



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

**TRABAJO DE TITULACIÓN DE LA CARRERA
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
EN LA MODALIDAD
INFORME DEL EJERCICIO PROFESIONAL**

**“INFORME DEL EJERCICIO
PROFESIONAL EN EL
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y
MANTENIMIENTO ELÉCTRICO DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA
MILITAR”**

PRESENTA :

OMAR ALBERTO CEDILLO CÁRDENAS

A S E S O R :

DR ISMAEL DÍAZ RANGEL



FES Aragón

Estado de México

Junio 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



A mí madre que en
paz descanse y a mí Padre
Con todo mí respeto y cariño

A mí esposas e hijas
Por su apoyo incondicional

A mis hermanos
Que siempre me alentaron



Agradecimientos:

A mí madre que en paz descanse y a mí padre por todas las oportunidades que me brindaron siempre, por todo su amor que me dieron y todas las buenas cosas que me enseñaron, así como los buenos ejemplos que me dieron como la honestidad, el respeto, la rectitud y la valentía para siempre enfrentar lo que la vida tuviera en mí camino.

María de Lourdes Cárdenas Flores

Alberto Cedillo Peña

A mí familia que siempre me apoya, me da fuerza y me impulsa a seguir creciendo en todos los aspectos y a impartir un buen ejemplo como el que yo tuve, con su amor y su cariño incomparable nunca me detendré.

A mis hermanos que siempre me acompañaron a lo largo de la vida, que aprendí muchas cosas a su lado, con los cuales viví miles de experiencias que ahora me hacen ser la persona que soy.

Al Doctor Ismael Díaz Rangel por su apoyo, paciencia y amistad, gracias por ser mi amigo.



ÍNDICE

Capítulo I. Pruebas a los transformadores de distribución.....	8
Introducción.....	8
1 Desarrollo del proyecto.....	9
1.1 Transformadores.....	9
1.2 Materiales y equipos.....	10
1.3 Tipos de pruebas.....	13
1.3.1 Prueba de resistencia óhmica de los devanados.....	13
1.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento a los devanados.....	21
1.3.3 Prueba de rigidez dieléctrica al aceite.....	30
1.3.4 Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.....	36
CONCLUSIONES.....	39
Capítulo II. Estudio de eficiencia energética a motores eléctricos.....	40
Introducción.....	40
2 Desarrollo del proyecto.....	41
2.1 Eficiencia de un motor Eléctrico.....	41
2.2 Análisis de factibilidad de remplazo de motor eléctrico de baja eficiencia por otro de alta eficiencia.....	44
2.3 Mantenimientos a motores eléctricos.....	49
2.4 Conclusiones.....	50
Capítulo III. Mantenimiento mayor a la Subestación Eléctrica de 85 kV en SF6.....	51
Introducción.....	51
3 Desarrollo del proyecto.....	52
3.1 Subestaciones Eléctricas GIS.....	52
3.2 Trabajos realizados.....	55
3.3 Conclusiones.....	63
Capítulo IV. Regulación de voltaje en la subestación principal de 85kV y ajuste de los taps en los transformadores de distribución.....	64
Introducción.....	64
4 Desarrollo del proyecto.....	65
4.1 Tap de un transformador.....	66
4.2 Transformadores de instrumentos.....	67
4.2.1 Los transformadores de corriente.....	68
4.2.2 Los Transformadores de tensión.....	69
4.3 Ajuste de valores.....	70



4.4 Conclusión	70
Conclusiones.....	71
BIBLIOGRAFÍA	73
Anexo A.	75
Anexo B.	76
Anexo C.	77



INTRODUCCIÓN

El ejercicio profesional en la ingeniería, tiene como propósito, además de poner en práctica los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera, la resolución de la problemática que día a día surge en las diferentes ramas donde se aplica la ingeniería en todo el mundo.

En la actualidad existe en nuestro mundo, infinidad de procesos y áreas industriales donde miles de personas se desarrollan profesionalmente y contar con personal con los estudios y capacitado en las áreas a desarrollar, es de vital importancia y necesario para que se lleven con éxito los procesos y se obtengan productos con la más alta calidad.

La ingeniería se ocupa de la optimización del uso de los recursos humanos, técnicos, informativos, así como el manejo y gestión óptima de los sistemas de transformación de bienes y servicios, evaluación de sistemas, conocimientos, información, equipamiento, energía, materiales y procesos, con la finalidad de obtener productos o servicios útiles a la sociedad y con una alta consideración al medio ambiente.

Durante el ejercicio profesional se desarrollaron diversos proyectos; para este trabajo se describen cuatro de ellos, con los que se obtuvieron cambios importantes: reducción del gasto económico, cambio de hábitos de trabajo del personal a cargo, sistematización de pruebas para eficientar la energía eléctrica y realización periódica de mantenimientos preventivos y correctivos.

Desde hace ya 100 años, en nuestro país, se fabrican armas y municiones con el fin de salvaguardar la soberanía del territorio nacional, y mantener la seguridad interior; por tal motivo, la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), creó la Dirección General de Industria Militar (DGIM) donde se produce, repara y proporciona mantenimiento de cuarto y quinto escalón al armamento que utiliza el Ejército Mexicano y Fuerza Aérea.

A pesar de que la SEDENA cuenta con instituciones de educación militar, donde se forman Ingenieros con diferentes especialidades para llevar acabo los procesos



necesarios para la fabricación del armamento y municiones, la constante modernización de los equipos con que se fabrica y la evolución de los procesos al paso del tiempo ha demandado mayor especialización, gran capacidad para el cambio, actualización permanente y uso de las nuevas tecnologías; por tal motivo, el Ejército Mexicano y Fuerza Aérea permite a ingenieros egresados de las diferentes instituciones de educación profesional, desarrollarse y emplear sus conocimientos para enriquecer los procesos, optimizarlos y obtener un producto con la mayor calidad posible, logrando el cumplimiento de su misión, la cual es proteger y salvar vidas.

Por lo cual se creó un Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico (D.I.M.E.) con la finalidad de ser el encargado de suministrar energía eléctrica continua y de calidad, proporcionar mantenimiento preventivo y correctivo a las diferentes subestaciones eléctricas, motores y transformadores, instalaciones eléctricas industriales, realización de proyectos, entre otras actividades que realiza el D.I.M.E. en apoyo a las distintas fábricas y áreas administrativas.

Cuenta con una subestación principal de 36 MVA de potencia, con una relación de transformación de 85kV-23kV, energizada con dos acometidas, la cual se encarga de suministrar energía eléctrica a las diferentes subestaciones de distribución en la Dirección General de Industria Militar, así como a diferentes Campos Militares y Hospitales de gran importancia para el medio castrense.

El Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico, cuenta con un área administrativa, un depósito de paso para los materiales y con seis células de mantenimiento para realizar los trabajos de mantenimiento eléctrico. Está encargado de las subestaciones de distribución de energía eléctrica, así como también de un laboratorio eléctrico donde se realizan diferentes pruebas y minuciosos exámenes al equipo eléctrico, también existe un taller de embobinado de motores eléctricos (corriente alterna) y transformadores donde se realiza la reparación de dichos motores tanto monofásicos como trifásicos, de diferentes tipos de potencias y tamaños, como a transformadores de potencias bajas y de tamaños diferentes.

En el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico he llevado a cabo las siguientes funciones:



- Jefe del Taller de Embobinado de Motores y Transformadores.
- Responsable del mantenimiento de 3 subestaciones de diferentes tipos y potencias.
- Operador de planta de emergencia.
- Encargado de realizar pruebas a transformadores de distribución.
- Auditor Interno Líder en el Sistema de Gestión de la Calidad dentro de nuestra organización.
- Encargado de seguridad industrial.
- Asesor Técnico en la recepción de materiales y equipos de este Departamento.



Capítulo I. Pruebas a los transformadores de distribución.

Introducción

En el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico para mantener el suministro de energía eléctrica continua y de calidad cuenta con 24 subestaciones de distribución del tipo pedestal, compactas tipo interior, a cargo para distribuir energía eléctrica a las diferentes fábricas que forman el complejo industrial militar, para ello el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico cuenta con un programa de mantenimiento para proporcionar mantenimiento preventivo dos veces al año por cada subestación eléctrica y uno para realizar mantenimientos correctivos, en dado caso que fuese necesario.

El mantenimiento correctivo se realiza cada vez que existe alguna falla dentro de la subestación ya sea por alguna falla en los equipos o por algún agente externo (roedores, humedad, rayos, etc.) sin embargo solamente se corrige la falla para mantener el suministro de energía eléctrica continua, pero no se realiza pruebas de funcionamiento y de operación para verificar que el estado del transformador sea el correcto y no haya sufrido un daño mayor que no sea detectado.

Dado el uso continuo, el tiempo de servicio que tienen las subestaciones eléctricas (más de 10 años) y a las fallas ocurridas en el transcurso de su tiempo de vida de los transformadores, el Jefe del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico determinó que se debían de realizar pruebas a los transformadores después de ocurrir alguna falla para establecer las condiciones en que se encuentran y asegurar la continuidad de la energía eléctrica, extenderla vida útil de los equipos y prevenir, en dado caso, alguna falla futura a raíz de lo sucedido o sustitución programada para cumplir con uno de los objetivos del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico el cual es “mantener el suministro de energía eléctrica continua y de calidad”.

Al tener el cargo de Jefe del Taller de Embobinado, de las reparaciones de los transformadores y encargado de algunas de las subestaciones eléctricas, me dio la tarea de investigar, adecuar y realizar las pruebas a transformadores de distribución y poder

verificar el estado de sus componentes como parte del mantenimiento, después de alguna falla o de su reparación.

1 Desarrollo del proyecto.

Para realizar el trabajo se investigaron los diferentes tipos de pruebas que se le pueden aplicar a un transformador, la herramienta, el equipo y material necesario para realizarlas.

Para esto entendamos primero que es un transformador y conozcamos sus componentes para entender la importancia de cada una de las pruebas.

1.1 Transformadores.

Transformador: es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica y que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia en otras palabras el transformador es una máquina que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de interacción electromagnética (figura 1.1).

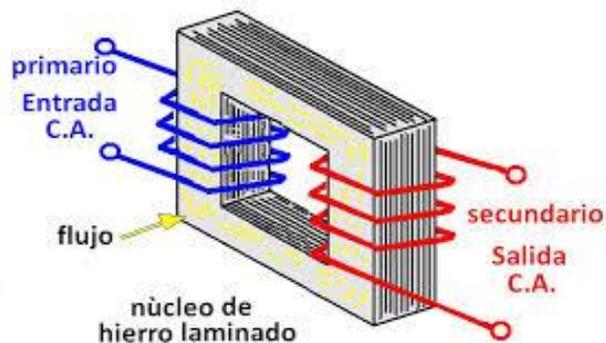


Figura 1.1 Esquema de un transformador

Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, aisladas entre sí eléctricamente y por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo.

Los transformadores están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado, fabricado bien sea de hierro dulce o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, circulará por éste una corriente alterna que creará a su vez un campo magnético variable. Este campo magnético variable originará, por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.

El transformador de distribución (figura 1.2) es un elemento muy utilizado en los sistemas eléctricos, porque permite trabajar en cada situación con la tensión e intensidad más adecuadas. Un caso significativo es el de los sistemas de potencia, en los que hace posible que la generación, transporte y consumo de la energía eléctrica se realicen a las tensiones más rentables en cada caso.

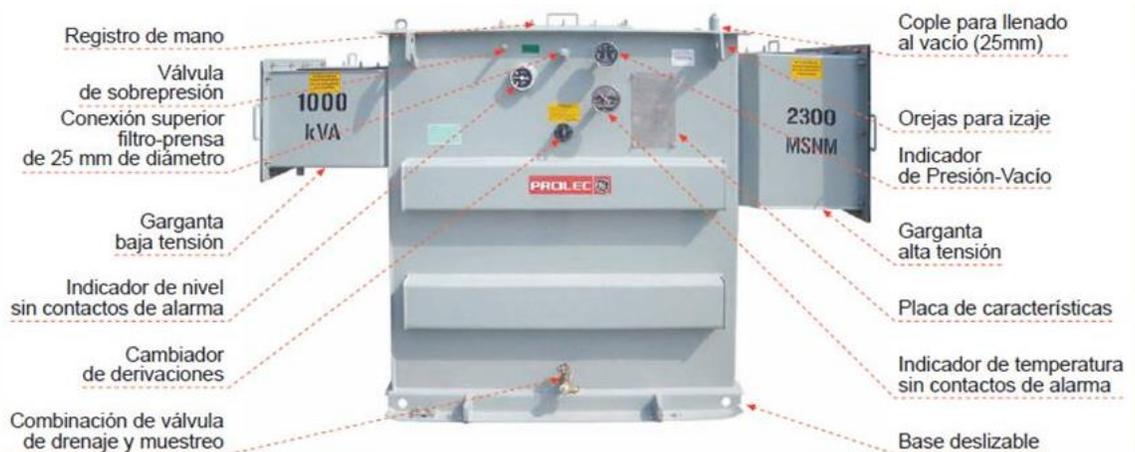


Figura 1.2 Transformador de distribución.

1.2 Materiales y equipos.

Para poder determinar las pruebas que se llevarían a cabo se revisó el material y equipo con que cuenta el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento eléctrico y pueda ser ocupado para realizar las pruebas a los transformadores de distribución, obteniendo los siguientes resultados:

- Multímetro Fluke179 (figura 1.3).



Figura 1.3 Multímetro digital.

- Medidor de resistencia de aislamiento (Megger) analógico y digital 5000 a 10000 v (figura 1.4).

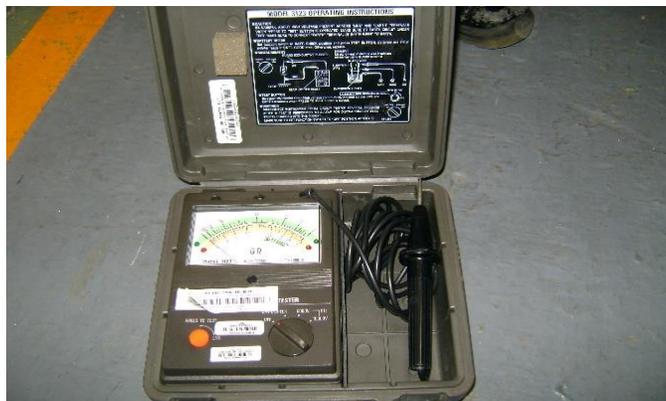


Figura 1.4 Óhmetro de resistencia de aislamiento.

- Centrifugadora de aceite marca Veronesi (figura 1.5).



Figura 1.5 centrifugadora Veronesi.

- Medidor de relación de transformación (TTR) (figura 1.6)



Figura 1.6 Medidor de relación de transformación trifásico.

- Amperímetro marca Kyoritsu (figura 1.7).



Figura 1.7 Amperímetro marca Kyoritsu.

Probador de rigidez dieléctrica de aceite dieléctrico (figura 1.8)



Figura 1.8 Probador de rigidez dieléctrica de aceite



1.3 Tipos de pruebas.

Se eligieron las siguientes pruebas a partir de los materiales y equipos con que cuenta el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico con la finalidad de que no sea necesario adquirir ningún tipo de equipo extra y a la vez se pudieran realizar pruebas básicas y necesarias con los equipos que ya se tienen.

- **Prueba de resistencia óhmica de los devanados** (conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador para conocer el valor de pérdidas en el cobre (i^2r) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados.
- **Prueba de resistencia de aislamiento a los devanados** (verificar de forma rápida y confiable las condiciones del aislamiento de los devanados totales del transformador).
- **Prueba de rigidez dieléctrica al aceite** (permite conocer la resistencia dieléctrica momentánea de un aceite al paso de la corriente y determina la presencia de agua, polvo o partículas conductoras).
- **Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo** (verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría y comprobar que no exista desplazamiento del núcleo durante maniobras de transporte).

1.3.1 Prueba de resistencia óhmica de los devanados.

El objetivo de esta prueba es conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador para conocer el valor de pérdidas en el cobre (i^2r) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados.



1.3.1.1 Recomendaciones generales antes de realizar la prueba.

- A. Verificar que el transformador a probar no esté energizado, verificando la apertura física de interruptores y cuchillas seccionadoras.
- B. El tanque o estructura del transformador a probar, debe estar aterrizado.
- C. Aterrizarse el transformador a probar por 10 min. aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- D. Desconectar de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- E. Preparar los recursos de prueba indispensables como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- F. Preparar el área de trabajo donde se realizarán las pruebas y delimitarla para evitar el paso de personas ajenas a la prueba.
- G. Comprobar que las terminales de prueba estén en buenas condiciones y sean las apropiadas.
- H. No aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal del transformador a probar.
- I. Al terminar la prueba poner fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrizar nuevamente el transformador.

1.3.1.2 Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia óhmica de los devanados.

- A. Retirar los conductores de llegada a las boquillas.
- B. Desconectar los neutros del sistema de tierra en una conexión estrella.



- C. Limpiar las terminales perfectamente, a fin de que cuando se efectúe la conexión al medidor se asegure un buen contacto.
- D. Como no se conoce la resistencia óhmica del transformador bajo prueba, el multiplicador y las perillas de medición (décadas) deben colocarse en su valor más alto.
- E. Al circular la corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo a la ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. pasado un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. a continuación, es necesario accionar primero el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula.
- F. Medir la resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.
- G. Para equipos en operación que sean librados para efectuarles pruebas eléctricas, se recomienda realizar la prueba de resistencia óhmica a los devanados, únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es para evitar que, en caso de un posible desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo el transformador no pudiese volver a energizarse.



1.3.1.3 Procedimiento para efectuar la prueba.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

Un puente de Wheastone puede medir valores de orden de 1 miliohm a 11.110megaohms; el puente de kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1microohms a 111 ohm. para la operación de estos equipos es muy conveniente tomar en consideración el estado de sus baterías, para poder realizar mediciones lomás consistentes posibles.

Instrucciones para el uso del “medidor de resistencia óhmica puente de Wheastone” entre los equipos comúnmente utilizados para la medición de resistencia óhmica se tiene el puente de kelvin y el puente de Wheastone. A continuación, se mencionan algunas recomendaciones para el uso de este último.

- A. Asegurar que los bordes de conexión “extga” estén cortocircuitados.
- B. Verificar el galvanómetro presionando el botón “ba”, la aguja debe posicionarse en cero; si esto no sucede, con un destornillador debe ajustarse en la posición cero; para lo cual el botón ga debe estar fuera.
- C. Comprobar que las baterías estén en buen estado, ya que, si se encuentran con baja capacidad, la prueba tiene una duración mayor a lo normal.
- D. Conectar la resistencia de los devanados a medir en las terminales rx, colocar la perilla multiplicadora en el rango más alto y las perillas de las décadas en 9 (nueve). presionar el botón “ba” y enseguida el botón “ga”.



- E. Con lo anterior, la aguja del galvanómetro se mueve a la derecha (+), y pasado un tiempo esta se mueve lentamente a la izquierda (-). posteriormente debe disminuirse el rango de la perilla multiplicadora hasta observar que la aguja oscile cerca del cero.
- F. Para obtener la medición, accionar las perillas de las décadas, iniciando con la de mayor valor, hasta lograr que la aguja se posicione en cero. el valor de la resistencia se obtiene de las perillas mencionadas.
- G. Registrar en el formato de prueba el valor de la resistencia y el rango del multiplicador utilizado.
- H. Liberar los botones “ba” y “ga”. se recomienda utilizar cables de pruebas calibre no. 6 awg para evitar al máximo la caída de tensión en los mismos. medir la resistencia de los cables de prueba y anotarla en el formato para fines analíticos de los valores de resistencia medidos.

Para realizar la conexión de la prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de dos devanados se deberá realizar mediante la tabla 1.1 la conexión delta estrella y para estrella delta se deberá realizar mediante la tabla 1.2.

Tabla 1.1 Prueba de resistencia óhmica delta- estrella.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		MIDE
	RX (1)	RX (2)	
1	H1	H3	1, 2+3
2	H2	H1	2, 3+1
3	H3	H2	3, 1+2
4	X1	X3	4
5	X2	X1	5
6	X3	X2	6

Tabla 1.2 Prueba de resistencia óhmica estrella-delta

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		MIDE
	RX (1)	RX (2)	
1	H1	H0	1
2	H2	H0	2
3	H3	H0	3
4	X1	X3	4, 5+6
5	X2	X1	5, 4+6
6	X3	X2	6, 5+4

Se ilustran las conexiones para realizar la prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de dos devanados delta estrella y estrella delta, (figura 1.9) y (figura 1.10) respectivamente.

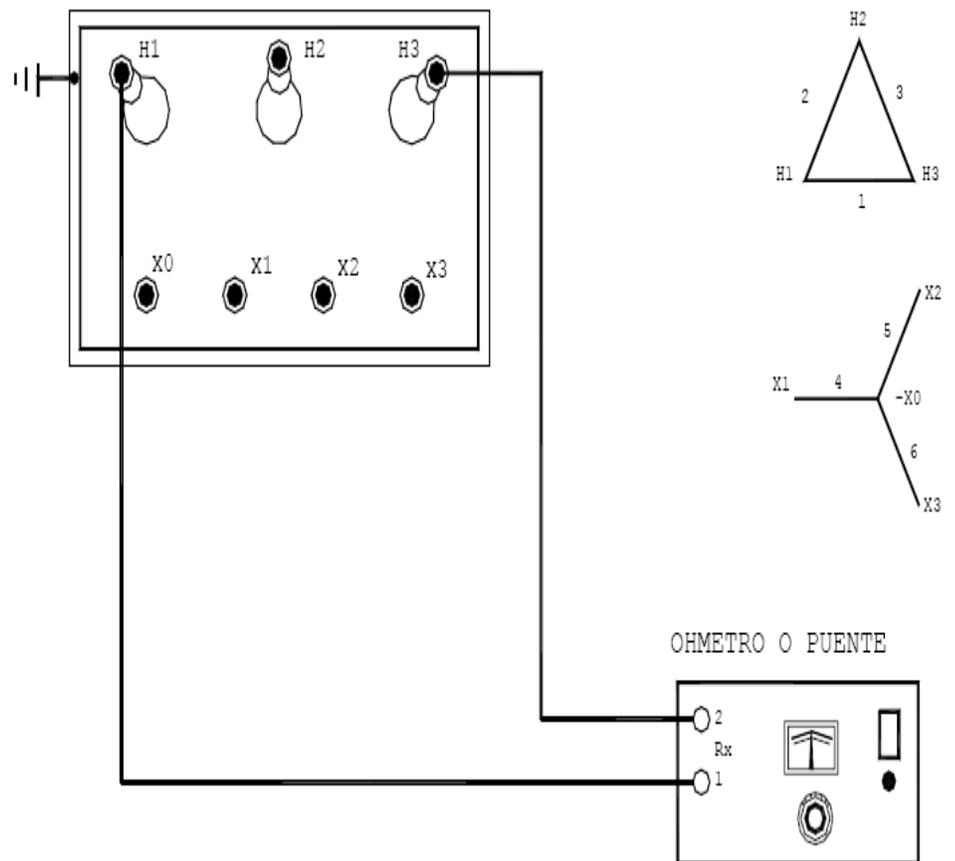


Figura 1.9 prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de dos devanados delta-estrella.

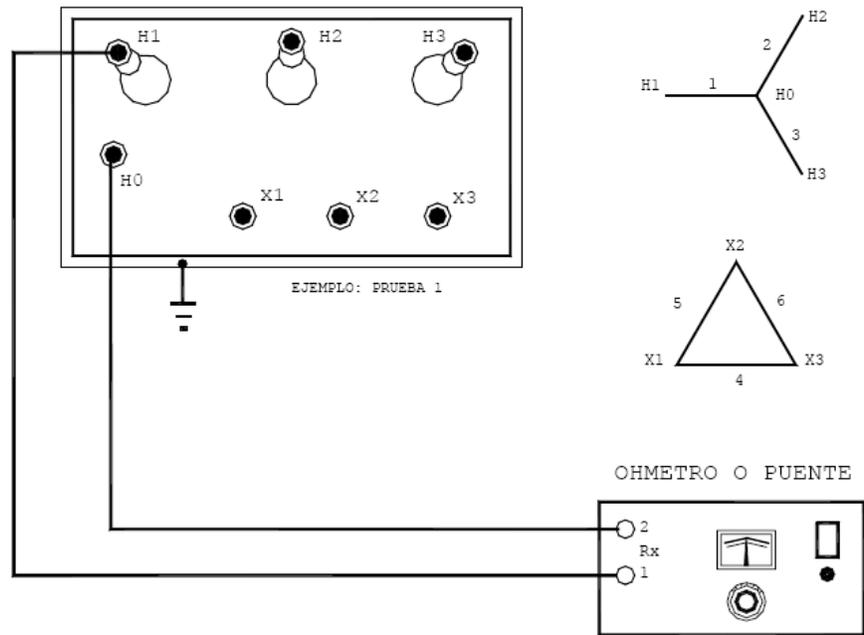


Figura 1.10 Prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de dos devanados estrella-delta.

Se muestra la conexión para realizar la prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de tres devanados (figura 1.11).

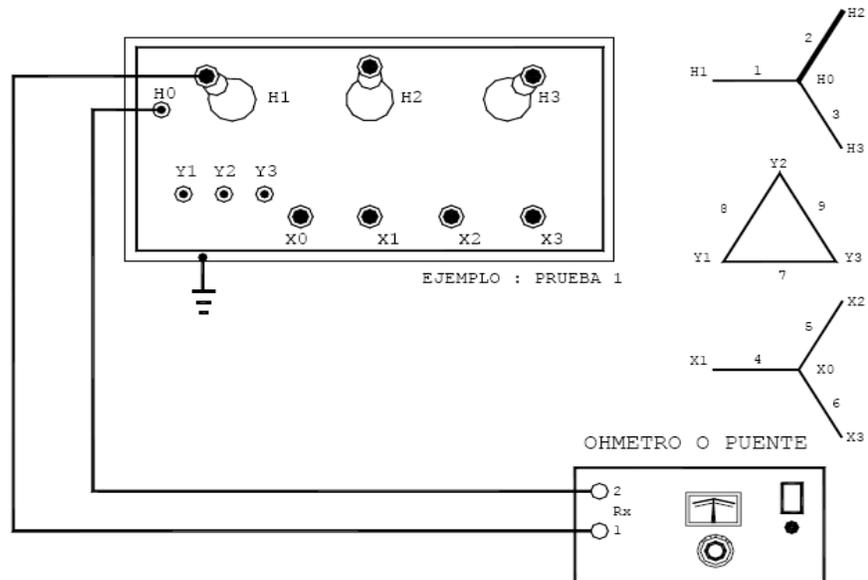


Figura 1.11 Prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de tres devanados.



Para realizar la conexión de la prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de tres devanados se deberá realizar mediante la tabla 1.3.

Tabla 1.3 prueba de resistencia óhmica de devanados para transformadores de tres devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		(r) MIDE
	RX (1)	RX (2)	
1	H1	H0	1
2	H2	H0	2
3	H3	H0	3
4	X1	X0	4
5	X2	X0	5
6	X3	X0	6
7	Y1	Y3	7, 8+9
8	Y2	Y1	8, 7+9
9	Y3	Y2	9, 7+8

1.3.1.4 Interpretación de resultados de prueba de resistencia óhmica de los devanados.

En conexión delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases.

Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtienen valores similares. en caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases dan valores similares.

Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase fallada.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores. Se deberá anotar los resultados de las pruebas en los



formatos para prueba de resistencia óhmica correspondiente (Anexo A y B).

1.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento a los devanados

El objetivo de esta prueba es verificar de forma rápida y confiable las condiciones del aislamiento de los devanados totales del transformador.

1.3.2.1 Recomendaciones generales antes de realizar la prueba.

- A. Verificar que el transformador a probar no esté energizado, verificando la apertura física de interruptores y cuchillas seccionadoras.
- B. El tanque o estructura del transformador a probar, debe estar aterrizado.
- C. Aterrizarse el transformador a probar por 10 min. aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- D. Desconectar de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- E. Preparar los recursos de prueba indispensables como son: instrumentos, herramientas, mesas de prueba, etc.
- F. Preparar el área de trabajo para realizar las pruebas, delimitar el área de trabajo para evitar el paso de personas ajenas a la prueba.
- G. Comprobar que las terminales de prueba estén en buenas condiciones y sean las apropiadas.
- H. No aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal del transformador a probar.



- I. Al terminar la prueba poner fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrizar nuevamente el transformador.

1.3.2.2 Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento.

- A. Limpiar la porcelana de las boquillas con trapo limpio y solvente dieléctrico para retirar suciedad y polvo acumulado.
- B. La base de temperatura recomendada, es de 20°C.
- C. Para equipos a probar, que se encuentren bajo el efecto de inducción electromagnética, es necesario aterrizar por medio de un cable para drenar a tierra las corrientes inducidas que afectan a la prueba.
- D. Es necesario que antes de efectuar la pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.
- E. Desconectar los neutros de los devanados al sistema de tierra.
- F. Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario, si éste es el caso.
- G. Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.
- H. Efectué las pruebas cuando la humedad sea menor de 75%.
- I. La medición de resistencia de aislamiento, es en sí misma una prueba de potencial, por lo tanto, debe restringirse a valores apropiados que dependan de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento, las tensiones de prueba de corriente directa comúnmente utilizados son de 500 a 5,000 volts.



- J. Para todas las pruebas deben utilizarse cables de línea con blindaje (el blindaje debe conectarse a guarda).
- K. Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos, así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.

1.3.2.3 Comprobación del medidor de resistencia de aislamiento.

- A. Para verificar la posición de la aguja indicadora en la marca de infinito del medidor analógico, poner en operación el equipo y mover si es necesario el tornillo de ajuste hasta que la aguja se posicione en la marca de infinito. realizar este ajuste bajo condiciones ambientales controladas. para medidores microprocesados al encender el equipo, automáticamente este realiza su rutina de autoprueba.
- B. Para verificar los cables de prueba conectar estos al medidor cuidando que no exista contacto entre ellos y seleccionar la tensión de prueba, misma que se recomienda sea de 2500 o 5000 volts. encender el equipo y comprobar la posición de la aguja indicadora en la marca de infinito. no ajustar la aguja al infinito por pequeñas desviaciones provocadas por las corrientes de fuga de los cables de prueba.
- C. Para comprobar la posición cero, conectar entre si las terminales de los cables de prueba (línea y tierra), girar la manivela un cuarto de vuelta estando el selector de prueba en 500 o 1000 volts, la aguja debe moverse a la marca de cero.

1.3.2.4 Procedimiento para efectuar la prueba.

Existen diferentes criterios en cuanto al uso de la guarda del medidor. el propósito de esta guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos, (devanado de alta tensión "A.T.", devanado en baja tensión "B.T." y tanque), y puede decirse que la



corriente de fuga de un sistema de aislamiento conectada a esa terminal, no interviene en esa medición.

Si no se desea utilizar la terminal de guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tendrá la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia, y para fines prácticos, en este procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. esto nos permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervenga en las mediciones, resultando estas más exactas, precisas y confiables.

Para realizar las conexiones de prueba para transformadores de dos devanados se deberán hacer mediante la siguiente tabla 1.4.

Tabla 1.4 prueba para transformadores de dos devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	-----	X + TANQUE	RH – RHX
2	H	TANQUE	X	RHX
3	X	-----	H+TANQUE	RX – RHX

Donde:

L = Línea.

G= Guarda.

T = Tierra.

H= Devanado de alta tensión. (Cortocircuitado entre sí)

X= Devanado de baja tensión. (Cortocircuitado entre sí)

RH= Resistencia en alta tensión.

RX= Resistencia en baja tensión.

RHX= Resistencia entre alta y baja tensión.

Gráficamente las conexiones de prueba de resistencia de aislamiento para transformadores de 2 devanados se muestran en las figuras 1.12, 1.13 y 1.14

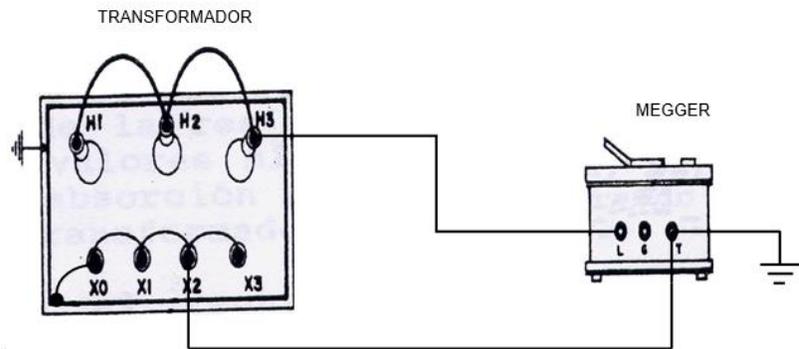


Figura 1.12 Prueba No. 1 de resistencia de aislamiento para transformadores de 2 devanados

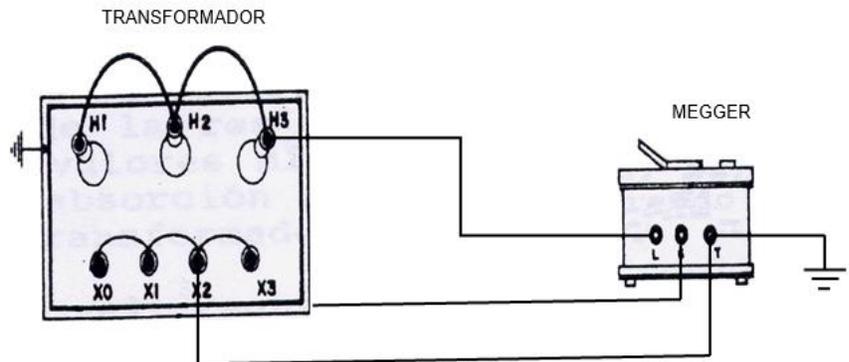


Figura 1.13 Prueba No. 2 de resistencia de aislamiento para transformadores de 2 devanados

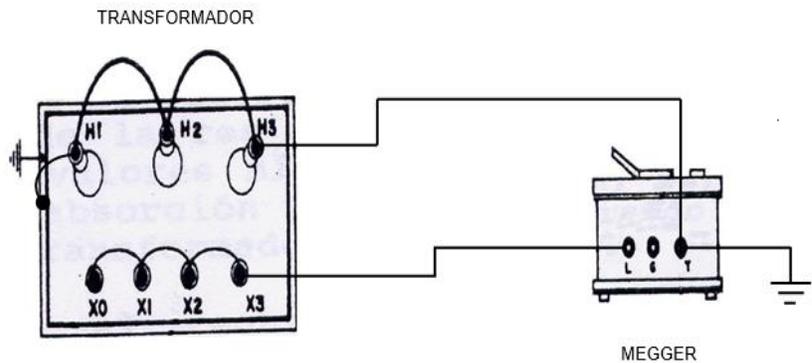


Figura 1.14 Prueba No. 3 de resistencia de aislamiento para transformadores de 2 devanados

Se deben anotar los resultados en el formato de prueba resistencia de aislamiento para su análisis (Anexo C).

Para realizar las conexiones de prueba para transformadores de tres devanados se deberán hacer mediante la tabla 1.5

Tabla 1.5 Prueba para transformadores de tres devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	X+Y+Tq	RH + RHX + RHY
2	H	Y, Tq	X	RHX
3	H	X, Tq	Y	RHY
4	X	—	H+Y+Tq	RX + RHX + RXY
5	X	H, Tx	Y	RXY
6	Y	—	H+X+Tq	RY + RHY + RXY

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO
Tq= TANQUE

A continuación, mostramos gráficamente la conexión para la prueba de resistencia de aislamiento para transformador de tres devanados (figura 1.15).

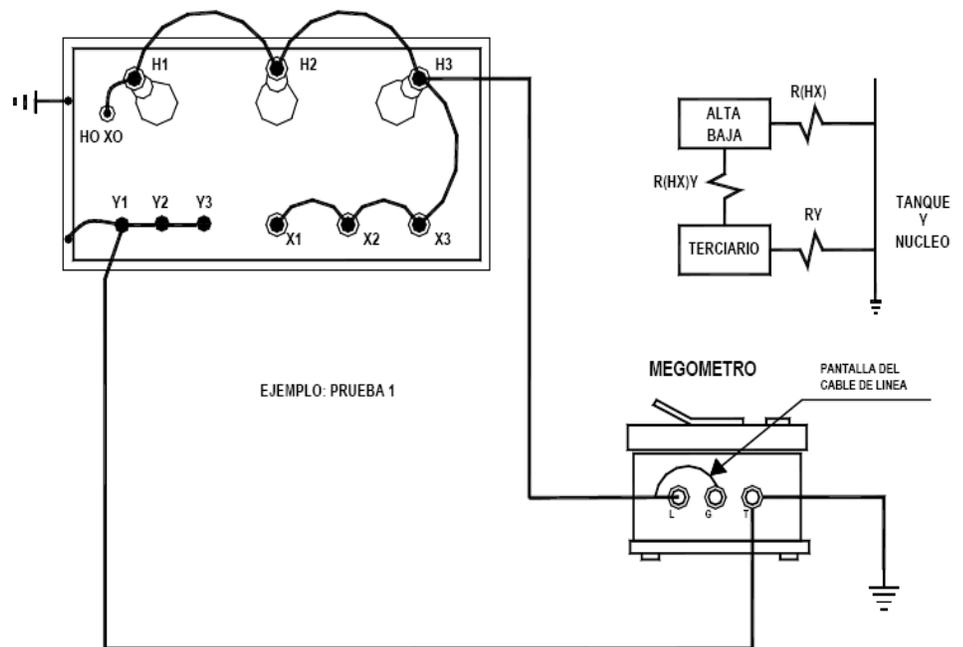


Figura 1.15 Prueba de resistencia de aislamiento para transformador de tres devanados



1.3.2.5 Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones de aislamiento.

A continuación, se dan algunas recomendaciones para auxiliar al personal operativo en la evaluación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento. De ninguna manera se pretende sustituir el criterio y experiencia del personal técnico que tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento del equipo.

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia, es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas. Para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas y obtener las curvas de absorción dieléctrica; las pendientes de las curvas indican las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indica que el aislamiento está húmedo o sucio.

Para un mejor análisis de los aislamientos, las pruebas deben hacerse al mismo potencial, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales.

En la evaluación de las condiciones de los aislamientos, deben calcularse los índices de absorción y polarización, ya que tienen relación con la curva de absorción.

Índice de polarización:

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica tomada a una temperatura dada, indica el grado de secado del aislamiento, y se puede expresar como el índice de polarización por medio de la siguiente ecuación (Ec. 1.1):

$$I_p = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 min.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 min.}} \quad \text{Ec.1.1}$$



Índice de absorción dieléctrica

También se puede obtener el índice de absorción dieléctrica, mediante la ecuación (Ec. 1.2):

$$I. A. D. = \frac{\text{Resistencia de aislamiento al min.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}} \quad \text{Ec.1.2}$$

En la tabla 1.6 siguiente se presentan los valores del Índice de polarización y del Índice de absorción dieléctrica y su interpretación:

Tabla 1.6 valores del Índice de polarización y del Índice de absorción dieléctrica.

Condición de aislamiento	Índice de absorción dieléctrica	Índice de polarización
Peligroso		Menos de 1.0
Malo	Menos de 1.1	Menos de 1.5
Dudoso	De 1.1 a 1.25	De 1.5 a 2.0
Regular	De 1.25 a 1.4	De 20 a 30
Bueno	De 1.4 a 1.6	De 30 a 40
Excelente	Más de 1.6	Más de 4.0

Interpretación de los resultados obtenidos:

Se ha usado durante muchos años como valor límite seguro un mínimo de un Megaohm por cada 1000 Volts de la clase de devanado a 75°C. Esta regla es un poco arbitraria y carente de cualquier fundamento, sin embargo, es recomendable para aquel equipo del que se carece de historial tabla 1.7.



Tabla 1.7 valores límite de seguro un mínimo de un megaohm

Voltaje de línea a línea	Mega ohms	Voltaje de línea a línea	Mega ohms
1.2	3.2	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46.0	1240	345	9300
69.0	1860		

Por otro lado, algunos fabricantes han elaborado tablas con valores mínimos satisfactorios constantes a una temperatura de 20°C correspondiente a cada valor entre fase. A continuación, puede observarse la tabla 1.8.

Tabla 1.8 valores mínimo constante a una temp. De 20°C

Temperatura Promedio °C	Factor de Corrección	Temperatura Promedio °C	Factor de corrección
0	0.30	50	6.0
5	0.40	55	8.0
10	0.54	60	11.0
15	0.73	65	14.8
20	1.00	70	20.0
25	1.30	75	26.8
30	1.80	80	36.2
35	2.50	85	49.0
40	3.30	90	66.0
45	4.50	95	89.0

La forma más correcta de conocer el estado de la resistencia de aislamiento es llevando un historial de pruebas, normalmente ejecutadas una o dos veces por año, referidas a una misma temperatura, ya que se dan casos que algunos transformadores con características idénticas pueden variar sobre un amplio rango o bien



puede suceder que desde su fabricación un transformador tengaresistencia de aislamiento un poco baja en relación a los valores determinados como mínimos y se mantenga en este mismo valor durante su tiempo de operación.

Si a un aparato de estas características no se le lleva su historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal está sucediendo, pero si conoce sus antecedentes cambiará totalmente su punto de vista.

El envejecimiento de los aislamientos o el requerimiento de mantenimiento, provocan un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y se detecta con un decremento gradual de la resistencia de aislamiento.

La prueba se desarrolló para establecer lineamientos generales para tener instrucciones y llevar a cabo las pruebas contenidas, este nos servirá para poder analizar la información y los resultados obtenidos, el cual será anexado a la bitácora de mantenimiento de cada subestación eléctrica.

Con esto se podrá tener un parámetro que nos indique el estado y comportamiento de los transformadores de distribución ya sea desde su adquisición o en el estado actual que se encuentra y compararlo con las lecturas que se arrojen el futuro y así poder determinar si presenta algún cambio significativo para poder prevenir futuras fallas mayores a los transformadores de energía eléctrica.

1.3.3 Prueba de rigidez dieléctrica al aceite.

El objetivo de esta prueba es conocer la resistencia dieléctrica momentánea de un aceite al paso de la corriente al aplicarle un voltaje además de la presencia de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra. Por definición la tensión de ruptura



eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico.

De acuerdo a la **ASTM**(American Society for Testing and Materials – Sociedad Americana de Ensayos y Materiales)¹ existen dos métodos para las pruebas de rigidez dieléctrica: el establecido por la norma B-877 y la B-1816. El aparato que se utiliza para el método ASTM D-877, consiste en un transformador, un regulador de voltaje, un interruptor, un voltímetro y una copa de prueba. Esta copa de prueba tiene dos electrodos en forma de disco que se separan 2.5 mm con las caras perfectamente paralelas.

1.3.3.1 Recomendaciones generales antes de realizar la prueba

- A. Tanto los electrodos como la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar.
- B. Evitar tocar los electrodos y el calibrador con los dedos, en caso de condensación en la copa se deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.
- C. Al iniciar las pruebas se deben examinar los electrodos asegurándose que no existan escoriaciones causadas por el arco eléctrico o acumulación de contaminantes.
- D. Si las escoriaciones son profundas se deben pulir. El carbón y la suciedad deben eliminarse calibrando posteriormente la distancia entre los electrodos.
- E. Después de efectuar la limpieza, enjuagar la copa con aceite y efectuar una prueba de ruptura siguiendo las indicaciones siguientes; Para obtener una muestra representativa del total del aceite deben tomarse las precauciones siguientes:

¹ASTM es una organización de normas internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios de normas técnicas para una amplia gama de materiales, productos, sistemas y servicios.



- Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite que se va a investigar.
- Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor de 75%.
- Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.
- La temperatura del aceite al efectuar la prueba deberá ser a la temperatura ambiente, pero en ningún caso deberá efectuar la prueba con temperaturas de menos de 20°C.

1.3.3.2 Recomendaciones y procedimiento para realizar la prueba de rigidez dieléctrica al aceite.

- A. El Método ASTM D-1816 es similar al D-877 solo difiere en que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados entre sí 1 mm y cuenta con un medio de agitación para proporcionar una circulación lenta del aceite, este método de prueba es más representativo de las condiciones que trabaja el aceite, aun cuando no es de mucha utilización.
- B. Por lo anterior es recomendable contar con un aparato con las siguientes características:
 - 1) Rango de voltaje de 0 a 60 kV
 - 2) Electrodos intercambiables para cubrir las necesidades de las normas
 - 3) Que el incremento de voltaje sea automático y cuente con dos velocidades de incremento de voltaje que marcan las normas, además, de estar provistos de un agitador.
 - 4) Que sea portátil.
- C. Para el método ASTM D-877 la copa se debe llenar hasta un nivel no menor de 20 mm sobre la parte superior de los dos



electrodos, con objeto de permitir que escape el aire, deberá dejarse reposar durante no menos de dos minutos y no más de 3 minutos antes de aplicar el voltaje; después se aplica gradualmente el voltaje a una velocidad aproximada de 3 kV por segundo, hasta que se produzca el arco entre los electrodos, abriendo el interruptor; el operador lee el voltímetro y registra la lectura en kV esto dependiendo con el equipo que se cuente ya que hay equipos que al final de las pruebas imprimen los resultados ya promediados.

- D. Se efectuará la prueba a dos muestras diferentes, si ninguno de los dos valores es menor al valor mínimo permitido, fijado en 30 kV, no se requerirán pruebas posteriores y el promedio de las dos lecturas se reportará como la rigidez dieléctrica de la muestra. Si cualquiera de los valores es menor que 30 kV, deberán efectuarse una tercera prueba y promediar los resultados.
- E. Para el método ASTM D-1816 las diferencias son las siguientes:
- Se aplica el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 Volts por segundo.
 - Debe haber un intervalo de por lo menos 3 minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de un minuto entre aplicación de la tensión en rupturas sucesivas.
 - Durante los intervalos mencionados como en el momento de la aplicación de la tensión; el propulsor debe hacer llegar el aceite.



1.3.3.3 Interpretación de resultados de prueba de rigidez dieléctrica a al aceite.

La media es el promedio de los valores de ruptura registrados en la secuencia de pruebas. Por ejemplo, si los valores de ruptura son 33 kV, 37 kV, 32 kV, 35 kV, 38 kV y 34 kV, el valor medio sería el total de esos resultados – 209 – dividido por la cantidad de resultados – 6 – lo que produce un valor medio de $209/6 = 34,83$ kV. (Obsérvese que en este ejemplo hay seis resultados tal como lo requiere la norma IEC. La norma ASTM requiere cinco o diez resultados. Ver tabla 1.9.

El rango de voltajes de ruptura esta detallado en las normas ASTM. Por ejemplo, D877 especifica que se debe repetir la secuencia de pruebas si el rango de voltajes de ruptura registrado es más que el 92% de su valor medio. Dosejemplos ayudaran a entender esto.

Tabla 1.9 Normas condiciones validas de prueba

Normas	ASTM D 1816	ASTM D 877		IEC 60156
		Procedimiento A	Procedimiento B	
Condiciones válidas de prueba	Si la ruptura no se produce a 2 mm, reducir distancia a 1 mm. Las pruebas se deben repetir si el rango de voltajes de ruptura registrados están a más de 120% de la media con separación entre electrodos de 1 mm y 92% de la media con separación entre electrodos de 2 mm.	Las pruebas se deben repetir si el rango de voltajes de ruptura registrados están a más de 92% de la media. Si el rango de 10 voltajes de ruptura está a más de 151% se debe investigar la causa.		Rango esperado de la relación de desvío estándar a media como función de la media se provee como un gráfico.

1. En el primer ejemplo, los voltajes de ruptura registrados son 43, 45, 52, 40 y 38 kV. El valor más bajo es 40 kV y el más alto es 52 kV, de modo que el rango es 12 kV. El valor medio de los valores registrados es 43,6 kV de modo que el rango



es solo $12/43,6 \times 100\% = 27,5\%$ del valor medio. Estos resultados de prueba son, por lo tanto, validos.

2. En el segundo ejemplo, los voltajes de ruptura registrados son 33, 45, 52, 18 y 20 kV. El valor más bajo es 18 kV y el más alto es 52 kV, de modo que el rango es 34 kV. El valor medio de los valores registrados es 33,6 kV de modo que el rango es $34/33,6 \times 100\% = 101\%$ del valor medio. Esto es más que el límite de 92%, lo que significa que la prueba se debe repetir.

Normas ASTM e IEEE - EE.UU. Como se mencionó previamente, D877 se suele recomendar solo para la aceptación de aceite nuevo de un fabricante. Sin embargo, algunos laboratorios de prueba de aceite todavía recomiendan su uso para aplicaciones específicas en servicio. En estos casos, un valor de voltaje de ruptura de 30 kV o más se suele considerar aceptable, en tanto que valores por debajo de 25 kV se consideran no aceptables. Valores entre 25 y 30 kV se consideran dudosos.

Para aceite nuevo, un valor mínimo de 30 kV se especifica normalmente en la tabla 1.10.

Tabla 1.10 Valores típicos de ruptura usados.

Valores típicos de ruptura usando el método de prueba D877	
Tipo de aceite	Aceite nuevo
Aceite mineral	45 kV
Aceite siliconado	40 kV
HMWV	52 kV
Éster sintético	43 kV
Éster natural	56 kV



1.3.4 Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.

El objetivo de esta prueba es verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría. Así como comprobar que no exista desplazamiento del núcleo durante maniobras de transporte.

1.3.4.1 Recomendaciones generales antes de realizar la prueba.

- A. Verificar que el transformador a probar no esté energizado verificando la apertura física de interruptores y cuchillas seccionadoras.
- B. El tanque o estructura del transformador a probar, debe estar aterrizado.
- C. Aterrizar el transformador a probar por 10 min. aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- D. Desconectar de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- E. Preparar los recursos de prueba indispensables como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- F. Preparar el área de trabajo donde se realizarán las pruebas y delimitarla para evitar el paso de personas ajenas a la prueba.
- G. Comprobar que las terminales de prueba estén en buenas condiciones y sean las apropiadas.
- H. no aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal del transformador a probar.
- I. al terminar la prueba poner fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrizan nuevamente el transformador.



1.3.4.2 Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.

- A. Es necesario reducir el nivel de aceite a lo necesario para tener acceso a la conexión del núcleo y tanque; si el transformador tiene presión de nitrógeno, liberarlo por seguridad personal.
- B. Retirar la tapa de registro (entrada-hombre).
- C. Quitar la conexión a tierra del núcleo (generalmente localizada en la partesuperior del tanque).

1.3.4.3 Procedimiento para efectuar la prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.

- A. Conectar la terminal de línea del medidor de resistencia de aislamiento al núcleo.
- B. Conectar la terminal tierra del medidor de resistencia de aislamiento al tanque del transformador.
- C. Efectuar la prueba y registrar el valor de la resistencia.

Para realizar la conexión de la prueba se deberá realizar mediante la tabla 1.11

Tabla 1.11 prueba de resistencia de aislamiento del núcleo.

PRUEBA	CONEXIÓN DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	NÚCLEO	-----	TANQUE	RN

dónde:

L = Línea.

G= Guarda.

T = Tierra.

RN = Resistencia en el núcleo.

Para esta prueba, la colilla que aterriza el núcleo debe de desconectarse de la tapa del transformador y el tanque debe estar aterrizado.

La figura 1.16, muestra gráficamente la forma correcta de hacer las conexiones de la prueba.

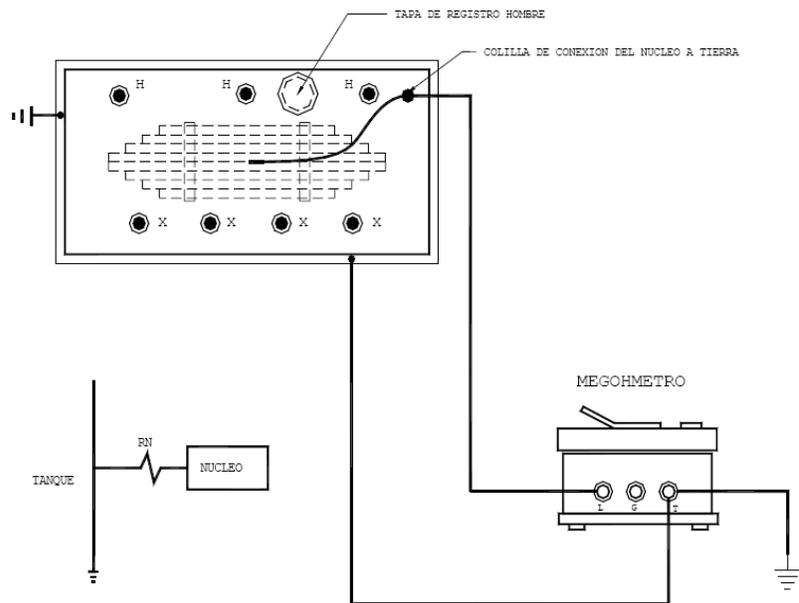


Figura 1.16 conexiones de la prueba resistencia de aislamiento del núcleo

Debiendo anotar los resultados en el formato de prueba de resistencia de aislamiento del núcleo para su análisis.

1.3.4.4 Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones de aislamiento.

El valor de la resistencia de aislamiento del núcleo, debe ser conforme a lo establecido en las especificaciones correspondientes para transformadores de potencia de 10 MVA. y mayores (CFE k0000-06) con una tensión de aplicación de 500 volts para obtener un valor mínimo de 200 MΩ, para considerarlo satisfactorio.



CONCLUSIONES

Se pudo adecuar, realizar y poner en práctica las pruebas a los transformadores de distribución conforme a los lineamientos del medio castrense, esto se lleva a cabo con los equipos e instrumentos de medición con que cuenta el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico.

Han sido adecuados para que el personal de las células de mantenimiento lo ponga en práctica y puedan registrar en las bitácoras de mantenimiento de las subestaciones eléctricas, los resultados obtenidos para llevar un historial y en dado caso que se modifiquen estos parámetros, poder analizarlos y determinar lo que está sucediendo y poder realizar un mantenimiento preventivo con mayor precisión sin llegar a los mantenimientos correctivos con daños mayores o irreversibles.



Capítulo II. Estudio de eficiencia energética a motores eléctricos.

Introducción

En nuestro mundo en la actualidad se ha tomado una gran importancia al uso eficiente de los recursos naturales y energéticos para contribuir a conservar nuestro mundo, y lograr un ahorro económico notable.

Los motores eléctricos son los usuarios de mayor consumo de energía eléctrica en plantas industriales. Aproximadamente entre el 60 y 70 % del consumo de energía eléctrica de una industria corresponde a equipos electromotrices tales como ventiladores, bombas, compresores, bandas transportadoras, etc.

Es evidente el gran impacto de los motores eléctricos en el consumo de energía en el sector industrial, por tanto, resalta la importancia de identificar y evaluar oportunidades de ahorro de energía en ellos. Sin embargo, es necesario determinar con precisión el estado energético actual de los mismos (factor de carga, eficiencia, factor de potencia, antigüedad, etc.) y conocer sistemas alternativos como son motores de alta eficiencia y variadores de frecuencia entre otros.

Por tal motivo y para contribuir con el programa para el Uso Eficiente de la Energía dentro de las instalaciones de la Dirección General de Industria Militar, el Departamento se dio a la tarea de realizar diversos estudios de eficiencia energética en las diferentes áreas que le competen para lograr un ahorro considerable en los consumos energéticos.

El Jefe del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico me solicitó realizar un estudio de eficiencia energética a motores eléctricos dentro de la Industria Militar con el objetivo de determinar de qué forma se podría contribuir a reducir los costos en los consumos energéticos y de algún modo contribuir en el uso eficiente de la energía y de los recursos.

Por tal motivo me di a la tarea de realizar un censo de todos los motores eléctricos que cuenta las diferentes áreas de esta dependencia, con el motivo de conocer los

diferentes tipos de motores eléctricos, la función que realiza, sus características (tanto eléctricas como de construcción), el tiempo de servicio, cantidad de reparaciones echas y el número de horas que opera en la semana.

2 Desarrollo del proyecto.

Los motores se definen como una máquina que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, existen motores de corriente alterna, directa y universal; así como una gran variedad de potencias, voltajes, tamaños, velocidades, arranques, usos y velocidades (figura 2.1).

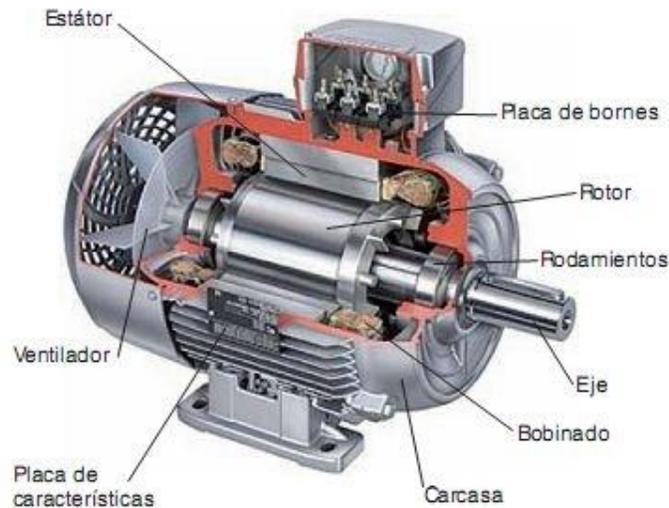


Figura 2.1 Motor Eléctrico y sus partes.

2.1 Eficiencia de un motor eléctrico

La eficiencia es la medida de la capacidad de un motor eléctrico para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil.

No toda la energía eléctrica que un motor recibe, se convierte en energía mecánica. En el proceso de conversión, se presentan pérdidas, por lo que la eficiencia nunca será del 100%.

Si las condiciones de operación de un motor son incorrectas o éste tiene algún desperfecto, la magnitud de las pérdidas, puede superar con mucho las de diseño, con la consecuente disminución de la eficiencia (figura 2.2).

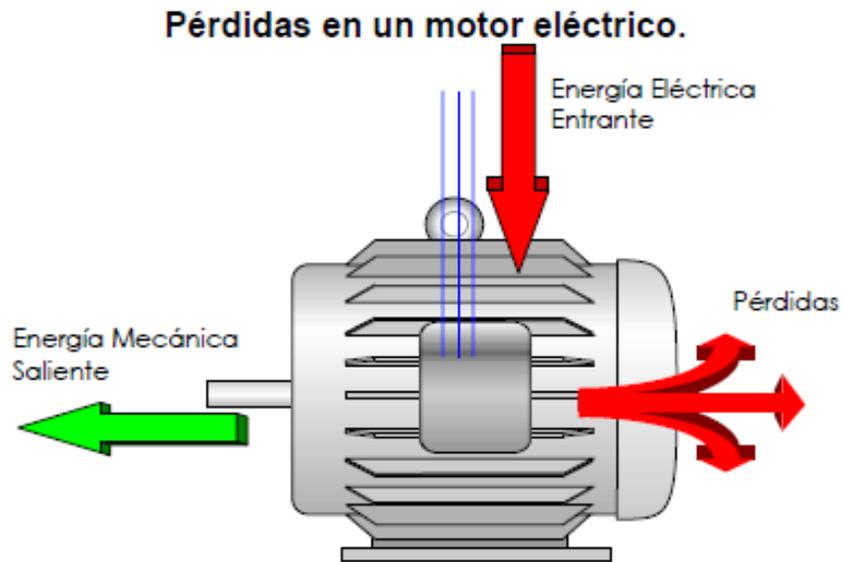


Figura 2.2 Perdidas en un motor eléctrico.

El cálculo de eficiencia se hace con la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica expresada en porcentaje (Ec. 2.1).

$$\eta = \frac{\text{potencia mecánica}}{\text{Potencia eléctrica}} \times 100 \% \quad \text{Ec.2.1}$$

Las unidades de potencia deben ser iguales.

- La potencia eléctrica se expresa en kilowatts (kW).
- La potencia mecánica se expresa en caballos de potencia CP o HP.

Equivalencias útiles para la conversión de unidades.

- 1CP = 746 W
- 1 KW = 1.34 CP

Ejemplo:

La potencia mecánica (Ec. 2.2)

$$\text{Potencia Mecánica} = \text{Caballos de poder} \times 0.746 \quad \text{Ec.2.1}$$

Si un motor de 100 CP toma de la línea 87.76 kW tiene



$$\text{Potencia mecánica} = 100 \times 0.746$$

$$= 74.6 \text{ kW}$$

$$\eta = \frac{74.6}{87.76} \times 100$$

$$= 85\%$$

$$\text{Pérdidas} = 87.76 - 74.6 = 13.16 \text{ kW}$$

Entonces el motor convierte el 85% de su energía eléctrica en mecánica y pierde el 15% en el proceso de conversión. En términos prácticos, se consume (y se paga) la energía utilizada para hacer funcionar al motor.

El valor más alto de eficiencia sería la unidad, si acaso las pérdidas fueran cero. Por ello los fabricantes de motores están haciendo innovaciones tecnológicas tendientes a disminuir las pérdidas al máximo posible y lo están logrando con un diseño mejorado empleando materiales de alta calidad y un mejor proceso de fabricación.

Conforme la eficiencia puede considerarse tres géneros de motores eléctricos:

- Motores de Eficiencia Estándar
- Motores de Alta Eficiencia
- Motores de Eficiencia Premium

Los motores estándar no consideran la eficiencia como la principal cualidad, más bien privilegian la funcionalidad y precio, prácticamente los motores con más de 15 años podrían considerarse de eficiencia estándar. El concepto de alta eficiencia surge en la década de los años noventa, como consecuencia de contrarrestar los altos precios de la energía y por la necesidad ya existente de hacer un uso eficiente y racional de la energía.

La innovación de los Premium se da en la actual década con la pretensión de elevar aún más la eficiencia de los motores eléctricos, para ellos se ha perfeccionado el proceso de manufactura y se utilizan materiales muy superiores, ello acarrea que el diferencial en precio sea también más elevado.

Para mejorar la eficiencia se deben disminuir las pérdidas en el motor, esto se logra con el cambio de diseño, materiales de alta calidad y un mejor proceso de fabricación. Los motores de alta eficiencia a determinada carga entregan mayor o igual cantidad de trabajo con menor consumo de energía que un motor estándar (figura 2.3).

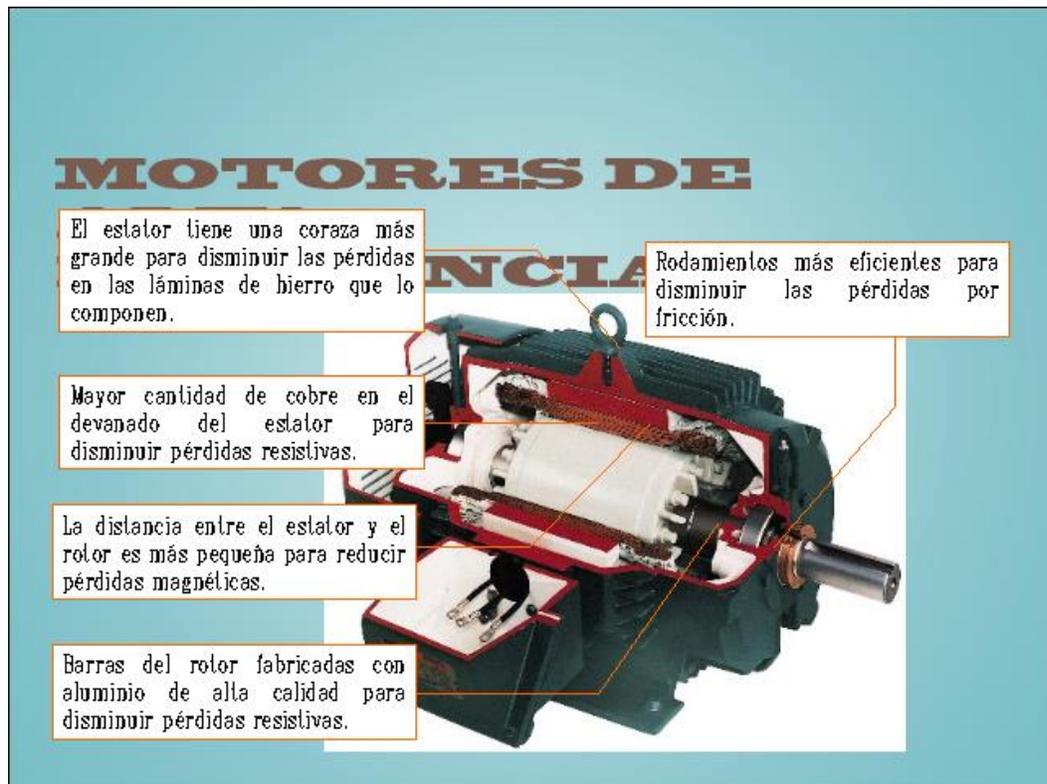


Figura .2.3 Características de los motores de alta eficiencia

2.2 Análisis de factibilidad de remplazo de motor eléctrico de baja eficiencia por otro de alta eficiencia.

Como se puede observar los motores eléctricos de alta eficiencia proporcionan un ahorro considerable que se debe de tomar en cuenta, pero también se deben tener contemplado otro tipo de factores para el remplazo de un motor.

- A. Dimensiones específicas (algunos tamaños no fácilmente se pueden encontrar en el mercado).
- B. Potencias típicas (exclusivas para la maquinaria).



- C. Voltajes (específicos de fabricante y del equipo).
- D. Velocidades exclusivas.

De tal forma para determinar de qué manera se puede contribuir a reducir los costos en los consumos energéticos referente a motores eléctricos se realizó un censo de todos los motores eléctrico que cuenta la Dirección de Industria Militar en las diferentes factorías y áreas que cuenta, para poder conocer los diferentes tipos de motores eléctricos, la función que realiza, sus características (tanto eléctricas como de construcción), el tiempo de servicio, cantidad de reparaciones echas y la cantidad de horas que trabaja.

Analizando toda esta información se optó por seleccionar los motores eléctricos en los que se puede lograr un ahorro en los consumos de energía por las siguientes características y además son susceptibles de cambio por las siguientes razones:

- A. Motores de dimensiones estándar.
- B. Motores de voltajes comunes (127, 220, 440).
- C. Motores ya reparados (Número de embobinados o reparaciones mayores, es otro factor que influye en los motores eléctricos son la reparaciones que se le han realizado a los motores encontrados sido reparados en una o dos ocasiones (un motor eléctrico reembobinado pierde un 30% de eficiencia a causa de factores como materiales de baja calidad, número de vueltas incorrecto, deformaciones en su laminado del estator, desalineamiento de la flecha, etc., aunado a esto la capacidad técnica del personal que realiza la reparación influye en este porcentaje, aunque si todo estos factores se corrigen se puede conservar la eficiencia con la que contaba el motor en un principio).
- D. Motores de velocidades usuales (existentes en el mercado).
- E. Motores de flecha común.
- F. Motores con más de 20 años de antigüedad (Sus partes ya presentan severo desgaste por el uso continuo y el tiempo de servicio, se encontró que muchos de los motores eléctricos con los que cuenta el complejo Industrial Militar son de antiguos además motores eléctricos de baja eficiencia)



De todos los motores que existen en la Industria Militar se seleccionaron 80 motores, ya que estos cumplen con las características antes mencionadas y así poder lograr una reducción de costos en los consumos energéticos.

Para lograr el estudio de eficiencia energética a los motores eléctricos se compararon los motores susceptibles de cambio con motores de alta eficiencia, tomando en cuenta los costos de inversión (al adquirir motores eléctricos nuevos) y el tiempo de amortización comparado con el ahorro producido por los motores de alta eficiencia.

Estos fueron los motores seleccionados y sus características de placa tabla 2.1:

Tabla 2.1 Características de los motores seleccionados.

Cantidad	Descripción del equipo
4	MOTOR TRIFÁSICO 440 V, 30 H.P, 37 AMP., F.P. 0.8, trifásico.
1	MOTOR TRIFÁSICO 220/440 V, 74/37 AMP.,25 H.P, trifásico
3	MOTOR TRIFÁSICO 220 V, 54 /27 AMP., F.P. 0.8, 20 H.P., trifásico
2	MOTOR TRIFÁSICO 220/440 V,44/26 AMP., 15 H.P., trifásico
14	MOTOR TRIFÁSICO 220/440 V,28/14 AMP., 10 H.P., trifásico
13	MOTOR TRIFÁSICO 220/440 V,20/10 AMP., 7.5 H.P., trifásico
30	MOTOR TRIFÁSICO 220/440 V,14/7 AMP., 5 H.P., trifásico
9	MOTOR TRIFÁSICO 220 V,10.9 AMP., 3 H.P., trifásico
4	MOTOR TRIFÁSICO 220/380 V,6/3.8 AMP., 2 H.P., trifásico

A estos motores se les tomaron lectura a sus valores de voltaje y corrientes en las tres fases, para determinar la potencia que toma de la línea y poder hacer el análisis con los valores reales de operación de los motores eléctricos.

Por ejemplo:

Un motor de 30 hp. Mostró los siguientes resultados (tabla 2.2):

Tabla 2.2 Valores de lecturas tomadas de motor de 30 hp.

Voltaje L1	Voltaje L2	Voltaje L3	Corriente L1	Corriente L2	Corriente L3
441	441	440	45.2	43.9	45



$$\text{Voltaje promedio} = 441+441+440$$

$$= 440.66 \text{ V}$$

$$\text{Corriente promedio} = 45.2+4309+45$$

$$= 44.7 \text{ amperes}$$

La potencia que toma de la línea es 34117.07 watts

Su eficiencia es:

$$\text{Potencia Mecánica} = 30 \text{ hp} \times 746$$

$$= 22380 \text{ watt}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{22,380}{34,117} \times 100 \%$$

$$= 65 \%$$

$$\text{Perdidas} = 34.117 - 22.38$$

$$= 11.737 \text{kw}$$

Esto quiere decir que el motor el 65% de la energía eléctrica en mecánica y se pierde el 35 % en el proceso de conversión.

Por lo que se puede ver que la eficiencia de este motor es muy baja y tiene un alto amperaje a comparación de sus datos de placa y las pérdidas.

Si hacemos la comparación de este motor contra un motor de alta eficiencia obtendremos que:

Ejemplo:

Sustituyendo el motor anterior por uno de eficiencia 93%.

Calculo de potencia ahorrada (PA) Ec. 2.3

$$PA = (0.746 \times cp) \left(\frac{100}{E1} - \frac{100}{E2} \right) \quad \text{Ec.2.3}$$



Dónde:

0.746 = factor de conversión de CP a kW

CP = Caballos de Poder

E1 = Motor con menor eficiencia.

E2 = Motor con mayor eficiencia.

Sustituyendo quedaría:

$$PA = 0.746 \times 30 \left(\frac{100}{65} - \frac{100}{93} \right)$$

$$PA = 10.366 \text{ kW}$$

Si este motor trabaja 8 horas diario en un año se ahorraría

8 X 30 (días) = 240 horas al mes

240 X 12 (meses) = 2880 horas al año

2880hrs X 10.366 kW = 29,854.80 kW/hr

En costos sería:

29,854.80 kw/ hora X 0.809 pesos (tarifa básica CFE) = \$ 24,152.54 al año.

En base a estos cálculos se buscó el precio de un motor de alta eficiencia en el mercado que para nuestro caso el costo de un motor de 30 hp es de \$21,385.00 comparado con el ahorro obtenido por el cambio(tabla 2.3).

Tabla 2.3 Comparación de Motor de alta eficiencia contra actual.

Parámetros de comparación	Motor eléctrico de uso general 30 CP		Diferencia
	Motor de menor eficiencia	Motor de mayor eficiencia	
Costo por unidad	\$ 30,480.00	\$ 35,711.75	\$ 2,768.25
Potencia en kW	34.117	22.380	11.737
% eficiencia	65%	93%	28%
Consumo de energía en un año kW/hora	98,256.96	64,454.40	33,802.56
Ahorro de energía en un año (tarifa básica 0.793)	\$77,917.76	\$51,112.33	\$26,805.42



Como se puede observar el tiempo de amortización es de dos años, el ahorro de energía es de un 28 % (en el caso de este motor) y el costo-beneficio es de optar por un cambio de motor es factible y los beneficios son muchos².

2.3 Mantenimientos a motores eléctricos.

Otra forma de contribuir al ahorro de energía en motores eléctricos que se tomó a consideración para lograr el objetivo fue los mantenimientos preventivos.

Los mantenimientos preventivos a los motores eléctricos ayudan a revisar el estado de sus componentes, hacer pruebas de funcionamiento y revisar los parámetros de las bobinas y su rigidez dieléctrica de sus aislantes, esto para evitar averías y gastos innecesario por pérdidas de energía eléctrica y cambio de refacciones o devanados.

Para tener un motor con una buena eficiencia no basta con tener un motor de alta eficiencia sino también tenerlo en óptimas condiciones de operación, por ejemplo:

- A. Alineamiento de ejes. (Una mala alineación entre la flecha del motor y el eje de la transmisión produce vibración, incremento de la temperatura en los alojamientos de los rodamientos, falla de baleros, incremento del amperaje por ser un incremento de carga la mala alineación).
- B. Control de los rodamientos.
- C. Revisión de las conexiones del motor (aprietes periódicos de borneras para evitar calentamientos y pérdidas eléctricas).
- D. Ventilación. (Incrementa la eficiencia del motor y alarga su vida).
- E. Revisión de engranajes.
- F. Deterioro del aislamiento de los devanados. (Los calentamientos excesivos, las grasas, aceites y líquidos que pueda ingresar en los devanados vayan degradando su aislante del alambre magneto con lo que están fabricadas las bobinas de los devanados de los motores produciendo que se rompa la rigidez dieléctrica).

²Precio de motor eléctrico tomado de catálogo Ferretero Continente http://www.continenteferretero.com/Motor-Electrico-Trifasico-30-Hp-4-Polos-Eficiencia-Nema-Premium_p_13658.html



Es importante, si se requiere reducir costos de energía, tener en optimas condiciones los motores eléctricos, teniendo en cuenta los anteriores puntos ya que sin esto, nuestros motores reducirán su eficiencia y se verá reflejado como un incremento en la facturación de la energía eléctrica y nuestros motores acortaran su tiempo de vida útil.

2.4 Conclusiones.

Se llega a obtener un ahorro significativo en los consumos energéticos con motores de alta eficiencia y el tiempo de amortización del gasto por la sustitución de los motores eléctricos de alta eficiencia es en un tiempo mínimo considerando el ahorro obtenido.

Se determinó que la sustitución de los motores eléctricos actuales, por motores eléctricos de mayor eficiencia, solamente se realizaría en motores de potencias de 10 h.p. en adelante, por ser los motores más antiguos y de baja eficiencia además de que el ahorro es más considerable que en motores de potencias pequeñas.

También se recomendó realizar programas de mantenimientos preventivos más eficientes y en las fechas programadas, para evitar que los motores bajen su eficiencia y disminuyan su tiempo de vida.

Además de que, si un motor presenta alguna falla por falta de mantenimiento, detendrá la producción, se incrementarán los gastos por cambio de piezas, embobinado y también tendremos perdidas económicas por mano de obra (al tener al operador sin realizar sus labores), estos mantenimientos deberán ser periódicos y minuciosos para evitar posibles fallas mayores.



Capítulo III. Mantenimiento mayor a la Subestación Eléctrica de 85 kV en SF6.

Introducción

El Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico para cumplir con los objetivos que tiene marcados y establecidos en su Manual de Calidad y suministrar energía continua y de calidad, tiene a su cargo una subestación eléctrica principal con una capacidad de 36 MVA de potencia, con una relación de transformación 85kV-23kV, la cual la empresa Comisión Federal de Electricidad (CFE) alimenta desde sus subestaciones por medio de dos cometidas IDNA 1 e IDNA 2.

Cuenta con un inter-enlace tanto en su lado primario (85kV) como el lado secundario (23kV), para poder operar por medio de sus dos transformadores y así poder darle mantenimiento sin dejar suministrar energía eléctrica o si llegase ocurrir alguna caída de tensión por medio de algunas de las acometidas proporcionadas por la CFE no se perdería la continuidad del suministro eléctrico.

Esta subestación eléctrica es una subestación encapsulada en SF6 GIS (con sus siglas en inglés Gas Insulated Switchgear-mecanismos de control *con aislamiento de gas*), es el conjunto de dispositivos y aparatos eléctricos inmersos en el gas dieléctrico Hexafluoruro de Azufre (SF6), blindados en envolventes de aleación de aluminio.

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas SF-6 usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes (maniobra, medición, barras, etc.) de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Al final del uso de vida del equipo, el gas puede ser recobrado, reciclado y vuelto a usar

Esta subestación eléctrica no solo suministra energía eléctrica a la Dirección General de la Industria Militar sino también a la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), Hospitales Militares y Campos Militares aledaños por tal motivo es pieza importante en el medio castrense.



Durante los trabajos del segundo piso del periférico, al escarbar con maquinaria pesada por parte de la constructora que realizaba los trabajos, dañan una fase de las dos acometidas que alimenta la subestación principal de 85 kV, a consecuencia de lo ocurrido al reparar los conductores y querer restablecer la acometida, que estaba fuera de servicio, no puede ser posible porque actúan las protecciones (RACID) indicándonos que existe otra falla.

Por tal motivo se contacta a la empresa ABB para que le realice un mantenimiento mayor y correctivo a la subestación, para realizar el mantenimiento mayor envía la empresa ABB a un especialista de Alemania y uno de México y solicitan cinco ingenieros de nuestro Departamento para realizar los trabajos en conjunto.

3 Desarrollo del proyecto.

3.1 Subestaciones Eléctricas GIS

Una subestación encapsulada en SF6 (GIS, Gas Insulated Switchgear) es el conjunto de dispositivos y aparatos eléctricos inmersos en el gas dieléctrico Hexafluoruro de Azufre (SF6), blindados en envolventes de aleación de aluminio. En su interior, los compartimientos se unen y colindan por medio de dispositivos barrera.

La principal función de una GIS es conmutar, separar, transformar, medir, repartir y distribuir la energía eléctrica en los sistemas de potencia. En tanto, el Hexafluoruro de Azufre (SF6) es un gas inerte artificial que tiene excelentes propiedades de aislamiento, así como una estabilidad térmica y química excepcionalmente alta. Estas características le han conferido un amplio uso como medio aislante tanto en Alta como en Media Tensión, mostrando en ambos casos un rendimiento y una fiabilidad muy elevada.

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras, etc.- de alta tensión.

Cuando se trata de alta tensión su denominación comunes GIS (Gas-Insulated Switchgear). En media tensión se denominan MV-GIS (Medium Voltage-Gas-Insulated Switchgear).

Por sus propiedades óptimas, el gas utilizado es el hexafluoruro de azufre (SF₆). Tiene las características principales siguientes: no tóxico, muy estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura (1.013 hPa y 20°C).

Existen diferencias fundamentales con las Subestaciones clásicas aisladas en aire (AIS: Air-Insulated Switchgear). La más importante a favor de las GIS es que en éstas las dimensiones son muy reducidas. El volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

Las dimensiones es una de las características de las subestaciones aisladas en SF₆ más importante entre las GIS y las AIS es que el volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

Cuando se trata de superficies, el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

La reducción de la superficie que se logra con las GIS se hace más evidente para tensiones mayores y puede alcanzar hasta 30 veces menos que una AIS para el caso de Subestaciones de 800 kV. En la figura 3.1 se aprecia la diferencia de área y volumen.

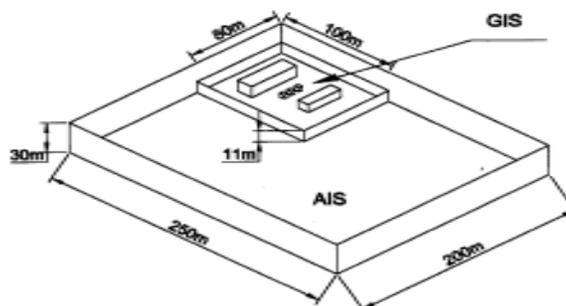


Figura 3.1 diferencia de área y volumen entre una GIS y una AIS.

En las grandes ciudades industrializadas, donde el precio muy elevado de los terrenos y la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS, prácticamente desaconsejan el uso de estas.

En cambio, las dimensiones reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en tales circunstancias. Lo mismo puede decirse en centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las Subestaciones es sumamente reducido.

También, en lugares de alta contaminación, la instalación de GIS constituye la mejor solución. Puede afirmarse que: "Si el problema es el espacio, la solución siempre es GIS" Pero no solo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS.

Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

Rápido montaje. Las GIS (hasta tensiones nominales de 300 kV) se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos. Luego, se montan en obra como se hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).

Otros aspectos son los mantenimientos reducidos. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS (figura 3.2).

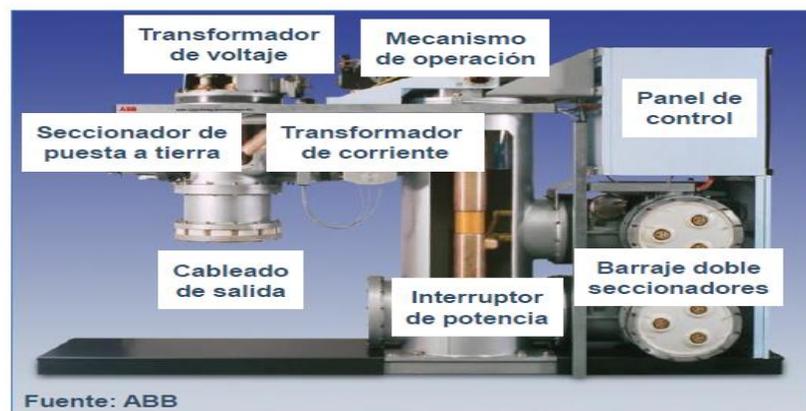


Figura 3.2 Subestación eléctrica encapsulada (GIS)

3.2 Trabajos realizados.

3.2.1 Revisión del Gas SF₆.

A pesar de ser un gas inerte es posible que ocurra un fallo que pueda originar un daño.

Los arcos eléctricos que se originan dentro de la operación normal del interruptor o el caso de descargas parciales durante el periodo largo conllevan la descomposición del gas SF₆ generando sub productos que en muchos casos son tóxicos y altamente corrosivos.

Por lo tanto, el primer paso que se realizó fue la toma de muestra del gas SF₆ y analizarse por medio de instrumentos portátiles (figura 3.3).



Figura 3.3 Instrumentos para extracción de Gas SF₆



Figura 3.5 Equipo con el que se analizó el gas SF6 contenido en las bahías

El Gas SF6 que se analizó y arrojó resultados positivos se extrajo y se almaceno en cilindros de acero inoxidable para su futura reutilización. El Gas que resultó con descomposición se almaceno para realizarle futuras pruebas CRETIB³ y determinar si es un residuo peligroso.



Figura 3.7 Revisión de manómetros de gas SF6.

³El acrónimo de clasificación de las características a identificar en los residuos peligrosos y que significa: corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico ambiental, inflamable y biológico-infeccioso. NOM-052-SEMARNAT-2005

Así mismo se revisaron todos los manómetros del Gas SF6 para descartar posibles lecturas erróneas. Por medio de la revisión se determinó, que los manómetros de toda la bahía que se revisó, se encontraron en buenas condiciones.

3.2.2 Revisión de toda la bahía para detectar la falla.

Para poder encontrar donde se situaba la falla, se tuvo que retirar cada parte de los módulos de la bahía y a su vez ir revisando para descartar otras posibles fallas y proporcionarle mantenimiento preventivo (figura 3.8 a la 3.11).



Figura 3.8 desensamble de alimentadores de la acometida



Figura 3.9 Retiro de acometida IDNA 2 en 85 Kv para poder retirar y trabajar con los módulos de la bahía.



Figura 3.10 Retiro de las tapas de los módulos para su revisión.



Figura 3.11 Retiro de impurezas para mantener los módulos limpios

En todo momento nos recomendaba el personal de Alemania que se llevara todos los procesos con mucha limpieza para no contaminar internamente los módulos, pues cualquier agente externo, que no fuese el gas SF6 o los componentes, podrían ocasionar un arco eléctrico entre fases y ocasionar un daño mayor, se continuo quitando los módulos hasta encontrar la falla (figura 3.12, figura 3.13, figura, 3.14, y figura 3.15).



Figura 3.12 Retiro de módulos por medio de eslingas y polipastos



Figura 3.13 Separación de los módulos



Figura 3.14 Separación de los módulos con extremo cuidado.



Figura 3.15 Área de la falla localizada

Como se puede observar la falla se localizó en la cuchilla combinada (desconectador/puesta a tierra) donde se ve el daño causado por el arco eléctrico (figura 3.16 y figura 3.17)



Figura 3.16 cuchillas combinada (desconectador/puesta a tierra) dañada.



Figura 3.17 cuchillas combinada (desconectador/puesta a tierra) dañada vista frontal.

El daño abarco diferentes componentes como la barrera aisladora y alojamiento de las cuchillas (figura 3.18)



Figura 3.18 Alojamiento de cuchillas combinada (desconectador/puesta a tierra) dañada.

Se limpió los componentes dañados, conforme a lo indicado por el personal de ABB, para revisar si podrían ser reutilizables y no afectarían el funcionamiento futuro, pero solo los menos dañados se reutilizarían y los demás se cambiaron por nuevos (figura 3.19 y figura 3.20).



Figura 3.19 Se limpió los componentes dañados para su reaprovechamiento



Figura 3.20 limpieza y revisión de componente.



Dentro de los trabajos que se realizaron están los siguientes:

- A. Reemplazo de conductores que incluye varilla de mando de cuchilla aislada (Q54).
- B. Reparación y cambio de cuchillas combinada (desconectador/puesta a tierra).
- C. Limpieza de aislador barrera.
- D. Cambio de dos válvulas de llenado de gas SF-6 DILO NW20.
- E. Revisión de manómetro y set de O-rings.
- F. Limpieza total del compartamiento donde se aloja la cuchilla de puesta a tierra (Q-81).
- G. Limpieza total del compartimiento de donde se aloja la acometida de cables de potencia.
- H. Limpieza total de la zona de TC (T2).

3.3 Conclusiones

Después de realización del mantenimiento mayor a la subestación principal se le hicieron pruebas de funcionamiento tanto mecánico como eléctrico sin energía y con energía, en coordinación con la empresa CFE y ABB quedando operativa la subestación eléctrica en sus dos alimentadores al 100 %.

En este tipo de Mantenimiento en conjunto con personal de Alemania y gente de la empresa ABB, nos deja un gran aprendizaje y mayor conocimiento de nuestra subestación eléctrica en 85kV.

Nos dimos cuenta y entendimos mejor el funcionamiento interno de los módulos, los cuidados y formas de realizar los trabajos de mantenimiento correctivo, así como la importancia de trabajar en equipo.



Capítulo IV. Regulación de voltaje en la subestación principal de 85 kV y ajuste de los taps en los transformadores de distribución.

Introducción

Las subestaciones eléctricas de distribución que operan en la Dirección General de Industria Militar, son alimentadas por la Subestación eléctrica principal de 85kV, tiene una potencia de 36 MVA, gracias a sus dos transformadores y sus dos diferentes acometidas puede mantener el suministro de energía eléctrica continuó, cada uno de los transformadores cuenta con su regulador de tensiones (tap) automático el cual, regula el voltaje de salida en el lado del secundario , dependiendo que voltaje tenga en el lado primario.

Cada uno de los dos transformadores con que cuenta la subestación principal de 85kV tiene su regulador de voltaje marca Solid-State, modelo MK-20, estos reguladores se utilizan para el control automático de los transformadores con cambiadores de tomas en carga, que son operados mediante un accionamiento por motor.

La activación por accionamiento por motor que trabaja por el principio de marcha paso a paso, provoca el cambio de tensión de las bobinas del transformador una por una. El regulador de tensión le dice al comando de control que suba o baje, al accionar el motor, cuando el valor actual del voltaje se diferencia dentro de los límites preestablecidos del valor de consigna.

Aunque el sistema de regulación de voltaje es automático, cuanta con sus ajustes previamente ingresados con los valores precisos, así mismo se regula la sensibilidad de reacción de la regulación por medio de dos perillas una el ajuste ordinario y la otra el ajuste fino. Esta regulación la realiza censando el voltaje de las acometidas que proporciona CFE a los transformadores en su lado primario, lo puede realizar energizado y a plena carga, con esto logra mantener el voltaje de operación constante en 23 kV.



En la subestación principal de 85kV que tiene una salida de 23 kV para alimentar las subestaciones de distribución y haciendo una revisión en los equipos de medición y en los Tc y Tp se detectó que estaba mal ajustado los valores, esto hace que se tenga un valor erróneo en los equipos de medición y haciendo el ajuste nos arrojó un voltaje nominal en el secundario de 22 kV voltaje que se encuentra un 4.34 % abajo con respecto al voltaje de salida que proporciona dichos transformadores.

Al percatarse de esta situación el Jefe del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico ordeno el ajuste de los valores de los Tc para tener parámetros y lecturas correctas.

Al hacer los justes necesarios se modificaría el voltaje de salida en el lado secundario y esto provocaría que el voltaje que le llegase a los transformadores de distribución, en baja tensión, ya no fuese el mismo ocasionando que se ajusten los taps de las 24 subestaciones de acuerdo al voltaje que le llega al lado primario.

4 Desarrollo del proyecto.

Para este trabajo se revisó los valores reales de placa de datos de los Tc y Tp para poder registrarlos en los equipos de medición con los que cuenta y en el regulador automático de tensión de la subestación principal de 85 kV y así poder hacer los ajustes y a su vez enviar con certeza los 23 kV a los transformadores de distribución en baja tensión de las diferentes subestaciones de distribución con las que cuenta esta Campo Militar.

Para poder comprender esto y poder modificar los valores debemos entender que son los tap de un transformador y su función, para que sirven los tc y tp para así poder manipularos y poder ajustar los transformadores de distribución en baja tensión y regulador de voltaje automático del transformador de la subestación principal de 85 kV.

4.1 Tap de un transformador.

Los taps (selector de posición de ajuste del transformador) son derivaciones que poseen los transformadores trifásicos, los cuales hacen que se tenga la posibilidad de poder cambiar la tensión a la salida del transformador, ya que cuando el transformador tenga que alimentar a una carga que pase los límites el transformador no podrá abastecer con la misma tensión ya que está sobrepasando su tensión, por lo que este tap o conmutador puede ser cambiado para elevar la tensión o disminuirla (figura 4.1).



Figura 4.1 Tap (selector de posición de ajuste del transformador)

Los transformadores normalmente están equipados con un conmutador de cinco posiciones en el lado de mediana tensión, generalmente en el lado situado sobre la cuba del transformador.

Los cambiadores de derivación para operar sin tensión es un dispositivo que se acciona desde el exterior del transformador, sumergido en líquido refrigerante que



permite seleccionar la derivación de un devanado cuando el transformador esta sin corriente y des energizado. Se fabrican de dos tipos Monofásicos y Trifásicos.

El cambio en la relación de transformación es normalmente +/- 10%, aun cuando se pueden encontrar disponibles cambios de +/- 5% ó +/- 7.5%, los pasos de variación varían desde 2.5% hasta 32 pasos para cubrir el rango normal de +/- 10% (0.625% por paso).

Normalmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados primarios (de alto voltaje), debido a que se tiene que manejar en los cambios menos corriente de la que se manejaría si se localizarán en el devanado de bajo voltaje. Los cambiadores de derivación pueden ser normales o automáticos, la mayoría de los transformadores de distribución y de subestaciones de distribución tienen cambiadores manuales, de manera que la carga que se agrega se puede compensar.

Los cambiadores de derivación accionados por motor eléctrico se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes, estos cambiadores de derivación se les conoce como cambiadores bajo carga.

Existen muchos diseños para los cambiadores de derivación bajo carga y sólo se recomiendan cuando se justifica mejorar sustancialmente localidad del servicio, ya que su costo puede ser hasta el 5% del costo del transformador.

4.2 Transformadores de instrumentos.

Los aparatos de medida y los relés de protección no pueden soportar, por lo general, ni elevadas tensiones ni elevadas corrientes, ya que de lo contrario se encarecería sobremanera su construcción.

Por otra parte, es conveniente evitar la presencia de elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar al alcance de las personas. Son éstas las principales razones para la utilización de los transformadores de medida y protección, a través de los cuales se pueden llevarse señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y protección.

Se consigue además una separación galvánica, (entre las magnitudes de alta y baja tensión), de los elementos pertenecientes a los cuadros de mando, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad de las personas y delequipamiento.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales de transformadores de medida y protección

- A. Transformadores de tensión.
- B. Transformadores de corriente.

Normalmente estos transformadores (figura 4.2) se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 o 1 A y tensiones de 100, 110, $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$ V.



Figura 4.2 Transformadores de tensión y de corriente.

4.2.1 Los transformadores de corriente.

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporción ala corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.



El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Corriente primaria. Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para estaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1.200, 1.500, 2.000 y 4.000 amperes. Corriente secundaria. Valores normalizados de 5 A (en América) o 1 A (en Europa), dependiendo de su elección de las características del proyecto.

4.2.2 Los Transformadores de tensión.

Es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Cada transformador de tensión tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra, y terminales secundarios a los cuales se conectarán aquellos aparatos.

En estos aparatos la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.



4.3 Ajuste de valores.

La subestación principal de 85 kV cuenta con un regulador de voltaje automático Solid-StateMK-20 el cual tenía mal los valores de ajuste de la tensión de referencia, los cuales se ajustaron al igual que los valores de sensibilidad.

Esto ocasiono que el regulador modificara su posición del tap en que se encontraba para poder enviar a las subestaciones de distribución los 23 kV que se requieren.

También se ajustó los valores de los tc en los equipos de medición y los valores de los tp para que registren el valor real de voltaje y corriente en cada equipo.

En coordinación con todas las fábricas, áreas y con el personal de las células de mantenimiento tanto de las áreas afectadas y con que cuenta este Departamento. se revisó los voltajes de salida de los transformadores de distribución y comparándola con su relación de transformación se determinó en qué posición se debía colocar el tap de cada una de las 24 subestación de los transformadores.

Se realizó un corte de energía programado para realizar estas actividades haciendo uso de los sistemas de emergencia (planta de emergencia) para las áreas críticas de esta Dirección General de Industria Militar.

Al terminar los ajustes en los tap se energizo los transformadores y se tomaron las mediciones de los voltajes de salida para corroborar que estén correctos.

4.4 Conclusión

Es importante el constante monitoreo de los parámetros de energía y establecer valores reales, tanto en los equipos de medición como en las subestaciones eléctricas, para poder proporcionar los voltajes correctos de entrada (transformador de distribución) y salida (carga).

También es importante tener un buen registro de todos los valores de placa de los equipos instalados en nuestras instalaciones para agilizar los trabajos y llevar una bitácora de mantenimientos con todos los registros y cambios hechos.



Conclusiones.

El ejercicio profesional en la ingeniería demanda día a día, estar mejor preparado para estar en posibilidad de poder resolver los problemas que surgen, es tomar decisiones importantes que se verán reflejadas y materializadas según el caso, es trabajar en conjunto, coordinación, rapidez, exactitud y sobretodo con una gran actitud para logra un buen resultado.

La Universidad Nacional Autónoma de México nos brinda, desde el inicio de la carrera, muchas herramientas que al llegar a la vida labora nos ayudan a comprender y resolver los problemas que se nos ponen enfrente, los retos y por qué no decirlo materializar las ideas que serán una ayuda para México.

La Dirección General de Industria Militar busca constantemente eficientar sus procesos, innovar y crear mejores y nuevos productos, podemos observar en cada uno de los procesos la ingeniería aplicada, en cada proyecto, en cada área fabril y de mantenimiento. Por eso abre sus puertas a jóvenes egresados de escuelas que no son militarizadas, pues conoce de las capacidades de los jóvenes universitarios y reconoce que le inyectan a la Industria Militar todos los conocimientos aprendidos, que mejorar procesos, que proponen soluciones, que brindan innovaciones y sobre todo que construyen un mejor país.

Así mismo el Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Eléctrico con el mismo espíritu de la Industria Militar, constantemente busca cumplir con sus principales objetivos suministrar energía continua y de calidad, mantener los parámetros eléctricos establecidos bajo la normatividad vigente. Así también buscar mejorar sus procesos establecidos y capacitar a su personal para brindar un mejor servicio.

En estos años he asimilado que todo lo que aprendido en el transcurso de nuestra formación profesional, son herramientas que nos ayudan a solucionar algún problema, porque nuestra facultad no forma profesionistas que solo sepan realizar sus actividades, sino profesionistas que saben investigar, analizar, crear y trabajar en conjunto, profesionistas con toma de decisión, con visión y siempre en busca de ayudar a mejorar nuestra sociedad.



En estos últimos años laborales he aprendido mucho con cada reto que recibo y espero que cada reto sea más grande, y cada vez que se me presente uno nuevo pueda poner en alto el nombre de la universidad que me formo porque “por mi raza hablará mi espíritu”.



BIBLIOGRAFÍA

Gilberto Enrique Harper, Curso de Transformadores y motores de Inducción, 4/a Edición, editorial Limusa, 2000.

Gilberto Enrique Harper, el ABC de las maquinas eléctricas II, Motores de corriente continua, Novena edición, editorial Limusa, 2003.

Stephen J. Chapman, Maquinas eléctricas, tercera edición, editorial Mc Graw Hill 2000.

Gilberto Enrique Harper, el ABC de las maquinas eléctricas I, Transformadores, editorial Limusa, 2004.

Theodore Wildi, Máquinas eléctricas y sistemas de potencia, 6/a Edición, editorial Prentice Hall.

Andrés Hernández Acevedo, Rubén Rodrigo Ledesma Vilchis, Eduardo Alejandro Perera Martínez, tesis “Manual de prueba a transformadores de distribución”, ESIME, México 2007.

Luis Alberto Coscatl Arenas, tesis “pruebas aplicables a transformadores de distribución tipo pedestal hasta 2500 kVA”, FIME UV, FEB. 2012.

AmbarElectron, Folleto “Prueba de resistencia de aislamiento absorción dieléctrica”, [www. Ambarelectro.co.mx](http://www.Ambarelectro.co.mx)

Megger, Guia de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceites de aislamiento”.

Comisión Federal de Electricidad, “Coordinación de distribución”

Curso-taller promotores del ahorro de la energía eléctrica “ahorro de energía (AEE Motores de Inducción)”.

Compendio de información, Comisión Nacional para el uso eficiente de la energía, “Motores eléctricos”, 2009.



Comisión nacional para el uso eficiente de la energía eléctrica, “Guía para ahorrar energía eléctrica en motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, JUL. 2013.



INFORME DEL EJERCICIO PROFESIONAL EN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO DE LA INDUSTRIA MILITAR



Anexo A.

 D.I.M.E.	SECRETARÍA DE LA DEFENSA NACIONAL DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA MILITAR DIRECCIÓN TÉCNICA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
--	--

TRANSFORMADORES				FÁBRICA			
PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS *				ÁREA			
SUBESTACIÓN				FECHA DE REALIZACIÓN			
No. DE SERIE				ORDEN DE TRABAJO			
MODELO				FECHA TRANSFORMADOR			
VOLTAJES (KV)				MARCA			
TEMP. DEVANADO °C				CAPACIDAD (KVA)			
COND. ATMOSFERICAS				IMPEDANCIA (%)			
TEMP. ACEITE °C				TEMP. AMBIENTE °C			
RESISTENCIA DE LOS CABLES DE PRUEBA				H.R.			
				MARCA EQUIPO			
DEVANADO DE ALTA TENSION EN ESTRELLA (*)							
TAP	CONEXIÓN	LECTURA		MULTIPLICADOR		VALOR (OHMS)	
		R	L	R	L	R	L
N	H1 - H0						
1	H1 - H0						
2	H1 - H0						
3	H1 - H0						
4	H1 - H0						
5	H1 - H0						
6	H1 - H0						
7	H1 - H0						
8	H1 - H0						
9	H1 - H0						
10	H1 - H0						
11	H1 - H0						
12	H1 - H0						
13	H1 - H0						
14	H1 - H0						
15	H1 - H0						
N	H2 - H0						
1	H2 - H0						
2	H2 - H0						
3	H2 - H0						
4	H2 - H0						
5	H2 - H0						
6	H2 - H0						
7	H2 - H0						
8	H2 - H0						
9	H2 - H0						
10	H2 - H0						
11	H2 - H0						
12	H2 - H0						
13	H2 - H0						
14	H2 - H0						
15	H2 - H0						
N	H3 - H0						
1	H3 - H0						
2	H3 - H0						
3	H3 - H0						
4	H3 - H0						
5	H3 - H0						
6	H3 - H0						
7	H3 - H0						
8	H3 - H0						
9	H3 - H0						
10	H3 - H0						
11	H3 - H0						
12	H3 - H0						
13	H3 - H0						
14	H3 - H0						
15	H3 - H0						
	X1 - X0						
	X2 - X0						
	X3 - X0						
	Y1 - Y3						
	Y2 - Y1						
	Y3 - Y2						

NOTA: EN PRUEBAS DE RUTINA PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO, REALIZAR LA PRUEBA UNICAMENTE EN EL TAP DE OPERACIÓN.

REALIZÓ:
EL _____ A.M.G. JEFE CÉLULA No. _____

()



INFORME DEL EJERCICIO PROFESIONAL EN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO DE LA INDUSTRIA MILITAR



Anexo B.

 D.I.M.E.	SECRETARÍA DE LA DEFENSA NACIONAL DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA MILITAR DIRECCIÓN TÉCNICA DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO	

TRANSFORMADORES PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS *	FÁBRICA	
	ÁREA	
	FECHA DE REALIZACIÓN	
	ORDEN DE TRABAJO	

SUBESTACIÓN		FECHA TRANSFORMADOR	
No. DE SERIE		MARCA	
MODELO		CAPACIDAD (KVA)	
VOLTAJES (KV)	A.T. B.T.	IMPEDANCIA (%)	

TEMP. DEVANADO	°C	TEMP. ACEITE	°C	TEMP. AMBIENTE	°C	H.R.
COND. ATMOSFERICAS		RESISTENCIA DE LOS CABLES DE PRUEBA				MARCA EQUIPO

TAP	CONEXIÓN	DEVANADO DE ALTA TENSION EN DELTA (*)					
		LECTURA		MULTIPLICADOR		VALOR (OHMS)	
		R	L	R	L	R	L
N	H1 - H3						
	H1 - H3						
	H1 - H3						
3	H1 - H3						
	H1 - H3						
6	H1 - H3						
	H1 - H3						
8	H1 - H3						
	H1 - H3						
10	H1 - H3						
11	H1 - H3						
12	H1 - H3						
13	H1 - H3						
14	H1 - H3						
15	H1 - H3						
N	H2 - H1						
1	H2 - H1						
2	H2 - H1						
3	H2 - H1						
4	H2 - H1						
5	H2 - H1						
6	H2 - H1						
7	H2 - H1						
8	H2 - H1						
9	H2 - H1						
10	H2 - H1						
11	H2 - H1						
12	H2 - H1						
13	H2 - H1						
14	H2 - H1						
15	H2 - H1						
N	H3 - H2						
1	H3 - H2						
2	H3 - H2						
3	H3 - H2						
4	H3 - H2						
5	H3 - H2						
6	H3 - H2						
7	H3 - H2						
8	H3 - H2						
9	H3 - H2						
10	H3 - H2						
11	H3 - H2						
12	H3 - H2						
13	H3 - H2						
14	H3 - H2						
15	H3 - H2						

NOTA: EN PRUEBAS DE RUTINA PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO, REALIZAR LA PRUEBA UNICAMENTE EN EL TAP DE OPERACIÓN.

REALIZÓ:
 EL _____ A.M.G. JEFE CÉLULA No. _____

()



INFORME DEL EJERCICIO PROFESIONAL EN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO DE LA INDUSTRIA MILITAR



Anexo C.

 D.I.M.E.	SECRETARÍA DE LA DEFENSA NACIONAL DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA MILITAR DIRECCIÓN TÉCNICA DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
--	--

TRANSFORMADORES PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	FÁBRICA _____ ÁREA _____ FECHA DE REALIZACIÓN _____ ORDEN DE TRABAJO _____
--	---

SUBESTACIÓN _____	FECHA TRANSFORMADOR _____
No. DE SERIE _____	MARCA _____
MODELO _____	CAPACIDAD (KVA) _____
VOLTAJES (KV) A.T. _____ B.T. _____	IMPEDANCIA (%) _____

TEMP. DEVANADO °C _____	TEMP. ACEITE °C _____	TEMP. AMBIENTE °C _____	H.R. _____
MEGGER No. DE SERIE _____	ESCALA _____	MULTIPLICADOR _____	MARCA _____

CONEXIONES DE PRUEBAS										INDICES	
LÍNEA										RH	
GUARDA										10/1: _____	
TIERRA										1/1/2: _____	
TIEMPO DE LA PRUEBA MÍNIMA	LECTURAS			LECTURAS			LECTURAS			RX	DIAGRAMA FÁSORIAL
	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA A 20 °C	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA A 20 °C	MEDIDA	MULTIPLICADA	CORREGIDA A 20 °C		
1/4										10/1: _____	
1/2										1/1/2: _____	
3/4											
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											

CONDICIONES METEREOLÓGICAS: _____

VALOR DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO A TIERRA _____ MEGAOHMS A 1000 VOLTS. FACTOR DE CORECCION UTILIZADO _____

OBSERVACIONES: _____

CORRECCIÓN POR TEMP. PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO				INDICES DE POLARIZACIÓN Y ABSORCIÓN PROMEDIO MÍNIMO	RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20° C			
TEMP. °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR DE CORRECCIÓN	TEMP. °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR DE CORRECCIÓN		VOLTAJE ENTRE FASES KV	MEGAOHMS	VOLTAJE ENTRE FASES KV	MEGAOHMS
95	89	35	2.5	10/1 = 1.5 1/1/2 = 1.2	1.2	32	92	2480
90	66	30	1.8		2.5	68	115	3100
85	49	25	1.3		5.0	135	130	3720
80	36.2	20	1		8.7	230	161	4350
75	26.8	15	0.73		15.0	410	198	5300
70	20	10	0.54		25.0	670	230	6200
65	14.8	5	0.4		34.5	930	287	7750
60	11.0	0	0.3		46.0	1240	345	9300
55	8.1	-5	0.22		69.0	1860		
50	6	-10	0.16					
45	4.5	-15	0.12					
40	3.3							

REALIZÓ: _____
 EL _____ A.M.G. JEFE CÉLULA No. _____

(_____)