓN:)				1 501.5

- En caso que se presentara alguna contingencia por alguna falla en el transformador y este provocara un derrame de aceite, esta pileta tendrá la función de recolectar y dirigirla a una cisterna captadora con la capacidad suficiente de captación, evitando llegue al suelo y provocando una contaminación al manto freático.

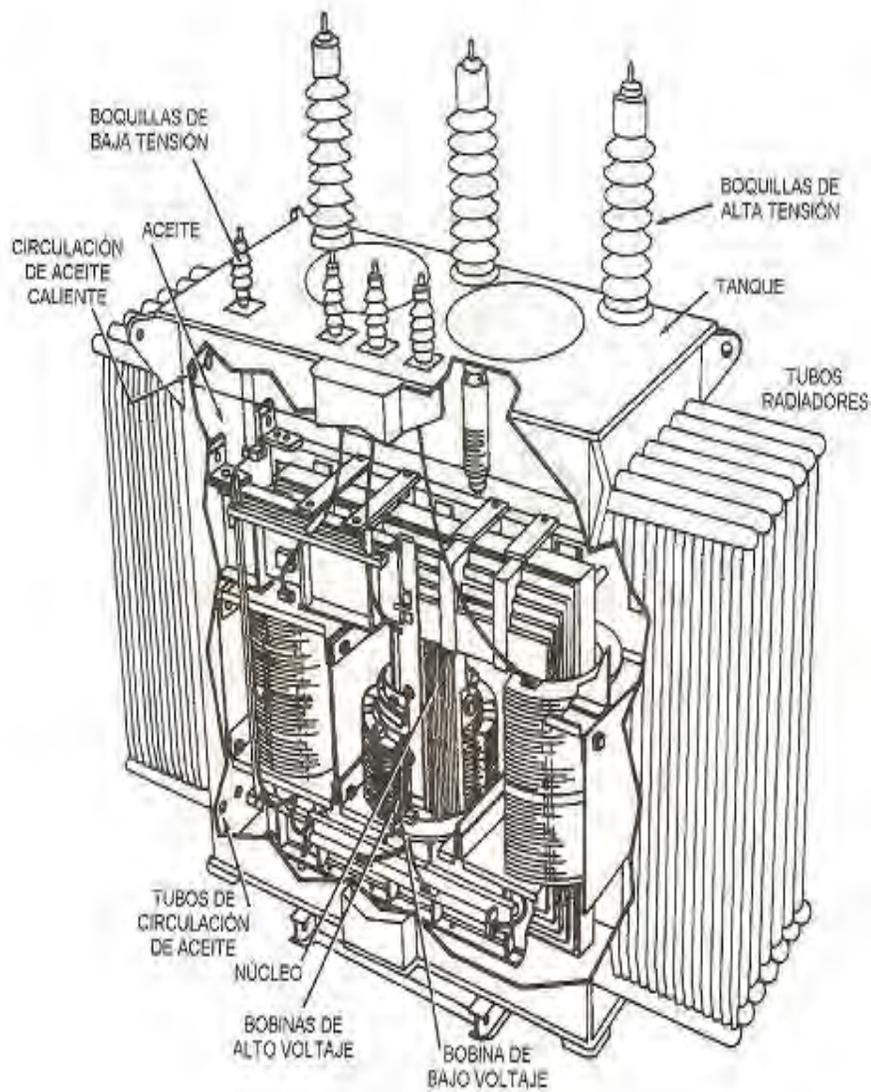
FIGURAS DEMOSTRATIVAS.

Figura B-2 Componentes del Transformador Trifásico de Potencia enfriado por aceite . (vista exterior)



FIGURAS DEMOSTRATIVAS.

Figura B-3 Componentes de un Transformador de Potencia Trifásico enfriado por aceite. (vista interior)



FIGURAS DEMOSTRATIVAS.

Figura B-4 Elementos de una Subestación Eléctrica; (vista aérea).

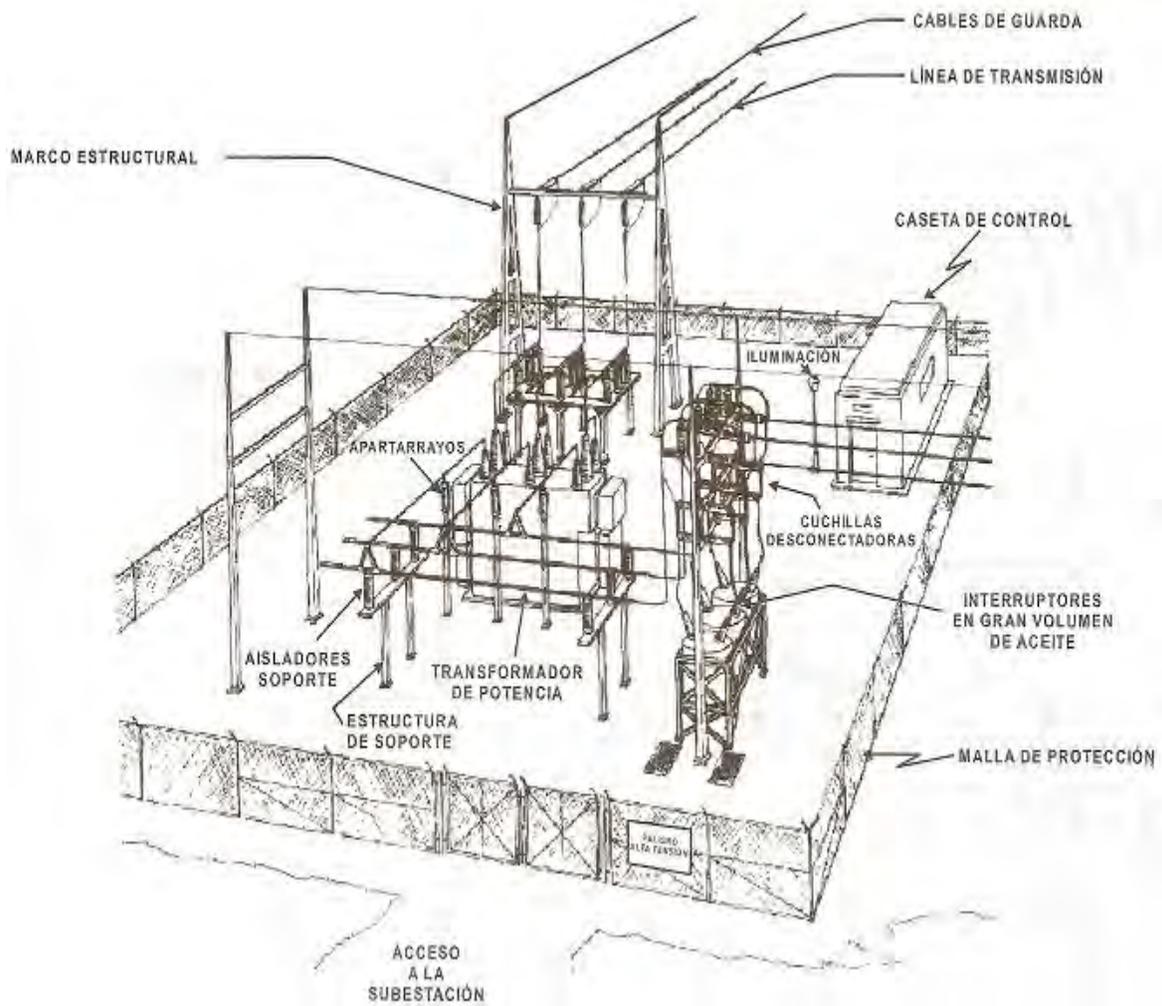
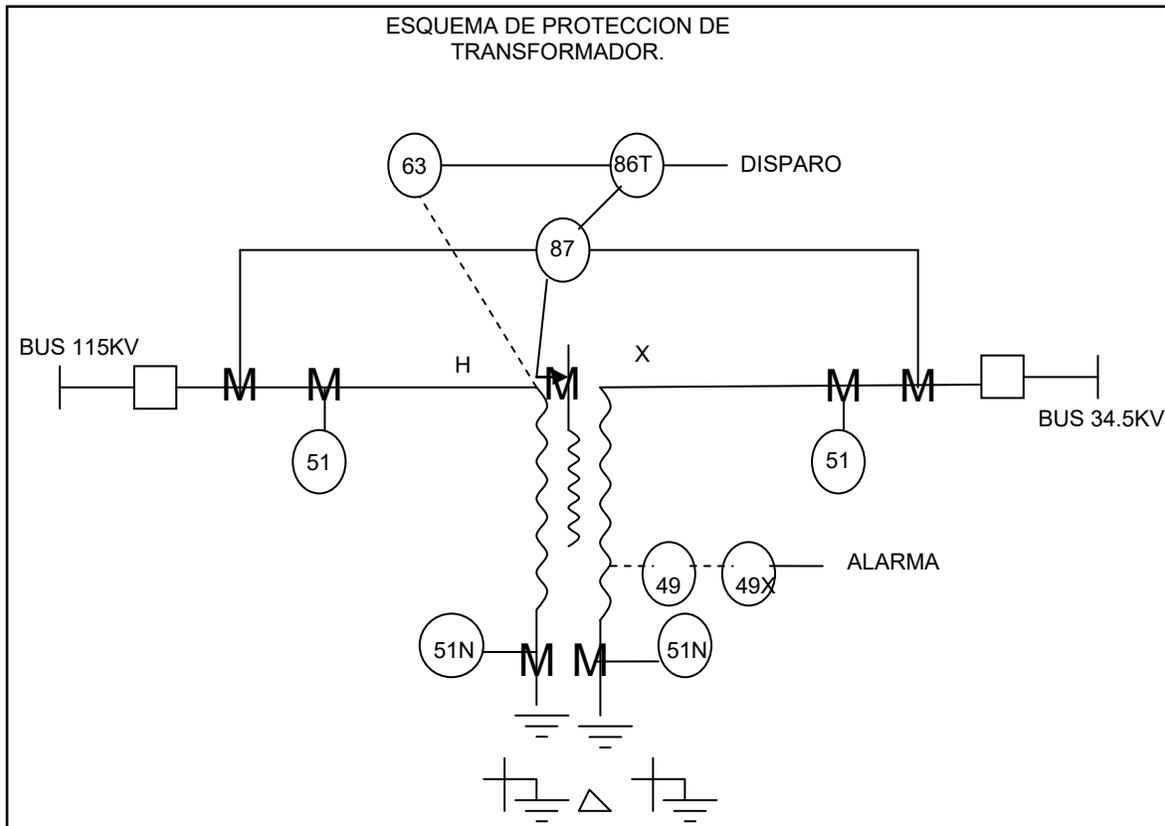


Figura B-5 Esquema de Protecciones Transformador.



ANEXOS: C

FORMATOS DE VALORES DE PRUEBAS ELECTRICAS.

Formato C-1

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA XUL HA PRUEBA ELECTRICA: PRUEBA DE VACÍO QROO-MERIDA;YUC. S/NÚM KM22 .MAQUINA: STOKE	FECHA: NOVIEMBRE 2004. LUGAR: SUBESTACIÓN CARRETERA: CHETUMAL; OBSERVACIÓN: CUMPLE
---	---

P R U E B A D E V A C Í O

HORA	LECT.	MICROHMS	LECT.		LECT.		LECT.		LECT.		TEMP.	TEMP.	TEMP. AMB.	HUM.
Hrs	No.	[MOHMS]	No.	[MOHMS]	No.	[MOHMS]	No.	[MOHMS]	No.	[MOHMS]	DEV. [°C]	[°C]	[°C]	[%]
01:00	***	***	16	1350	40	590	64	345	88	185	25	23	22	65
02:00	***	***	17	1325	41	565	65	340	89	185	25	23	22	65
03:00	***	***	18	1185	42	520	66	305	90	185	25	23	22	65
04:00	***	***	19	1150	43	470	67	305	91	185	25	23	22	65
00:05	***	***	20	1100	44	465	68	295	92	170	25	23	22	65
06:00	***	***	21	1050	45	460	69	295	93	170	25	23	22	65
07:00	***	***	22	965	46	450	70	295	94	170	25	23	22	65
08:00	***	***	23	925	47	455	71	265	95	170	25	23	22	65
09:00	***	***	24	995	48	450	72	265	96	170	25	23	22	65
10:00	1	4500	25	875	49	445	73	265	97	155	25	23	22	65
11:00	2	2840	26	860	50	440	74	245	98	155	35	33	25	58

Continuacion. . . . Formato C-1

12:00	3	2545	27	855	51	430	75	245	99	155	35	33	25	58
13:00	4	2265	28	840	52	425	76	245	100	150	35	33	25	58
14:00	5	2050	29	835	53	420	77	220	101	150	35	33	25	58
15:00	6	1950	30	810	54	410	78	220	102	150	45	43	28	51.5
16:00	7	1825	31	795	55	405	79	220	103	150	45	43	28	51.5
17:00	8	1750	32	780	56	395	80	220	104	150	45	43	28	51.5
18:00	9	1745	33	765	57	385	81	220	105	150	45	43	28	51.5
19:00	10	1650	34	750	58	380	82	205	NOTA. SE LLEGA AL RESULTADO ESPERADO: PRESIÓN DE VACÍO 150 MOHMS		45	43	28	51.5
20:00	11	1625	35	725	59	375	83	205			45	43	28	65
21:00	12	1550	36	705	60	370	84	205			45	43	28	65
22:00	13	1575	37	680	61	365	85	205			45	43	28	65
23:00	14	1450	38	655	62	360	86	185			45	43	28	65
24hrs.	15	1485	39	625	63	355	87	185			45	43	28	65
OBSERVACIÓN: * Equipo utilizado "Máquina Stoke" (El tiempo de la Prueba de Vacío, varía con respecto a la eficiencia y condiciones de la máquina. ** Estado del tiempo: soleado (Invierno) ***Instrumento de Medición: 1) Vacuo metro de Hg; 2) Hidrómetro; 3) Manómetro (termopar)														
EJECUTO					SUPERVISO					APROBADO				

Formato C-2

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA

PRUEBA ELECTRICA: RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC.S/NÚM.

MAQUINA: STOKES

OBSERVACIÓN: CUMPLE

COPA No.	LECTURA
1	40
2	49
3	50
4	49
5	50
PROMEDIO (KV)	47.6

Temp. ambiente: 34.7°C

Temp. indicador de aceite: 41.6°C

Humedad Relativa: 51.5%

Temp. Carga Térmica Devanados: 51.3°C

EJECUTO

SUPERVISO

APROBADO

Formato C-3

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA
 PRUEBA ELECTRICA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEVANADOS CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC.S/NÚM.
 EQUIPO: DOBLE (M 4000) OBSERVACIÓN: CUMPLE

TIEMPO (Mints.)	LECTURA	MULTP.	MEGA-OHMS	LECTURA	MULTP.	MEGA-OHMS	LECTURA	MULTP.	MEGA-OHMS
0.5	1700	5	8500	1400	5	7000	4400	5	22000
1	1900	5	9500	1700	5	8500	4800	5	24000
2	2050	5	10250	2150	5	10750	4950	5	24750
3	2200	5	11000	2300	5	11500	5200	5	26000
4	2450	5	12250	2530	5	12650	5320	5	26600
5	2800	5	14000	2800	5	14000	5600	5	28000
6	2890	5	14450	2950	5	14750	5780	5	28900
7	2950	5	14750	3200	5	16000	5900	5	29500
8	2960	5	14800	3430	5	17150	5920	5	29600
9	2980	5	14900	3870	5	19350	5990	5	29950
10	3000	5	15000	3950	5	19750	6000	5	30000

FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE.

T= 30°C

KV	LECT.	MULTP.	MVA	LECT.	MULTP.	MW	%FP	%FP (20°C)	CAP.
2.5	67	10	670	1.9	1.8	3.42	0.51	0.322	240

EJECUTO

SUPERVISO

APROBADO

Formato C-4

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA

LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA

PRUEBA ELECTRICA: RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC. S/NÚM KM22

INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: DOBLE (M 4000)

OBSERVACIÓN: CUMPLE

TAP'S	TENSIONES	LIMITES		FASE A	FASE B	FASE C
		MINIMO	MAXIMO	H1-H3 VS X0-X1	H1-H2 VS X0-X2	H2-H3 VS X0-X3
1	120750/34500	6.032	6.092	6.057	6.041	6.056
2	117875/34500	5.888	5.947	5.912	5.897	5.912
3	115000/34500	5.744	5.802	5.767	5.753	5.768
4	112125/34500	5.601	5.657	5.623	5.609	5.623
5	109250/34500	5.457	5.512	5.478	5.465	5.478

Continuacion . . . Formato C-4

FACTOR DE POTENCIA (PERDIDAS DIELECTRICAS)

DEVANADOS			MILI-AMPERES			WATTS			FP		CAP.		
E	T	GKV	LECT.	MULTP.	MA	LECT.	MULTP.	W		%FP	(A 20°C)	FP.	
H	X	10	20.2	1	20.2	2.6	0.2	0.52		0.257	0.188	54.2	x100
H	X	10	85	1	8.5	12.1	0.2	0.24	FH	0.285	0.208	228.3	x100
X	H	10	37	1	37	6.6	0.2	1.32		0.357	0.26	99.3	x100
X	H	10	25.2	1	25.2	5.3	0.2	1.06	FX	0.421	0.307	67.7	x100
H X EN UST		10	58.1	0.2	11.6	2.8	0.1	0.28		0.241	0.176	157	x20
RESULTADO		1.2			11.7			0.28	FHX			156.9	x20
CALCULADOS		3.4			11.8			0.26				158	x20
TIPO DE ENFRIAMIENTO: OA/FA													
CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR: 12-16-20MVA													
TEMP.AMBIENTE: 34°C													
TEMP.ACEITE: 24°C													
EJECUTO			SUPERVISO			APROBADO							

Formato C-5

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA PRUEBA ELECTRICA: CORRIENTE DE EXITACIÓN (BAJO VOLTAJE) INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: DOBLE (M 4000)	FECHA: NOVIEMBRE 2004. LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC. S/NÚM. OBSERVACIÓN: CUMPLE CON LA NOM
--	--

TEMP. ACEITE. 30°C

PRUEB.NO	ALTA TENSIÓN EN DELTA			PRUEB.KV	<i>CORRIENTE DE EXITACIÓN</i> [Ie] EN mA						CONDICIÓN DE Ie: N = NORMAL I = INVESTIGAR M = MALO	OBSERVACIÓN: CUMPLE CON LA NORMA D-SES-03-01 BUENAS CONDICIONES VER ANEXO A No18			
	DEV. ENRGZ	DEV. A UST	DEV. A TIERR		DERIVACIONES										
							1	2	3	4			5	6	
	1	H1	H2		H3	10	2.8	3.1	3.1	3.2			3.4		N
2	H2	H3	H1	10	7.1	7.3	7.6	7.9	8.3		N				
3	H3	H1	H2	10	7.1	7.2	7.5	7.9	8.2		N				
4	H2	H1	H3	10	2.9	3.1	3.1	3.3	3.4		N				
5	H3	H2	H1	10	7.1	7.3	7.6	8.1	8.3		N				
6	H1	H3	H2	10	6.9	7.2	7.5	7.8	8.1		N				

NOTA. ** ESTAS PRUEBAS NO TIENEN VALOR OFICIAL SIN EL SELLO Y FIRMA DE LA CFE.
 * EQUIPO EMPLEADO: M-4000

EJECUTO	SUPERVISO	APROBADO
---------	-----------	----------

Formato C-6

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA

PRUEBA ELECTRICA: HERMETICIDAD RESIDUAL EN [%] CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC.S/NÚM.

INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: MANÓMETRO OBSERVACIÓN: CUMPLE CON LA NOM

PRESIÓN APLICADA

15 LBS/PULG2

POR UN TIEMPO DE

24 HRS

HUMEDAD RESIDUAL:

0.32 %

EJECUTO

SUPERVISO

APROBADO

Formato C-7

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA

PRUEBA ELECTRICA: RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS. EN ALTA TENSIÓN CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC.S/NÚM.

INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: DOBLE (M 4000)

OBSERVACIÓN: CUMPLE CON LA NOM

TEMP. 31°C	H1-H2			H1-H3			H2-H3		
No.	LECT.	MULTP.	OHMS	LECT.	MULTP.	OHMS	LECT.	MULTP.	OHMS
1	355.09	0.01	3.551	355.98	0.01	3.56	355.83	0.01	3.558
2									
3	338.24	0.01	3.382	339.11	0.01	3.391	339.11	0.01	3.391
4									
5	321.69	0.01	3.217	323.28	0.01	3.233	322.59	0.01	3.226
TEMP. 32°C									
1			3.5643			3.5732			3.5717
3			3.3951			3.4039			3.4039
5	CORREGIDO: A T=32		3.229	CORREGIDO: A T=32		3.245	CORREGIDO: A T=32		3.2381
				EJECUTO			SUPERVISO		APROBADO

EN BAJA TENSIÓN				
TEMP. 31°C				TEMP. 32°C
BOQUILLA	LECT.	MULTP.	OHMS	OHMS
X1-X2	220.66	0.001	0.22066	0.22149
X1-X3	207.35	0.001	0.20735	0.20813
X2-X3	229.38	0.001	0.22938	0.23024
X0-X1				
X0-X2				
X0-X3				

Continuación... Formato C-7

Formato C-8

FECHA: NOVIEMBRE 2004.

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA-IEM: 20 MVA, 115/34.5KV, Z=12.95%, OA/FA LUGAR: SUBESTACIÓN XUL HA

PRUEBA ELECTRICA: FACTOR DE POTENCIA A BOQUILLAS ALTA/BAJA CARRETERA: CHETUMAL; QROO-MERIDA; YUC.S/NÚM.

INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: DOBLE (M 4000)

OBSERVACIÓN: CUMPLE CON LA NOM

BOQUILLA	C1- CC - C2	KV.DE PRUEBA	MILIVOLTAMPERES			MILIWATTS			FP MEDIDO	CAPACITANCIA (Pf)	HR %	TEMP °C	RESULTADO
			LECT.MEDC	MULTP	MVA	LECT.MEDC	MULTP	MW					
H1	C1	2.5	41.1	10	410	8.75	0.2	1.75	0.42	177/176	28	33	BUENO
	C	2.5	35.1	10	351	11.45	0.2	2.29	0.65	153	28	33	BUENO
	C2	0.5	43.2	10	932	23.35	0.2	4.67	0.51	413/389	28	33	BUENO
	P	2.5	20.8	2	41.6	6.3	0.2	1.26	3.02	17	28	33	BUENO
H2	C1	2.5	41.21	10	412	12.65	0.2	2.53	0.61	178/177	28	33	BUENO
	C	2.5	36.38	10	368	11.05	0.2	2.21	0.61	157	28	33	BUENO
	C2	0.5	92.41	10	924	18.61	0.2	3.72	0.41	420/398	28	33	BUENO
	P	2.5	20.21	2	40.4	6.25	0.2	1.25	3.09	17	28	33	BUENO
H3	C1	2.5	41.1	10	410	8.35	0.2	1.67	0.41	177/177	28	33	BUENO

	C	2.5	34.9	10	349	14.75	0.2	2.95	0.84	153	28	33	BUENO
	C2	0.5	91.4	10	914	16.31	0.2	3.26	0.35	403/379	28	33	BUENO
	P	2.5	20.1	2	40	6.15	0.2	1.23	3.07	18	28	33	BUENO

PRUEBA ELECTRICA: FACTOR DE POTENCIA A BOQUILLA'S (LADO BAJA 34.5KV) A 25 KV

X0	C1	2.5	48.61	20	972	21.91	0.2	4.38	0.45	415/412	28	33	BUENO
	C	2.5	45.51	20	910	38.35	0.2	7.67	0.84	394	28	33	BUENO
	C2	0.5	97.82	100	9780	43.45	2	86.9	0.88	424	28	33	BUENO
	C C	2.5	14.55	1	14.51	14.85	0.2	2.97	20.48	8	28	33	BUENO
X1	C1	2.5	57.33	20	1146	30.45	0.2	6.09	0.53	489/483	28	33	BUENO
	C	2.5	49.85	20	996	40.92	0.2	8.18	0.82	427	28	33	BUENO
	C2	0.5	61.93	100	6190	16.95	2	33.8	0.54	2630	28	33	BUENO
	C C	2.5	14.28	1	14.23	14.45	0.2	2.89	20.35	8	28	33	BUENO
X2	C1	2.5	52.41	20	1048	28.75	0.2	5.74	0.54	448/444	28	33	BUENO
	C	2.5	48.93	20	978	7.15	1	7.15	0.73	420	28	33	BUENO
	C2	0.5	92.64	100	9260	26.45	2	52.9	0.57	3940	28	33	BUENO
	C C	2.5	35.52	1	35.5	15.47	0.2	3.08	8.67	8	28	33	BUENO
X3	C1	2.5	52.78	20	1054	28.15	0.2	5.63	0.53	456/444	28	33	BUENO
	C	2.5	47.64	20	952	39.05	0.2	7.81	0.82	409	28	33	BUENO
	C2	0.5	78.89	100	7880	21.15	2	42.4	0.53	306	28	33	BUENO
	C C	2.5	36.32	1	36.32	18.85	0.2	3.77	10.38	18	28	33	BUENO

SUPERVISO

APROBO

NOTA. * LA PRESENTE INFORMACIÓN DESCRITA, (SIN FIRMA Y/O SELLO NO TIENE VALOR OFICIAL) NO ES APLICABLE PARA EFECTUAR NINGUN TIPO DE TRAMITE LEGAL ANTE ALGUNA INSTANCIA; ES UNICAMENTE DE CARÁCTER INFORMATIVO

Continuación... Formato C-8

ANEXOS: D

FOTOGRAFIAS DE SECUENCIA, EN LA PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR REDUCTOR DE POTENCIA CON CAPACIDAD DE 20 MVA, 115/34.5 KV, $Z= 7.4/10.36/12.95 \%$; CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA. (INSTALADO EN PARALELO).



Fotografía D-1
Transformador futuro.
Colocación en la base, montaje
e instalación de accesorios y
Componentes.



Fotografía D-2
Maquina Stoke.
Secado, Purificación y
desgasificación de aceite.



Fotografía D-3
Pruebas eléctricas al
transformador de potencia.

ANEXOS: D

FOTOGRAFIAS DE SECUENCIA EN LA PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR REDUCTOR DE POTENCIA CON CAPACIDAD DE 20 MVA, 115/34.5 KV, $Z= 7.4/10.36/12.95 \%$; CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA. (INSTALADO EN PARALELO).



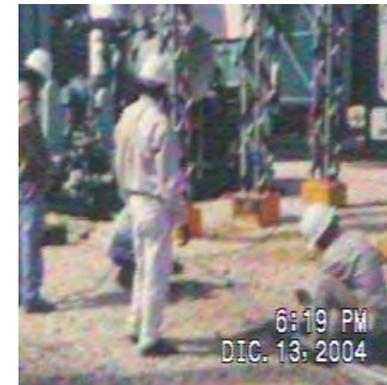
Fotografía D-4

Colocación y montaje de equipo primario lado baja: Interruptor-TC'S .
Instalación y conexiones de alambrados de equipos primarios hacia el tablero de control METACLAD.



Fotografía D-5

Colocación y montaje de equipos primarios lado alta: Interruptor, y TC'S .
Instalación y conexiones de alambrados de equipos primarios hacia el tablero de control METACLAD.



Fotografía D-6

Recalibración del conductor (1113 Aluminio) 115 KV, Herrajes y conectores.