



**TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO.  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

**INGENIERÍA ELÉCTRICA.**

**REPORTE DE RESIDENCIA.**

**SUSTITUCION DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
DE LA SUBESTACION ELECTRICA OCOSINGO, CHIAPAS.**

**ASESOR EXTERNO:**

**ING. MANUEL GARCIA MARTINEZ.**

**ASESOR INTERNO:**

**M. EN C. KARLOS VELAZQUEZ MORENO.**

**ALUMNO:**

**NAVARRO PÉREZ JOSÉ MANUEL.**

**TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, A 07 DE DICIEMBRE DEL 2017.**

## Índice.

### Contenido

<b>1. Introducción</b> .....	5
<b>1.1 Antecedentes</b> .....	5
<b>1.2 Estado del arte</b> .....	5
<b>1.3 Justificación</b> .....	6
<b>1.4 Objetivo</b> .....	6
<b>1.5 Metodología</b> .....	7
<b>2. Generalidades y Localización</b> .....	7
<b>2.1 Características del Sitio</b> .....	7
<b>2.2 Justificación del lugar</b> .....	9
<b>2.3 Alimentaciones de circuitos con la sustitución</b> .....	10
<b>2.4 Transformador</b> .....	12
<b>2.4.1 Transformadores de potencia</b> .....	13
<b>2.5 Propuesta de solución</b> .....	14
<b>3. Datos del proyecto</b> .....	15
<b>3.1 Demanda de los circuitos de la S.E. Ocosingo</b> .....	15
<b>3.2 Características de Solución</b> .....	16
<b>4. Calculo de Insumos</b> .....	16
<b>4.1 Factor de Carga (p.u.)</b> .....	16
<b>4.2 Demanda Máxima de la Subestación</b> .....	19
<b>4.3 Capacidad Instalada Sin Proyecto (KW)</b> .....	19
<b>4.4 Capacidad Instalada Con Proyecto (kw)</b> .....	19
<b>4.5 Perdidas de Potencia sin Proyecto (kw)</b> .....	20
<b>4.6 Perdidas de Potencia con Proyecto</b> .....	21
<b>5. Obra Civil</b> .....	22
<b>5.1 Concreto</b> .....	22
<b>5.2 Cimentaciones de una Subestación</b> .....	22
<b>5.3 Ductos y Registros</b> .....	23
<b>5.3.1 Ductos</b> .....	23
<b>5.3.2 Registros</b> .....	23
<b>5.3.3 Registro para cable de potencia</b> .....	23
<b>5.4 Fosa captadora de aceite</b> .....	24
<b>5.5 Tanque colector de aceite</b> .....	24

<b>6. Obra Electro Mecánica.</b> .....	25
<b>6.1 Transformador de Potencia.</b> .....	25
<b>6.1.1 Traslado y Almacenado</b> .....	25
<b>6.1.2 Generalidades de Armado y Puesta en Servicio.</b> .....	26
<b>6.1.3 Revisión Interna.</b> .....	26
<b>6.1.4 Revisión Externa.</b> .....	27
<b>6.1.5 Armado.</b> .....	27
<b>6.2 Interruptores de Potencia.</b> .....	28
<b>6.2.1 Generalidades.</b> .....	28
<b>6.2.2 Ejecución.</b> .....	28
<b>7. Pruebas a Equipos.</b> .....	29
<b>7.1 Descripción.</b> .....	29
<b>7.2 Pruebas al Transformador de Potencia.</b> .....	30
<b>7.2.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento.</b> .....	30
<b>7.2.1.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba de Resistencia de Aislamiento.</b> .....	30
<b>7.2.1.2 Comprobación del Medidor de Resistencia de Aislamiento.</b> .....	31
<b>7.2.1.3 Conexiones Para Realizar la Prueba.</b> .....	32
<b>7.2.1.4 Interpretación de Resultados de Prueba para la Evaluación de las</b> <b>            Condiciones del Aislamiento.</b> .....	37
<b>7.2.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento del Núcleo.</b> .....	39
<b>7.2.2.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.</b> .....	39
<b>7.2.2.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.</b> .....	39
<b>7.2.3 Prueba de Corriente de Excitación.</b> .....	41
<b>7.2.3.1 Recomendaciones Para Efectuar la Prueba de Corriente de Excitación.</b> .....	41
<b>7.2.3.2 Conexiones para Realizar la Prueba.</b> .....	42
<b>7.2.4 Prueba de Relación de Transformación.</b> .....	45
<b>7.2.4.1 Prueba Aplicando 10kV y Utilizando un Capacitor Auxiliar.</b> .....	45
<b>7.2.4.2 Principio de la Prueba.</b> .....	46
<b>7.2.4.3 corrección por temperatura</b> .....	47
<b>7.2.4.4 Conexiones para realizar la prueba.</b> .....	48
<b>7.2.4.5 Interpretación de Resultados</b> .....	49
<b>7.2.5 Determinación de la Humedad Residual en Transformadores de Potencia.</b> .....	49
<b>7.2.5.1 Determinación de la Humedad Residual.</b> .....	49
<b>7.2.5.2 Teoría General.</b> .....	50
<b>7.2.5.3 Método Para la Determinación de Humedad Residual.</b> .....	52

7.2.5.4 Método del Abatimiento de Vacío.....	52
7.2.5.5 Método del Punto de Rocío del Gas (nitrógeno o aire).....	53
7.2.5.6 Higrómetro Alnor.....	54
7.2.5.7 Recomendaciones al Aplicar el Método Descrito.....	55
7.2.5.8 Valores Aceptables de Humedad Residual en Aislamientos Solidos de Transformadores de Potencia.....	55
7.3 Pruebas a Interruptores de Potencia.....	55
7.3.1 Resistencia de Aislamiento.....	56
7.3.1.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.....	56
7.3.1.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.....	56
7.3.1.3 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.....	57
7.3.2 Factor de Potencia del Aislamiento.....	57
7.3.2.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.....	58
7.3.2.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.....	58
7.3.2.3 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.....	59
7.3.2.4 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.....	59
7.3.3 Resistencia de Contactos.....	59
7.3.3.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.....	59
7.3.3.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.....	60
7.3.3.3 Interpretación de Resultados.....	61
7.3.4 Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura.....	61
7.3.4.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.....	62
7.3.4.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.....	62
7.3.4.3 Interpretación de Resultados.....	63
7.3.4.4 Valores de Prueba.....	65
7.3.5 Rigidez Dieléctrica de Cámaras de Interrupción, Para Interruptores en Vacío o SF6.....	65
7.3.5.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.....	66
7.3.5.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.....	66
8. Conclusión.....	68
9. Anexos.....	69
10. Referencias Bibliográficas.....	69

## 1. Introducción

### 1.1 Antecedentes

En el municipio de Ocosingo, Chiapas, para el año 2010 ya existían alrededor de 198,877 habitantes (el 4.1% del total de la población en el estado) y 33,378 viviendas, de las cuales el 97.75% cuentan con electricidad (el 3.1% del total de hogares en la entidad) con 5.4 integrantes en promedio por hogar, estas cifras al día de hoy han aumentado considerablemente, y con ello la demanda de energía también ha crecido, a tal grado que ha sobrepasado la capacidad máxima de la subestación que alimenta al municipio. Para el año 2018 se tiene que dicha subestación estará trabajando al 112% de su capacidad lo cual generara perdidas y un deficiente suministro de energía, por eso se realizara este proyecto para dar solución a ese problema

Toda línea de suministro de energía eléctrica presenta perdidas por el traslado de esta, dichas pérdidas son causadas por el efecto joule y por la resistencia que presenta el conductor la cual va aumentando con la distancia y el incremento de temperatura resultado de la operación continua de las líneas, estos son algunos motivos por los que en ocasiones se presenta la caída de tensión en los servicios domésticos, causando un mal funcionamiento y provocando un daño parcial o total en estos.

Existen diferentes maneras para resolver el problema de la caída de tensión, unas de ellas consisten en la instalación de banco de capacitores y/o reguladores de voltaje, otra manera de resolverlos consiste en la recalibración de los circuitos, añadiendo en ocasiones repotenciaciones para este. Sin embargo, estos suelen ser soluciones parciales, debido a que estas no atienden el incremento de la demanda de energía eléctrica, la cual es nuestro problema en este caso.

Para poder dar solución al incremento de la demanda, en ocasiones, es fiable modificar el banco de transformadores de la subestación, instalando en esta, transformadores más grandes para así aumentar la capacidad de suministro y cubrir de esta manera ese aumento de demanda de energía eléctrica que en muchas ocasiones es debido al crecimiento de la población que día a día va en aumento.

### 1.2 Estado del arte

en el año 2010 se realizó la sustitución del Banco T2 de la subestación Acala debido a que la zona que alimentaba, las cuales eran Acala, chapilla y San Lucas pertenecientes a la zona Tuxtla, aumento su demanda de energía sobrepasando la capacidad del transformador que tenía el banco 2, el transformador que existía era de 6.25 MVA y se sustituyó por una de 9.4 con relación de transformación de 115/13.8 kv

En el año 2011, se realiza un cambio de transformador del Banco T1 de la subestación "Ocozocoautla (OCZ)" dicho banco tenía instalado un transformador de 6.25MVA, el cual fue reemplazado por uno de 20MVA con relación de transformación de 115/34.5 kv, esta subestación cuenta con un interruptor de enlace en caso de mantenimiento, fallas o contingencias que se presentase en esta.

En el año 2013 se realizó la sustitución del Banco T1 de la subestación de frontera Comalapa en el cual existía un transformador de 6.25 MVA y relación de transformación de 34.5/13.8kv, el cual fue reemplazado por una de 9.375 MVA y relación de transformación de 115/13.8kv esta obra fue supervisada por el jefe de área en ese entonces, quien era el ingeniero Carlos Rivera Quintana, y se realizó por el aumento en la demanda de energía de esa región.

En el año 2016, se realizó la ampliación del Banco T2 de la subestación san Cristóbal oriente ubicada en la carretera san Cristóbal-Tenejapa en el km 2.5, este banco poseía un transformador de 9.375 MVA, pero debido a la demanda de energía que aumento al pasar de los años se requirió la sustitución de este transformador por una de 20MVA y relación de transformación de 115/34.5 KV para satisfacer la demanda de energía y disminuir pérdidas.

En este año 2017, pero en el mes de abril, se realizó una sustitución del Banco T1 de la subestación trinitaria, este banco contaba con un transformador de 9.375MVA y se sustituyó por uno de 20 MVA con relación de transformación de 115/34.5 KV, esto para satisfacer la demanda de energía de los municipios de la Trinitaria, Margaritas, Maravilla Tenejapa y la Independencia y para reducir pérdidas técnicas.

### **1.3 Justificación.**

La creciente demanda de energía eléctrica, derivadas del avance tecnológico, así como del aumento de la población, exige la creación de nuevas y eficientes redes de distribución eléctrica, es por ello que en ocasiones es necesaria la modificación de subestaciones de distribución para aumentar la capacidad de estas.

Para el año 2018, en la subestación OCOSINGO, y de acuerdo al pronóstico de la demanda de la División Sureste, se tendrá una demanda para el Bco. T3 de 10.33 MW entre los circuitos Ocosingo-5010, Ocosingo-5030, Ocosingo-4010 y Ocosingo-4020. Con esta demanda se tendrá operando el Bco. T3 con una sobrecarga del 112.43 % con un factor de potencia de 0.98.

Por lo anterior, no es posible continuar con el suministro de energía eléctrica a través de la SE Ocosingo Bco. 3, ya que se rebasa la capacidad de la Subestación, por lo cual es necesaria la sustitución de este equipo de transformación.

Para dar solución a esta problemática se presentan la siguiente propuesta.

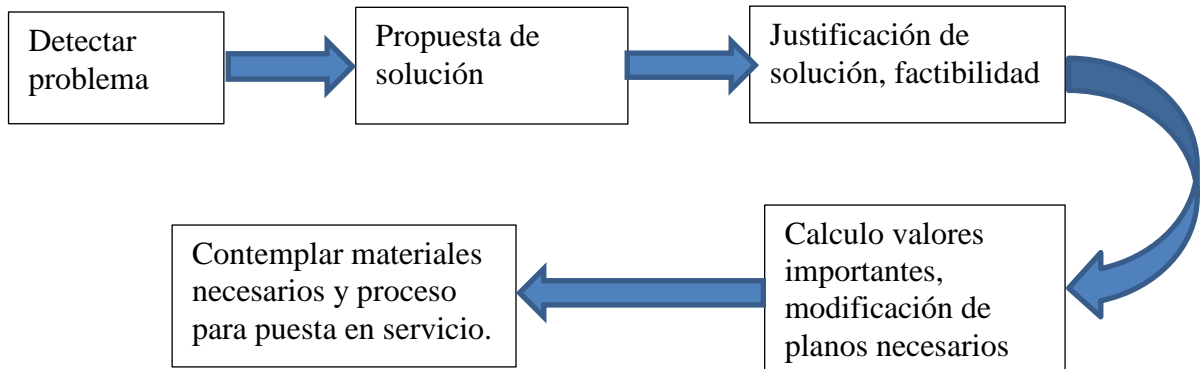
1.- Instalación del Banco 2 en la SE Ocosingo de 9.375 MVA con relación de transformación en 115/13.8 kv. esto hará que en dicha subestación la capacidad se haga mayor y así poder suministrar lo que se demanda en esa área sin problema alguno.

### **1.4 Objetivo**

Elaborar proyecto para la sustitución del banco de transformadores número 2 de la subestación Ocosingo en el estado de Chiapas que cuenta con las características de 1T-3F-6.25MVA-34.5/13.8KV y el cual será sustituido por uno con características 1T- 3F- 9.375 MVA- 115/13.8 kV, 0/0 A, esto para disminuir pérdidas al aumentar la capacidad de la

subestación, la cual pronto será superada, y para poder brindar un suministro eficiente y confiable.

### 1.5 Metodología.



La primera etapa consiste en detectar el problema y ver todas las alternativas para poder darle solución, esto con el fin de tomar la mejor opción la cual beneficie a todos por igual generando ganancias y brindando un buen servicio de energía eléctrica.

La segunda etapa consiste en justificar el por qué se realizará este proyecto, es decir, mediante datos y estadísticas plasmar en forma detallada en que consiste el problema y por qué es importante darle solución lo más rápido posible.

La tercera etapa consiste en el cálculo de valores que serán necesarios a la hora de realizar la maniobra de remplazo, así como de realizar los planos necesarios para plasmar el cómo deberá quedar el proyecto terminado, esto para que a la hora de tomar la decisión de como modificar el banco esta sea la más indicada recordando que lo que se desea principalmente es disminuir perdidas y brindar un buen servicio de energía eléctrica.

La cuarta etapa es en donde se verá lo necesario para poder terminar el proyecto y ponerlo a funcionar, los materiales necesarios, pruebas que se tendrán que realizar y siempre revisando las normas necesarias a lo largo de este proyecto .

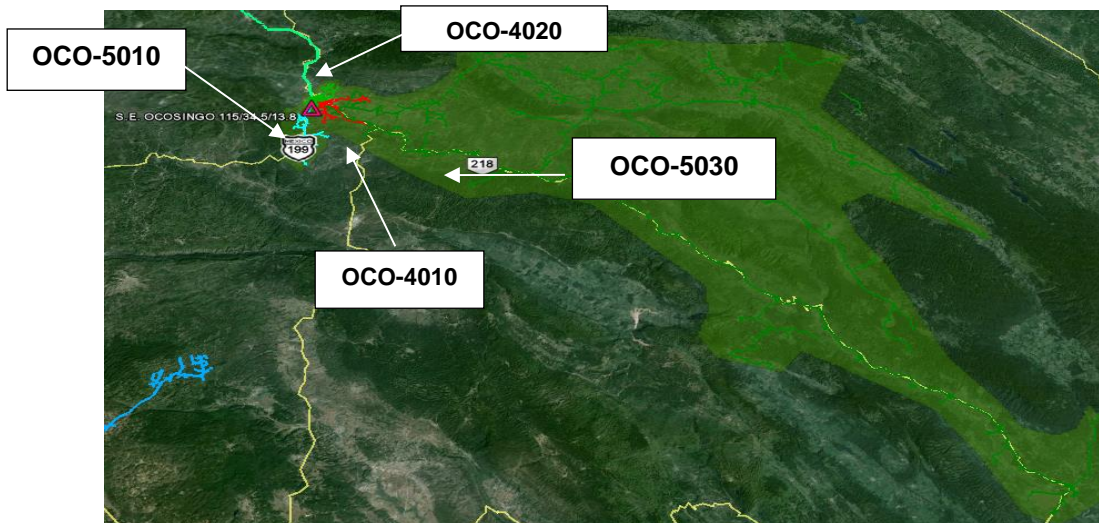
## 2. Generalidades y Localización

### 2.1 Características del Sitio.

El municipio de Ocosingo está situado al norte de México, en las montañas del oriente de Chiapas, se encuentra a una altura de 900 msnm, El clima aquí es tropical, En la mayoría de los meses del año en Ocosingo hay precipitaciones importantes, La temperatura aquí es en promedio 23.6 ° C. La precipitación media aproximada es de 1750 mm. Hay una diferencia de 288 mm de precipitación entre los meses más secos y los más húmedos. Las temperaturas medias varían durante el año en unos 4.6 °C, mayo es el mes más cálido del año. La temperatura en mayo promedio es 25.4 ° C. El mes más frío del año es de 18 °C a mediados

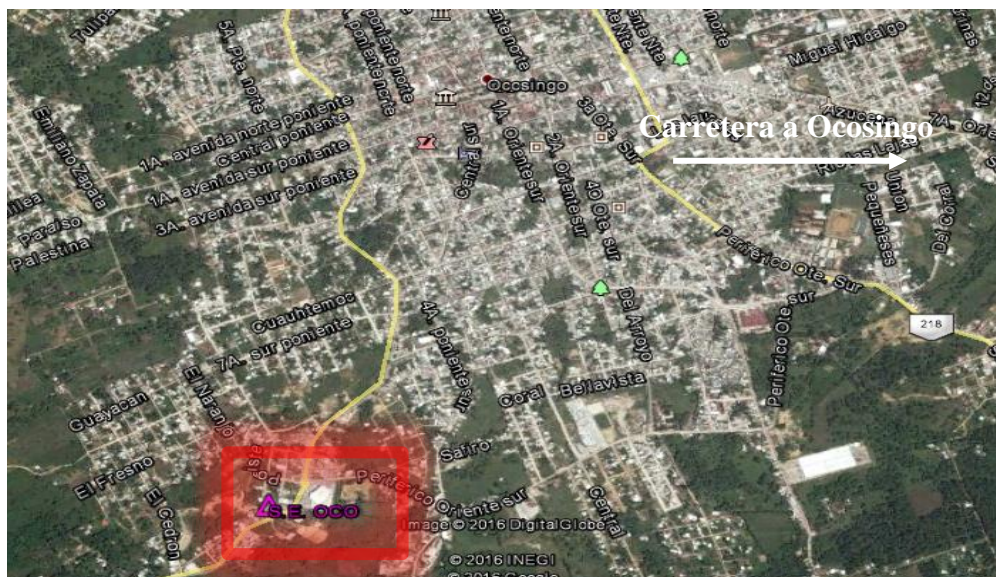
de enero. El mes más seco es febrero, con 37 mm de lluvia. 325 mm, mientras septiembre es el mes en el que tiene las mayores precipitaciones del año.

En la **Fig.1** se observa la ubicación de la subestación Ocosingo, en donde se realizará la modificación del banco de transformadores, y los circuitos pertenecientes al banco 2, que es el que se modificara, y el banco 3, en la cual podemos apreciar el área de influencia de estos 2 bancos en el área de Ocosingo.



**Fig. 1.** área de influencia de la S.E Ocosingo.

De manera más precisa, dicha subestación se localiza en la carretera Ocosingo-Petalcingo S/N. Se añade una imagen vía satélite de la subestación a través del uso del programa de Google Earth, **Fig.2**.



**Fig.2** Micro-Ubicación: Carretera Ocosingo - Petalcingo, Estado de Chiapas.  
15Q 595816.34 m E, 1868154.81 m N



## 2.2 Justificación del lugar.

El municipio de Ocosingo, perteneciente a la Zona de Distribución San Cristóbal, es alimentado a través de la SE Ocosingo, ubicada en la población de Ocosingo, con dos transformadores de potencia, el Bco. T1 con capacidad 20 MVA y el Banco T3 con capacidad de 9.375 MVA, ambos con relación 115/34.5 KV, del banco 3 depende el Banco T2, con capacidad de 6.25 MVA y relación de 34.5/13.8 KV.

Se pretende realizar la modificación en esta subestación debido al crecimiento de demanda del desarrollo normal en las inmediaciones de la subestación de Ocosingo, al cierre del 2016 se presentó una demanda de 9.273 MW operando el transformador de potencia con un factor de utilización de 100.93% y para el año 2018 de acuerdo con el pronóstico de la demanda para el Banco T3, se tendrá una sobrecarga del 112.43%, esto debido al crecimiento de la población. Haciendo así que el suministro de energía eléctrica para las inmediaciones sea deficiente y se generen problemas en equipos y pérdidas en cuanto suministro de energía.

También porque las condiciones en las que se encuentra la caseta de control de la subestación son malas y se aprovechara el mantenimiento de está arreglando ciertas irregularidades en cuanto a la infraestructura ya que requiere mantenimiento de loza debido a filtraciones suscitadas, para así poder evitar daños a los equipos o un mal funcionamiento de estos, **Fig. 3 Y Fig.4.**



**Fig. 3** Techo en mal estado, tiene filtraciones.

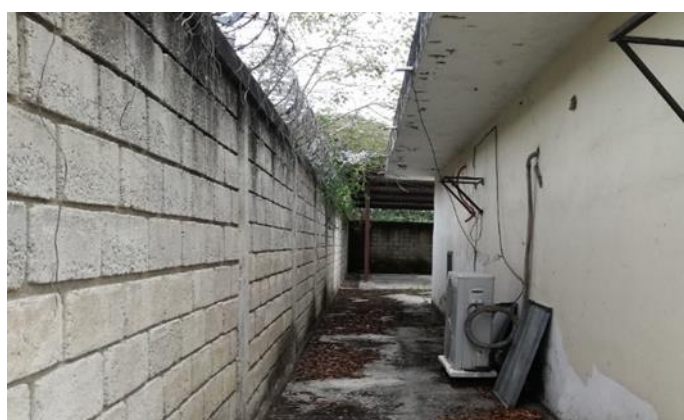


**Fig. 4** Techo en mal estado

Y también se instalará otro equipo de aire acondicionado ya que la caseta de control solo cuenta con uno y es insuficiente para mantener a la caseta de control y a los equipos a una temperatura adecuada. **Fig. 5 y Fig. 6.**



**Fig. 5** un solo equipo de A/C.



**Fig. 6** A/C insuficiente para la caseta de control.

### **2.3 Alimentaciones de circuitos con la sustitución.**

La subestación Ocosingo se encuentra alimentada por la subestación Oxchuc, mas especifico por el circuito OXC-73550 como se muestra en el diagrama unifilar abajo, **Fig. 7.**

Ahora bien, Inicialmente el banco T2 y el banco T3 de transformadores alimentaban los circuitos OCO-4010, OCO-4020, OCO-5010 Y OCO-5030, respectivamente ya que el banco T2 depende del banco T3 como se muestra en la **Fig. 7** a continuación.



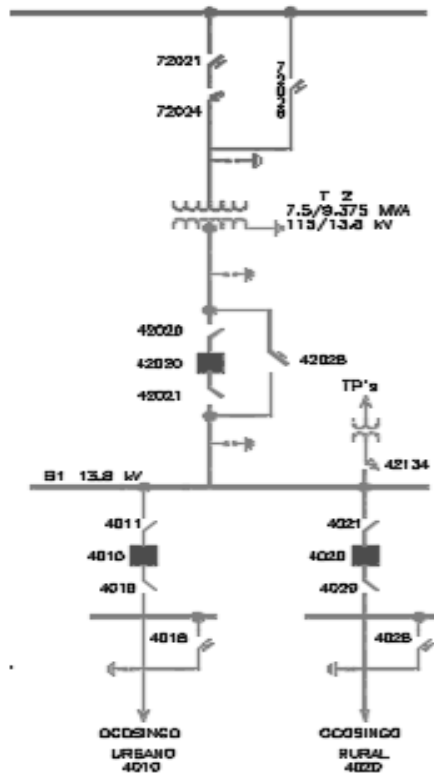


Fig. 8 Diagrama banco 2 alimentando circuitos OCO-4010 y OCO-4020

## 2.4 Transformador.

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, según el caso y la necesidad que se tenga, **Fig. 9**, manteniendo constante la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas) pero las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc. Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro-silicio.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.



**Fig. 9** ejemplo de un transformador de potencia

#### 2.4.1 Transformadores de potencia

Son los que se utilizan para subestaciones y transformación de energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencias. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde va a trabajar. Existen 2 tipos principales de estos transformadores.

El primero es el tipo seco que se utiliza en interiores, donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendios imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislamiento clase F utilizándose resinas epoxi como medio de protección de los arrollamientos siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. **Fig. 10.**



**Fig. 10** ejemplo de transformador seco.

El segundo tipo es en aceite el cual se caracterizan principalmente por que el núcleo ferromagnético se encuentra totalmente sumergido en aceite, consta de un tanque con tapa, intercambiadores de calor, bombas y cubículo para el aceite. Los devanados están formados por bobinas concéntricas de cobre electrolítico de alta conductividad y el aislamiento es papel impregnado en aceite (clase A). Su diseño permite que el transformador pueda suministrar la potencia nominal en cualquier posición del conmutador de derivaciones, **Fig. 11.**



Fig. 11 ejemplo de transformador sumergido en aceite.

## 2.5 Propuesta de solución.

En la tabla de abajo, **Tabla 1**, se muestran las demandas en cada uno de los circuitos en kv que ha tenido el Banco T3 de la subestación Ocosingo desde el año 2010 hasta el que se pronostica tendrá para el 2018.

SUBESTACION / CIRCUITO			HISTORIAL (kW)									
Circuito	Nombre	Banco	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
SISTEMA: 34,5 kV 9,4 MVA												
04010	CTO OCO 4010 URBANO	3	0	2 361	2 466	2 748	2 886	2 819	2 918	3 023	3 130	
04020	OCOSINGO	3	1 980	2 054	2 361	2 430	2 398	2 534	2 398	2 474	2 545	
05010	OCOSINGO-CUXULUA	3	3 148	143	143	119	119	130	130	136	142	
05030	OCOSINGO-SAN QUINTIN	3	2 115	3 272	3 483	3 786	3 633	3 888	4 082	4 316	4 571	
SUMA DE DEMANDAS MAXIMAS			7 221	7 880	8 512	9 082	9 046	9 320	9 506	9 949	10 388	
FACTOR DE DIVERSIDAD			1,22	1,03	1,04	1,08	1,02	1,03	1,03	1,01	1,01	
DEMANDA MAXIMA DEL BANCO POR BUS			5 900	7 608	8 218	8 623	8 887	9 070	9 273	9 850	10 285	
TENDENCIA				28,9	8,0	3,7	4,0	2,3	2,2	6,2	4,4	

Tabla 1. Tabla de cargas de los circuitos de la S.E. Ocosingo.

Debido al crecimiento de demanda del desarrollo normal en las inmediaciones de la subestación de Ocosingo, y como podemos ver con los datos registrados en la tabla de arriba proporcionados por la plataforma SIAD web, al cierre del 2016, haciendo la sumatoria de las demandas de carga en kW de cada circuito, se presentó una demanda de 9506 KW, en el banco T3, que es igual a 9.506 MW o, si queremos convertirlo a VA tenemos que multiplicarlo por el factor de potencia que, en este caso, la subestación tiene un promedio de 0.98, ahora realizando la siguiente fórmula para la conversión de W a VA nos da lo siguiente.  
 CAP. EN KVA= CAP. EN KW / F.P. = 9506/0.98 = 9700 KVA

Y nos sale que 9506 KW equivalente a 9700 KVA o 9.7 MVA, pero sabemos que nuestro transformador es de 9.375MVA, entonces nos damos cuenta que el transformador ha rebasado su capacidad Y, realizando una simple regla de tres como se muestra abajo:

$$9.375 = 100\%$$

$$9.7 = X\%$$

$$((9.7) \times (100)) / 9.375 = 103.46\%$$

Nos damos cuenta que el transformador de potencia, en el 2016, estaba operando ya con un factor de utilización de 103.46%, es decir ya había superado su capacidad, y para el año 2018 de acuerdo con el pronóstico de la demanda, y haciendo la sumatorio de las demandas mostradas en la tabla de arriba para el Banco T3, se tendrá una demanda de 10388kw que es igual a 10.388 MW o, haciendo la conversión a VA, es igual a 10600 KVA o 10.6 MVA y sacando el factor de utilización nos da que

$$9.375 = 100\%$$

$$10.6 = X\%$$

$$((10.6) \times (100)) / 9.375 = 113.06\%$$

Y con esto sabemos que el transformador estará trabajando para el 2018 con un factor de utilización de 113.6%, superando su capacidad en un 13.6%, para lo cual se debe remediar lo más pronto posible.

De acuerdo a lo anterior, se desprende la siguiente opción para dar solución a este problema:

Sustitución del banco de transformadores de potencia de la subestación Ocosingo, ampliación del banco T2 haciendo que este ya no sea dependiente del banco T3, instalando un transformador con las siguientes características **1T-3F-9.375 MVA, 115/13.8 kV, 0/0 A (Banco T2)**; ubicada en la subestación Ocosingo en la población de Ocosingo, Municipio de Ocosingo, Estado de Chiapas, para remediar el problema de sobrecarga de esta subestación.

### 3. Datos del proyecto.

#### 3.1 Demanda de los circuitos de la S.E. Ocosingo.

Nos apoyamos de la plataforma SIAD para poder saber los datos de acuerdo al crecimiento de la zona y a la información del pronóstico del mercado eléctrico para el año 2017 y, en el área en estudio, nos arrojó que se tiene una carga desglosada como se muestra en la **Tabla 2** a continuación:

CIRCUITO	DEMANDA MW	MVAR
OCO-5010	0.136	-150.84
OCO-5030	4.316	-2 623.79
OCO04010	3.023	330.49
OCO04020	2.474	115.4

**Tabla 2.** demandas y circuitos asociados a la s.e. Ocosingo.

En la **Tabla. 3** se observa un ejemplo de la tabla de la plataforma SIAD, donde podemos observar el pronóstico de demanda en un tiempo determinado para un área en específico y la cual nos demuestra como aumentara la demanda por año en un lugar determinado para tener

precauciones en cuanto al exceso de carga y poder darle una solución, como en este caso, para evitar daños, perdidas y un deficiente suministro de energía.

SUBESTACION / CIRCUITO			HISTORIAL (KW)								PRONOSTICO (KW)									
Circuito	Nombre	Banco	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>SISTEMA: 34,5 kV 9,4 MVA</b>																				
04010	CTO OCO4010 URBANO	3	0	2391	2495	2748	2899	2819	2916	3023	3130	3237	3344	3451	3558	3665	3772	3879	3986	
04020	OCOSINGO	3	1960	2054	2391	2430	2398	2534	2398	2474	2545	2611	2674	2732	2787	2838	2885	2928	2965	
05010	OCOSINGO-CUXULUA	3	3146	143	143	119	119	130	130	136	142	148	155	162	166	177	185	193	202	
05030	OCOSINGO-SAN QUINTIN	3	2115	3272	3483	3786	3833	3838	4062	4316	4571	4825	5080	5334	5588	5843	6097	6352	6606	
<b>SUMA DE DEMANDAS MAXIMAS</b>			7221	7880	8512	9082	9046	9320	9508	9949	10388	10821	11253	11679	12102	12523	12939	13352	13762	
<b>FACTOR DE DIVERSIDAD</b>			1,22	1,03	1,04	1,06	1,02	1,03	1,03	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	
<b>DEMANDA MAXIMA DEL BANCO POR BUS</b>			5600	7608	8218	8523	8887	9070	9273	9650	10285	10714	11142	11583	12062	12399	12811	13220	13626	
<b>TENDENCIA</b>				28,9	8,0	3,7	4,0	2,3	2,2	6,2	4,4	4,2	4,0	3,8	3,6	3,5	3,3	3,2	3,1	

Tabla. 3 pronóstico del mercado eléctrico de zona san Cristóbal para la S.E. Ocosingo.

### 3.2 Características de Solución.

La construcción de la ampliación del banco T2 se proyecta en la subestación Ocosingo ubicada en la población de Ocosingo, municipio de Ocosingo, en el estado de Chiapas; perteneciente al área de distribución Ocosingo, que contara con un banco de potencia de 9.375 MVA y una relación de transformación 115/13.8 KV.

Esta subestación tomará la carga de los circuitos OCO4010 y OCO4020, para liberar potencia en el transformador 3 con relación de 9.375 - 115/34.5 KV, retirando el banco T2 de 6.25 MVA - 34.5/13.8 KV, el cual depende actualmente del banco T3 y alimenta a los circuitos OCO4010 y OCO4020, y sustituyéndolo por el nuevo con una relación de transformación de 115/13.8 KV (S.E. Ocosingo BCO. T2 relación de transformación 115/13.8 Kv y características 1T-3F-9.375MVA - 0/0A).

## 4. Calculo de Insumos.

### 4.1 Factor de Carga (p.u.)

Es el valor medio aritmético según se muestra en la siguiente fórmula

$$F.C. total = \frac{\sum [(F.C._1 \times Dem Max_1) + (F.C._2 \times Dem Max_2) + (F.C._3 \times Dem Max_3) + \dots + (F.C._n \times Dem Max_n)]}{\sum (Dem Max_1 + Dem Max_2 + Dem Max_3 + \dots + Dem Max_n)}$$

Formula. 1 Factor de Carga.

Donde:

F.C. 1, F.C. 2 ..... F.C. n = Es el factor de carga del circuito involucrado en el área de estudio.

Dem Max<sub>1</sub>, Dem Max<sub>2</sub> ..... Dem Max<sub>n</sub> = Es la demanda máxima del circuito involucrado en el área de estudio.



SUSTITUCION DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
DE LA SUBESTACION ELECTRICA OCOSINGO, CHIAPAS.

Para poder realizar este cálculo se deben extraer los datos de la demanda máxima (Dem Max) y factor de carga (F.C) de cada circuito que alimenta la subestación para lo cual nos apoyamos de la plataforma SIAD, en el apartado DEMED en donde nos arroja los valores como son factor de carga, demanda máxima, reactivos, factor de potencia, entre otros, pertenecientes a cada circuito de la subestación Ocosingo y a cada mes contabilizado los cuales se muestran en las tablas a continuación.

DMED - Captura de Demandas Mensuales

División: DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE      Zona: 03 - ZONA SAN CRISTOBAL

Subestaciones      Bancos      Circuitos      Usuarios

Subestación: OCO - OCOSINGO      Circuito: 05010 - OCOSINGO-CUXULJA

Captura:  Factor de Potencia     Demanda Reactiva (kVAR)

	NOV16	DIC16	ENE17	FEB17	MAR17	ABR17	MAY17	JUN17	JUL17	AGO17	SEP17
Demanda Máx. (kW)	130	0	0	0	0	0	0	0	0	443	65
Energía (kWh)	49897	0	0	0	0	0	0	0	0	11504	2830
Reactivos (kVARh)	44868	0	0	0	0	0	0	0	0	3818	331
Factor de Potencia	0.67	1	0	0	0	0	0	0	0	0.99	0.41
Dem Reactiva (kVAR)	144	0	0	0	0	0	0	0	0	63.12	144.6
Demanda Media	69.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.46	3.93
Factor de Carga	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.06
			(Ver)	(Ver)	(Ver)	(Ver)	(Ver)	(Ver)	(Ver)		
Tipo de Medidor	D	D	D	D	D	D	D	D			
Tipo de Lectura	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC			

Tabla. 4 tabla de los valores pertenecientes al circuito 5010 de la subestación Ocosingo.

DMED - Captura de Demandas Mensuales

División: DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE      Zona: 03 - ZONA SAN CRISTOBAL

Subestaciones      Bancos      Circuitos      Usuarios

Subestación: OCO - OCOSINGO      Circuito: 04020 - OCOSINGO

Captura:  Factor de Potencia     Demanda Reactiva (kVAR)

	NOV16	DIC16	ENE17	FEB17	MAR17	ABR17	MAY17	JUN17	JUL17	AGO17	SEP17
Demanda Máx. (kW)	2339	2398	2294	2365	2404	2346	2495	2320	2326	2320	2411
Energía (kWh)	973105	971084	970578	901243	1005126	978748	1124868	1032759	1067294	1081144	1072246
Reactivos (kVARh)	16430	25855	3488	17642	26186	50126	92938	57046	72500	72237	68827
Factor de Potencia	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dem Reactiva (kVAR)	86.4	43.2	43.2	43.2	43.2	43	129.6	43.2	86.4	0	0
Demanda Media	1351.53	1305.22	1304.54	1341.13	1350.98	1359.37	1511.92	1434.39	1434.53	1453.15	1489.23
Factor de Carga	0.58	0.54	0.57	0.57	0.56	0.58	0.61	0.62	0.62	0.63	0.62
Tipo de Medidor	D	D	D	D	D	D	D	D	D		
Tipo de Lectura	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC		

Tabla. 5 tabla de los valores pertenecientes al circuito 4020 de la subestación Ocosingo.

SUSTITUCION DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA SUBESTACION ELECTRICA OCOSINGO, CHIAPAS.

	NOV16	DIC16	ENE17	FEB17	MAR17	ABR17	MAY17	JUN17	JUL17	AGO17	SEP17
Demanda Máx. (kW)	4062	3859	3798	4176	4186	4087	4067	4050	4061	4110	4281
Energía (kWh)	1433340	1487678	1447674	1445325	1551534	1277298	1446724	1336965	1462988	1464546	1598114
Reactivos (kVARh)	1745492	1756768	1766618	1638630	1720240	1433742	1438990	1440897	1636152	1501211	1633143
Factor de Potencia	0.84	0.85	0.84	0.88	0.88	0.87	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Dem Reactiva (kVAR)	2593.37	2388.99	2418.14	2235.71	2315.09	2292.18	2163.21	2147.07	2212.21	2218.34	2310.64
Demanda Media	1990.75	1999.57	1945.80	2150.78	2085.39	1774.03	1944.52	1856.90	1966.38	1968.48	2219.60
Factor de Carga	0.49	0.52	0.51	0.52	0.50	0.43	0.48	0.46	0.48	0.48	0.52
Tipo de Medidor	D	D	D	D	D	D	D	D	D		
Tipo de Lectura	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC		

Tabla. 6 tabla de los valores pertenecientes al circuito 5030 de la subestación Ocosingo.

	NOV16	DIC16	ENE17	FEB17	MAR17	ABR17	MAY17	JUN17	JUL17	AGO17	SEP17
Demanda Máx. (kW)	2754	2767	2637	2780	2929	2910	2955	2793	2741	2819	2890
Energía (kWh)	1177807	1172286	1163675	1117069	1239599	1229985	1409867	1287331	1312464	1360690	1317254
Reactivos (kVARh)	87070	92534	57835	92056	113904	145418	180000	153007	160170	172925	158464
Factor de Potencia	1	1	1	1	1	0.99	0.99	0.99	1	0.99	0.99
Dem Reactiva (kVAR)	172.8	172.8	43.2	172.8	259.2	302.4	388.8	302.4	259.2	401.69	411.8
Demanda Media	1635.84	1575.65	1564.08	1662.30	1666.13	1708.31	1894.98	1787.96	1764.06	1828.88	1829.52
Factor de Carga	0.59	0.57	0.59	0.60	0.57	0.59	0.64	0.64	0.64	0.65	0.63
Tipo de Medidor	D	D	D	D	D	D	D	D	D		
Tipo de Lectura	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC	PC		

Tabla. 7 tabla de los valores pertenecientes al circuito 4010 de la subestación Ocosingo.

Los valores que aparecen encerrados, de color rojo, en la tabla son los que utilizaremos para poder calcular el F.C total debido a que se utilizan los valores más altos de las demandas máximas de cada circuito perteneciente al año en cuestión.

Sustituyendo los valores arrojados en las tablas en la fórmula 1 de F.C.total quedaría de la siguiente manera:

$$F.C.total = \frac{\sum [(2495 \times 0.61) + (4281 \times 0.52) + (2955 \times 0.64) + (443 \times 0.03)]}{\sum (2495 + 4281 + 2955 + 443)}$$

Realizando las multiplicaciones y sumatorias correspondientes nos daría lo siguiente.

$$F.C.total = \frac{5652.56}{10174} = 0.55$$

En este caso derivado que la demanda por alimentar será aquella que alimente la subestación Ocosingo dentro del área de influencia, se considera su factor de carga calculado.

$$F.C.total = 0.55$$

#### 4.2 Demanda Máxima de la Subestación.

Se obtiene de la demanda del pronóstico del mercado eléctrico para el área de estudio, la sumatoria de las demandas máximas de las subestaciones que interviene, en este caso la demanda es de 10388 kW para el año 2018, que se presenta de la siguiente manera, **Tabla.8:**

SUBESTACION	DEMANDA (KW)	DEMANDA (KVA)	CAPACIDAD (KW)	CAPACIDAD (KVA)
Ocosingo T3	10388	10548	9188	9375

**Tabla.8** Demanda del Pronóstico de Mercado Eléctrico SE Ocosingo

#### 4.3 Capacidad Instalada Sin Proyecto (KW)

En la **Tabla.9**, se considera la capacidad de transformación instalada en las subestaciones (AT/MT) involucradas, expresada en kW:

$$CAP. SIN PROYECTO = CAP. EN kVA \times F.P. = CAP. EN kW$$

SE/BANCO	CAPACIDAD (kVA)	F.P. PROMEDIO	CAPACIDAD (kW)
S.E. Ocosingo / T3	9 375	0.98	9 188
<b>TOTAL</b>	<b>9 375</b>	<b>0.98</b>	<b>9 188</b>

**Tabla.9** Demanda y Factor de Potencia del Pronóstico de Mercado Eléctrico SE Ocosingo

#### 4.4 Capacidad Instalada Con Proyecto (KW)

En la **Tabla.10**, se considera la capacidad de transformación instalada en las subestaciones (AT/MT) involucradas adicionando la nueva capacidad en la subestación, expresada en kW.

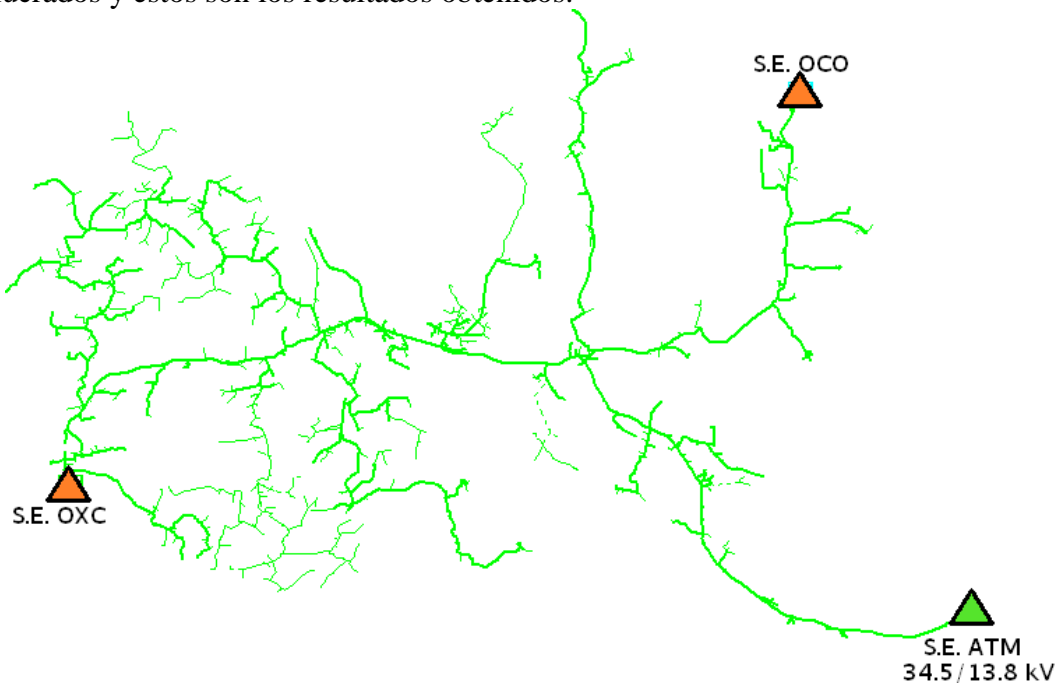
$$CAP. CON PROYECTO = CAP. EN KVA \times F.P. = CAP. EN kW$$

SE/BANCO	CAPACIDAD (kVA)	F.P. PROMEDIO	CAPACIDAD (kW)
S.E. OCOSINGO T2	9 375	0.98	9 188
S.E. OCOSINGO T3	9 375	0.98	9 188
TOTAL	18 750	0.98	18 376

**Tabla.10** Demanda y Factor de Potencia del Pronóstico de Mercado Eléctrico SE OCOSINGO.

#### 4.5 Perdidas de Potencia sin Proyecto (kw)

Tomando en cuenta el mercado eléctrico de las subestaciones involucradas en el área de estudio en el año que se va a realizar el proyecto, se realizan los estudios de pérdidas en el programa SYNERGEE, **Fig.12**, mediante el análisis de corrida de flujos, de los circuitos involucrados y estos son los resultados obtenidos.



**Fig.12** S.E. Ocosingo, Trayectoria de Circuito Actual OXC05030

**Nota:** El circuito OXC05030 alimenta a la S.E. Altamirano en 34.5 kV, el circuito OCO05010 se transfirió al 100% al circuito OXC05030 para liberar potencia en el T3 de la S.E. Ocosingo

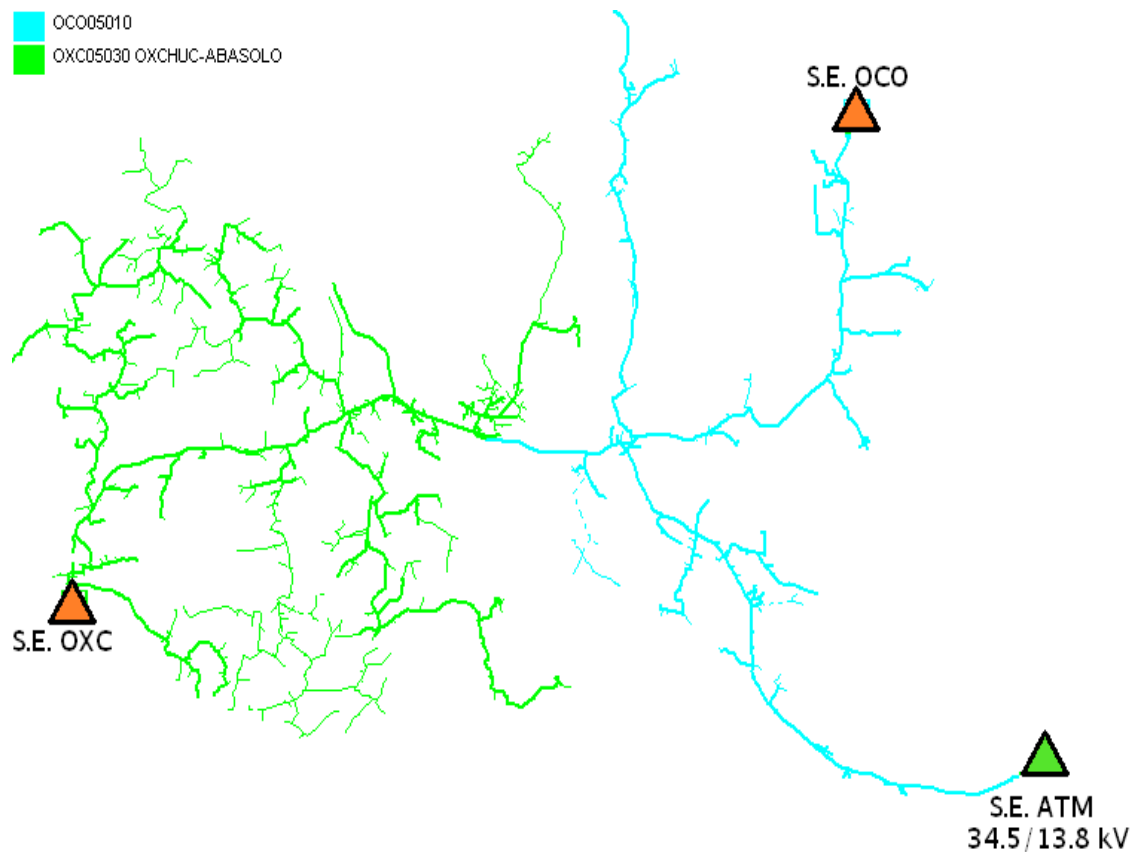
En la **Tabla.11**, que se muestra abajo se aprecia las pérdidas existentes hasta el día de hoy calculadas en el programa SYNERGEE.

CIRCUITO	DEMANDA (kW)	PERDIDAS (kW)	% CAÍDA DE TENSIÓN
OXC05030	5 285	468	9.54
OCO05010	136		
<b>TOTAL</b>	<b>5 421</b>	<b>468</b>	<b>9.54</b>

**Tabla.11**, Resultados de Simulación de los Circuitos para la Obtención de Pérdidas Técnicas  
**Nota:** Se consideran las pérdidas de potencia con el circuito OCO05010 transferido al 100% al OXC05030, que es la condición en la que opera actualmente.

#### 4.6 Pérdidas de Potencia con Proyecto

Tomando en cuenta el mercado eléctrico de las subestaciones involucradas en el área de estudio en el año en el cual se va a realizar el proyecto y considerando las obras proyectadas, se realizan los estudios de regulación en el programa SYNERGEE Electric, **Figura.13**, para cada uno de los circuitos involucrados, como en el punto anterior y se obtiene lo siguiente:



**Figura.13** Ubicación y Trayectoria de los circuitos de la Ocosingo - OCO05010 y Oxchuc - OXC05030

**Nota:** La Subestación Altamirano queda alimentadas de la S.E. Ocosingo - OCO05010.

En la **Tabla.12**, mostrada en la parte de abajo se muestra el pronóstico de como reducirán las perdidas con el proyecto instalado.

<b>CIRCUITO</b>	<b>DEMANDA (kW)</b>	<b>PERDIDAS (kW)</b>	<b>% CAÍDA DE TENSIÓN</b>
OXC05030	2 503	95	3.21
OCO05010	3 030	154	3.49
<b>TOTAL</b>	<b>5 533</b>	<b>249</b>	

**Tabla. 12** Resultados de Simulación de los Circuitos para la Obtención de Pérdidas Técnicas con Nueva Subestación Instalación del Banco 2 en la S.E. Ocosingo.

## **5. Obra Civil.**

### **5.1 Concreto.**

Es la mezcla de los materiales cemento, grava, arena, agua y aditivos, que dosificados en las proporciones adecuadas al endurecerse, adquieren la resistencia y características indicadas en proyecto, para la construcción de los cimientos de concreto para el equipo de una subestación, Cumpliendo con lo que se indica en las normas NMX-C-414-ONNCCE-2010, NMX-C-403- ONNCCE-1999.

De este material será elaboradas las bases para el nuevo transformador de potencia y para el interruptor de potencia a instalar, también los registros estarán elaborados del mismo material y los conductos en donde pasarán los cables, serán rellenos con cemento

El Contratista debe dar aviso con anticipación de 24 h como mínimo, de que está listo para así permitir a CFE la inspección de las formas y refuerzos. Todas las superficies que van a quedar en contacto con el concreto fresco, deben quedar libres de polvo, basuras o cualquier otro material, debiendo humedecerse ligeramente, evitándose la formación de charcos.

### **5.2 Cimentaciones de una Subestación.**

Las cimentaciones son la parte estructural de la subestación encargada de transmitir las cargas de la estructura al terreno. Dependen de las cargas soportadas y del tipo de terreno donde se asientan. Existen dos tipos básicos de cimentaciones: superficial y profunda. Asimismo, hay algunas variaciones de cada tipo.

Para el transformador de potencia de la subestación, en el caso de una subestación transformadora, la cimentación usada es la bancada, debido a las dimensiones y peso de dicho aparato. Las cargas que deberán soportar estas cimentaciones, serán solamente aquellas que aparezcan en una subestación, debidas generalmente a las condiciones climatológicas del lugar y características eléctricas de la subestación.

### **5.3 Ductos y Registros.**

Son instalaciones subterráneas que tienen por objeto conducir los cables de control, de fuerza, de potencia y fibra óptica para interconectar los equipos primarios, secundarios y demás componentes de la subestación eléctrica o hacia afuera de ésta. En cuanto a los ductos, sus diámetros y cantidades, están en función de la cantidad y calibre del cable a conducir, mientras que, para los registros, el tipo y la cantidad están en función de la cantidad de ductos a conducir y de la distribución.

Para proyectar los bancos de ductos y registros, es recomendable que el ingeniero de diseño se base en los criterios establecidos en la Norma de distribución- construcción líneas subterráneas vigente, en M.T. y en su caso A.T.; así como a los criterios complementarios indicados en la presente sección, y llevando a cabo la ingeniería en los planos .

#### **5.3.1 Ductos.**

Se debe considerar el uso de tubería PEAD o PVC eléctrico pesado, cuyos diámetros, cantidades y disposición, está en función de la cantidad de cable a conducir. Preferentemente se debe considerar el uso de tubería PEAD, ya que esta no requiere encofrarse y cuenta con propiedades de resistencia contra agentes químicos, contra impactos, aplastamiento, resistencia a la tensión, entre otros.

Ductos entre registros y bases de equipos o estructuras La conexión subterránea entre registros hacia las bases de los equipos o estructuras debe ser preferentemente a través de tubería de PVC eléctrico pesado, cuyos diámetros, cantidades y disposición, va a estar en función de la cantidad de cable a conducir. por ejemplo: TC's, TP's, interruptores, transformadores, cuchillas, entre otros; debe ser a base de tubería licuatite forrado preferentemente.

#### **5.3.2 Registros.**

Sirven para facilitar las maniobras de instalación de cables de control, potencia y las derivaciones de los ductos necesarios hacia los equipos, así como para operación y mantenimiento. Se recomienda ubicar los registros cerca de las bases de columnas de la bahía eléctrica y así contar con más espacio de maniobra para mantenimiento y/o cambio de equipos, facilitando así la circulación de vehículos.

#### **5.3.3 Registro para cable de potencia.**

Estos elementos son de utilidad para recibir transiciones aéreo-subterráneas, derivaciones y/o cambios de dirección, así como para operación y mantenimiento. Los registros deben ser hechos in situ o prefabricados, mediante pisos, muros y losa de concreto armado con resistencia mínima  $F'c = 24.51 \text{ MPa}$  ( $250 \text{ kg/cm}^2$ ) y  $Fy = 412 \text{ MPa}$  ( $4.200 \text{ kg/cm}^2$ ), con tapa removible, con marco de ángulo galvanizado por inmersión en caliente con tapa de material polimérico.

#### **5.4 Fosa captadora de aceite.**

La fosa captadora de aceite se conforma por un espacio dentro de la cimentación de cada transformador o reactor de potencia, cuyo propósito es la captación del aceite que eventualmente pueda llegar a fugarse del equipo, originados por maniobras de montaje, mantenimiento, explosión, etcétera. Dada su naturaleza, el diseño civil de la fosa de captación forma parte del diseño de la cimentación del equipo y debe ser de acuerdo con lo establecido en el apartado de cimentaciones.

La capacidad de cada fosa de captación debe ser del 30% del volumen del aceite total de cada unidad. La superficie de captación de la fosa abarcará en su totalidad la proyección horizontal de todos los elementos (tanque principal, tanque conservador, radiadores y boquillas) de los transformadores y/o reactores de potencia. Cada fosa incluirá una rejilla metálica tipo irving con recubrimiento anticorrosivo diseñada para soportar piedra bola (diámetro entre 12 y 20cm).

La rejilla metálica se instalará a una profundidad suficiente, sobre ésta se colocará una capa de 30cm de espesor de piedra bola, dejando entre esta capa y la parte superior de la fosa, un espacio libre de 15cm. La fosa de captación debe diseñarse considerando que sus escurrimientos descargarán a un tanque colector común mediante un sistema de drenaje subterráneo que funcionará por gravedad a base de tuberías con un diámetro mínimo de 25,4cm (10”).

Este sistema de drenaje no debe tener comunicación con trincheras de cables ni con el drenaje pluvial de la subestación. Deberá estar lo más alejado de estos, ya que el aceite es un líquido inflamable, la ubicación del tanque colector debe ser tal que no interfiera con construcciones y futuras ampliaciones, quedando su localización definida en los planos de cada obra.

#### **5.5 Tanque colector de aceite.**

El tanque colector de aceite se conforma, básicamente, por una cisterna que se construye en la cercanía del equipo de transformación o los reactores de potencia, cuyo propósito es captar el aceite proveniente de las fosas captadoras. El tanque colector debe estar diseñado a base de concreto hidráulico armado con una resistencia de  $f'c = 219.6 \text{ MPa}$  (200 kg/cm) y acero de refuerzo de  $F_y = 411.6 \text{ MPa}$  (4200 kg/cm).

Condiciones generales: La capacidad del tanque colector debe ser del 120% del volumen del aceite total de la unidad mayor de los equipos de transformación y/o reactores de potencia que descarguen en él. Este tanque no tendrá comunicación con trincheras de cables ni con el drenaje pluvial de la subestación. Se debe incluir un sistema de bombeo y cárcamo para extracción del agua de lluvia mediante una bomba para agua de ½ hp.



Protegida contra la intemperie y con control manual y/o automático con base en un sistema de electro niveles. El tanque colector debe incluir una lumbrera para acceso de un hombre con tapa ciega abatible y una escalera marina en el interior para su acceso. Cuando las unidades cuenten con un sistema contra incendio automático del tipo diluvio, el tanque colector debe tener la capacidad del volumen de agua adicional a descargar en caso de incendio.

## **6. Obra Electro Mecánica.**

### **6.1 Transformador de Potencia.**

#### **6.1.1 Traslado y Almacenado**

Para los transformadores de potencia tipo intemperie en aceite, usados en las subestaciones de distribución, y que deben ser trasladados. Para el traslado del transformador, no se debe exceder una velocidad de 40 km/h y se coloca un detector de impacto con registro en los tres ejes.

Los accesorios se deben empaquetar para protegerlos durante el traslado, evitando su deterioro o contaminación. En caso de que se detecten daños, es responsabilidad del contratista hacer corrección, reparación o sustitución necesarias para la operación correcta del equipo. El suministro del transformador incluye el aceite dieléctrico, el cual debe ser nuevo y cumplir con la especificación CFE D31000-19 (aceite aislante)

Previo al traslado el contratista debe hacer una minuciosa inspección exterior con el objeto de verificar que no haya externos del transformador y de todos sus accesorios, así mismo se revisan las condiciones de presión, punto de rocío de nitrógeno según el caso, haciendo un reporte invariablemente se debe proceder en forma similar a lo anterior, en el lugar de destino, antes de la maniobra de descarga.

Si durante esta actividad o en la inspección minuciosa se detectan daños o irregularidades atribuibles al manejo rudo, se debe asentar en bitácora y notificar a la aseguradora y fabricante. Los transformadores de potencia de alta tensión para facilidad de transporte se embarcan sin aceite aislante y con algunos accesorios separados.

Para preservación de los aislamientos y evitar la entrada de humedad de los mismos durante su transporte, el tanque se llena con nitrógeno de ultra-alta pureza (99.999 %) a presión positiva 0.018MPa, la cual debe conservarse durante todo el tiempo que esté almacenado. Los transformadores deben conectarse a la red de tierra, a los apartarrayos y a los buses conforme se indique en los planos del proyecto.

Todo el equipo y accesorios que se debe montar en este concepto, es suministrado por el contratista responsable de su manejo y montaje, obligándose a reponer a entera satisfacción de CFE todos los daños o pérdidas.

### **6.1.2 Generalidades de Armado y Puesta en Servicio.**

Este procedimiento se aplica a los transformadores de potencia tipo intemperie con refrigeración en aceite utilizados en las subestaciones de distribución, y que deben ser armados, secados, llenados de aceite, probados, ente otras cosas para su puesta en operación.

El contratista es responsable del armado, obligándose a reponer a entera satisfacción de la CFE todos los daños o perdidas imputables al mismo durante y antes de la puesta en operación del equipo para evitar problemas e inconformidades.

por transformador de potencia, el contratista, debe analizar por separado cada una de las siguientes actividades, integrándolas a un solo precio por transformador:

- a) revisión de interior
- b) revisión de exterior
- c) armado (montaje de boquillas, radiadores, tanque, accesorios)
- d) pruebas eléctricas sin aceite después del armado
- e) tratamiento de secado del transformador
- f) tratamiento del aceite y llenado del transformador
- g) pruebas dieléctricas y generales después del llenado con aceite del transformador
- h) conexiones del transformador al gabinete de control local
- i) suministro de materiales de consumo (solventes, empaques, lubricantes, entre otras).

En la ejecución al iniciar el armado del transformador, este se revisa interna y externamente, estando presente el residente de supervisión de la CFE y el contratista, para verificar y comprobar que no tenga daños, para la revisión se siguen las indicaciones de acuerdo a lo descrito en la GOD-3531 de este procedimiento, y el instructivo de almacenamiento, montaje, instalación, pruebas y operación del transformador.

### **6.1.3 Revisión Interna.**

Antes de iniciar la revisión interna, se toman precauciones para evitar los riesgos de sofocación o intoxicación. Se hará una filmación en video y se tomaran fotos de la inspección interna, especialmente en aquella parte de difícil acceso, se verificará minuciosamente sobre la sujeción del núcleo y bobina, así como el posible desplazamiento.

Se tendrá que revisar y aprobar la conexión de puesta a tierra del núcleo y se inspeccionara visualmente las terminales, barreras entre fases, estructuras y soportes aislantes, conexiones y distancias eléctricas a tierra.

Se deberán revisar los cambiadores de derivaciones, verificando contactos en cada posición, también se revisarán los transformadores de corriente, verificando sus partes y conexiones.

Se tendrá que verificar que no haya materiales extraños o ajenos al transformador, cualquier daño detectado durante la revisión interna, debe reportarse al residente de supervisión de la CFE y se tendrá que limpiar y retirara el aceite residual del fondo del tanque.

#### **6.1.4 Revisión Externa.**

Para la revisión externa se deberá inspeccionar visualmente los datos de la placa, el anque principal, radiadores y válvulas incluyendo la verificación de cierre y apertura de estas, los dispositivos de alivio de presión, las boquillas, el tanque conservador incluyendo bolsa “Cops”, bombas, ventiladores, válvula de sobrepresión, cambiador de derivaciones, gabinete de alambrado, relevador de sobrepresión y de flujo, el nivel o presión de gases o líquidos “buchholz”, instrumentos indicadores y se verificara la limpieza general.

También se deberá verificar el sistema contra incendios, la nomenclatura adecuada del equipo, las conexiones primarias y de puesta a tierra, el sistema de preservación de aceite y la alimentación de corriente alterna y corriente directa.

Una vez realizada la inspección externa, el contratista debe informar al residente de CFE si se observa cualquier anomalía o daño en alguna de las revisiones de los puntos anteriores.

#### **6.1.5 Armado.**

Para el armado se deben atender las recomendaciones del fabricante del equipo indicado en el instructivo de almacenamiento, montaje, instalación, pruebas y operación del transformador.

Las boquillas antes de instalarse, se deben probar, de acuerdo a lo descrito en la GOD-3531 de este procedimiento. También, antes de instalar los radiadores, se probará hermeticidad y se lavaran perfectamente con aceite limpio, lo mismo se hace con el tanque conservador, tuberías y válvulas de aceite.

Las juntas (empaques) utilizadas deben cumplir con lo indicado en las especificaciones CFE K0000-13 y todas las conexiones eléctricas internas deben revisarse y limpiarse cuidadosamente antes de unirse con conectores mecánicos, se confirman los ajustes operativos de los dispositivos de nivel, de flujo, cuando se aplique, y de temperatura.

Una vez terminado el armado del transformador y sellado perfectamente se debe probar la hermeticidad, presurizándolo con nitrógeno de ultra alta pureza (99.999%), a una presión 0.07 MPa durante 24 horas, esta presurización debe hacerse con los radiadores instalados y con

sus válvulas abiertas, se debe hacer una medición de la humedad residual como referencia para el proceso de secado.

## **6.2 Interruptores de Potencia.**

### **6.2.1 Generalidades.**

Los interruptores de potencia desde 13.8kV hasta 138kV con medio de extinción en SF<sub>6</sub> o vacío que se instalen en subestaciones de distribución, y que deban ser armados, para su posterior puesta a punto. Es responsabilidad del contratista el montaje y el armado de los interruptores de potencia, de acuerdo a los planos, diagramas e instructivos del fabricante [7].

Los interruptores, sus accesorios y el SF<sub>6</sub> que se use, son suministrados por el contratista y responsable de su manejo y montaje; en caso que no sean instalados de inmediato, el contratista los debe proteger contra humedad y de cualquier otra cosa causa que provoque su deterioro. Deben verificarse los datos de placa y que todos los accesorios correspondan al número de serie del interruptor señalado por el fabricante. Asimismo, la presencia de presión positiva de SF<sub>6</sub> (cuando aplique).

Para el montaje de las piezas es imprescindible una grúa con capacidad para los pesos y características de las piezas por montar, y se deben apegar a las indicaciones del libro de instrucciones del fabricante. se debe tener cuidado en el manejo y transporte de las columnas de aisladores, para que la porcelana y los accesorios no se dañen.

Los empaques y en general todos los sellos suministrados por el fabricante que se utilicen en el montaje de los accesorios, deben estar limpios, así como las superficies en que son asentados y su colocación se hace con cuidado, comprimiéndolos uniformemente, de acuerdo a recomendaciones del fabricante para garantizar su hermeticidad. No se permite la sustitución de sellos, de características diferentes a las recomendadas por el fabricante.

Se deben limpiar los conectores antes de realizar las conexiones eléctricas. Se debe incluir la conexión de estos equipos a la red de tierra existente con cable de cobre de 107.20 mm<sup>2</sup> de sección como mínimo. Cada bastidor del interruptor de conecta a la red de tierra en dos puntos, con cable de cobre de 107.20 mm<sup>2</sup> de sección, usando los conectores previstos por el fabricante.

### **6.2.2 Ejecución.**

Las pruebas y verificaciones de funcionamiento indicadas en los planos e instructivos del fabricante, deben ser realizadas con personal especializado del contratista en esta actividad, se deberán seguir la recomendaciones e instrucciones de la GOD-3531 para realizar pruebas.

Las verificaciones a realizar en estos equipos son las siguientes:

Los datos de la placa, la colocación y revisión de nomenclatura asignada al equipo, el montaje adecuado conforme al instructivo del fabricante, inspeccionar visualmente las boquillas,

porcelanas y equipo en general para verificar que no existan golpes o daños; verificar las conexiones primarias y a tierra, tornillería y limpieza.

También se deberá de verificar la presión del gas SF<sub>6</sub>, la operación de motores y compresores, carga de accionamiento del resorte, presiones nominales para cierre local y remoto operación manual de emergencia, operación de señalización de cerrado/abierto, limpieza general, contador de operaciones, alimentación de corriente alterna/corriente directa, sellado de gabinetes, revisión del sistema de calefacción, revisión general de conexiones cableado y fugas.

Estos procedimientos son responsabilidad del contratista y deberá estar presente el residente o supervisor de la obra, al final el contratista deberá informar de todas las anomalías y daños encontrados en alguno de estos puntos

## **7. Pruebas a Equipos.**

### **7.1 Descripción.**

Las pruebas eléctricas son la base principal para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos, cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba.

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar sus parámetros eléctricos de operación.

En este trabajo se describen en forma breve, algunas de las principales pruebas de fábrica que se realizan al equipo eléctrico que se utilizara para la puesta en servicio del transformador. El objetivo principal, es exponer las Pruebas de Campo describiendo; su teoría, aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión de las mismas.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, que el personal lleva a cabo antes de la puesta a punto de algún equipo eléctrico y en forma periódica, con la finalidad de mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables y validando así que el equipo se encuentra en condiciones de operación y se consideran de la siguiente manera.

- a) Recepción y/o Verificación.
- b) Puesta en Servicio.
- c) Mantenimiento.

## **7.2 Pruebas al Transformador de Potencia.**

Estas pruebas realizadas al transformador de potencia son con la finalidad de estandarizar las condiciones en las que se encuentra este, y poder evaluar si será segura y confiable su instalación y operación, brindándonos un servicio de calidad y eficiente para la industria eléctrica. A continuación, se presentan unas de las pruebas más relevantes a que se deben realizar a un transformador de potencia durante el proceso de instalación y durante la fecha de mantenimiento previamente programada.

### **7.2.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento.**

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo prueba.

La medición de esta resistencia independientemente de ser cuantitativa también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como porcelana, papel, aceite, barnices, etc., la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento a una tensión mínima de 1,000 volts, recomendándose realizarla a 2500 ó 5000 volts y durante 10 minutos.

#### **7.2.1.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba de Resistencia de Aislamiento.**

- a) Considerar lo establecido en el punto 2.3.1, sobre recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas al equipo primario.
- b) El transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, buses o barras, para lo cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas, incluyendo el o los neutros de los devanados del sistema de tierra.
- c) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.
- d) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado; primario, secundario y en su caso el terciario.
- e) Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- f) Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajuste (en el caso del medidor de resistencia de aislamiento analógico).

g) Conectar adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, girar el selector a la posición de prueba hasta el valor de tensión preseleccionado y encender el equipo.

En todos los medidores de resistencia de aislamiento se debe usar cable de prueba blindado en la terminal de Línea y conectar este blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.

h) 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.

i) Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor, regresar el selector a la posición de descarga manteniéndolo en esta condición por 10 minutos.

j) Registrar el porcentaje de humedad relativa. Efectuar las pruebas cuando la humedad sea menor del 75%.

k) Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

#### **7.2.1.2 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 microprocesador al encender el equipo, automáticamente este realiza su rutina de auto prueba.

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 ó 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.

### 7.2.1.3 Conexiones Para Realizar la Prueba.

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de la terminal de guarda del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos, (devanado de A.T., devanado de B.T. y tanque).

La corriente de fuga de un aislamiento, conectada a la terminal de guarda, no interviene en la 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 tiene la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

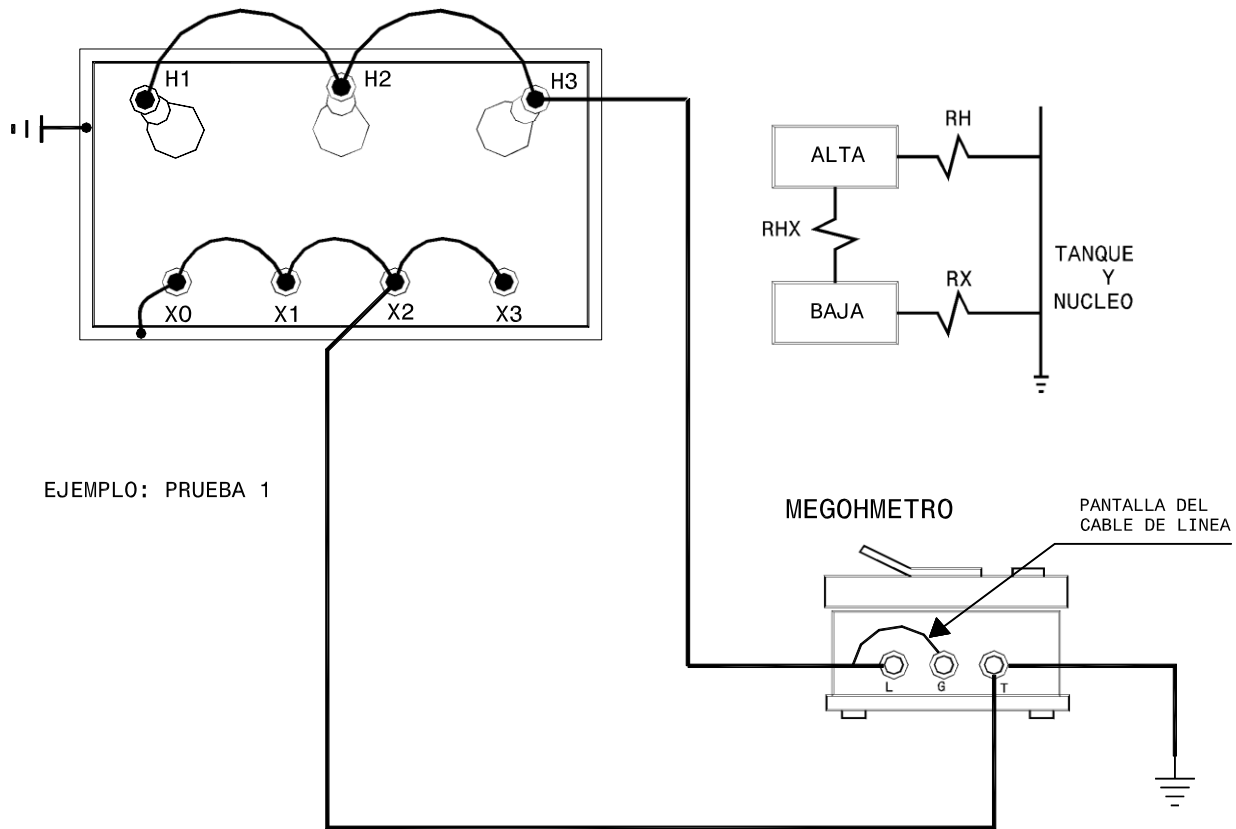
Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia y para fines prácticos, en éste procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. Lo anterior permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervengan en las mediciones, resultando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

Las conexiones para transformadores de 2 o 3 devanados, autotransformadores, y reactores se muestran en los **Diagramas.1, 2, 3 y 4** Y en las **Tablas 13, 14, 15 y 16** respectivamente.

En las siguientes hojas se muestran las gráficas y sus respectivas tablas de las conexiones correspondientes para realizar esta prueba, aquí nos explica en donde deben ir conectados cada uno de los componentes del equipo de trabajo para poder realizar la prueba, en este caso es el megohmetro.

Se recomienda seguir perfectamente el diagrama para que la prueba pueda realizarse correctamente y siempre siguiendo las medidas de seguridad necesarias para no tener daños en el equipo y salvaguardar la integridad de los trabajadores o contratistas que realizan estos trabajos.





**Diagrama. 1** diagrama de conexiones prueba de resistencia de aislamiento

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	X+Tq	RH+RHX
2	H	Tq	X	RHX
3	X	—	H+Tq	RX+RHX

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO  
Tq= TANQUE

**Tabla. 13** transformador de dos devanados prueba de resistencia de aislamiento utilizar formato de prueba se-03-01

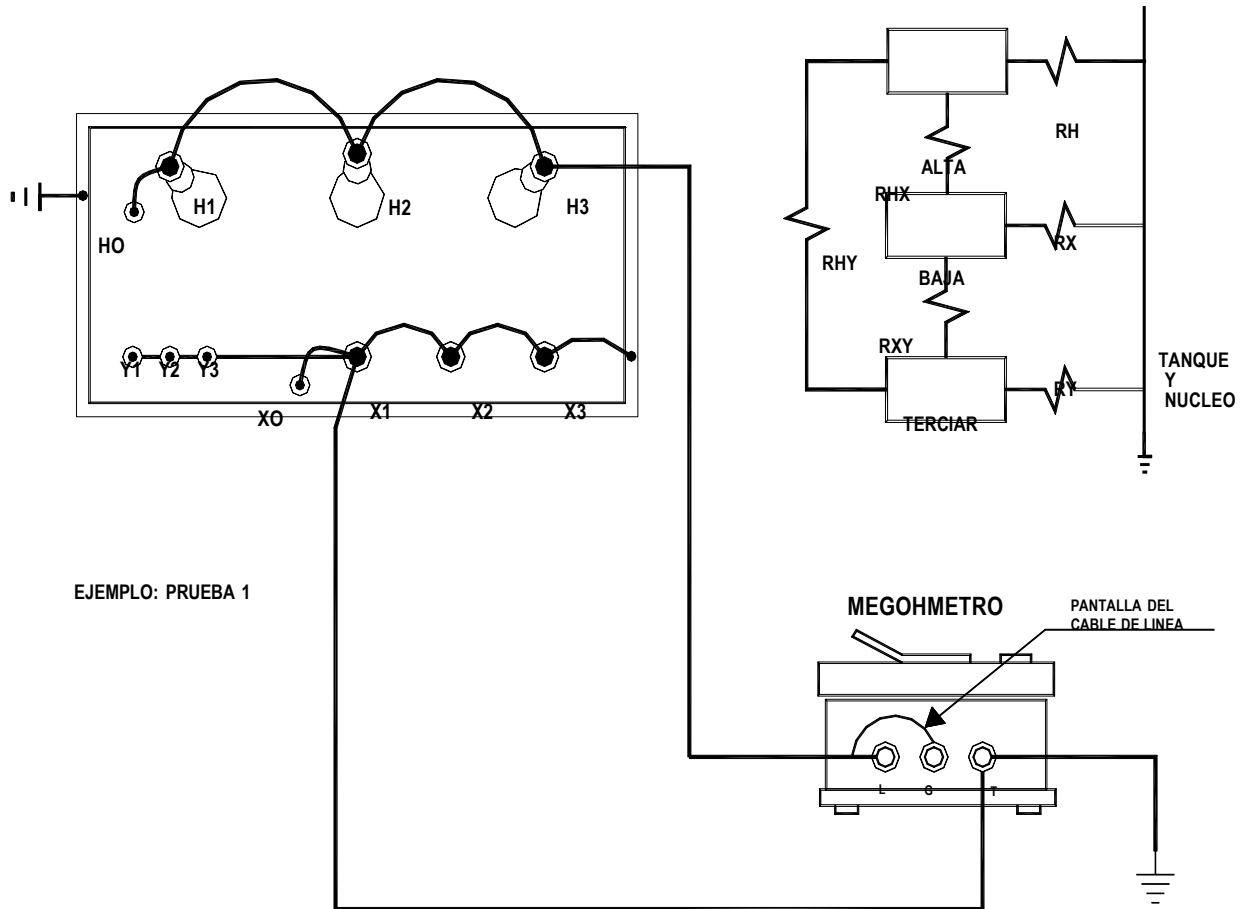
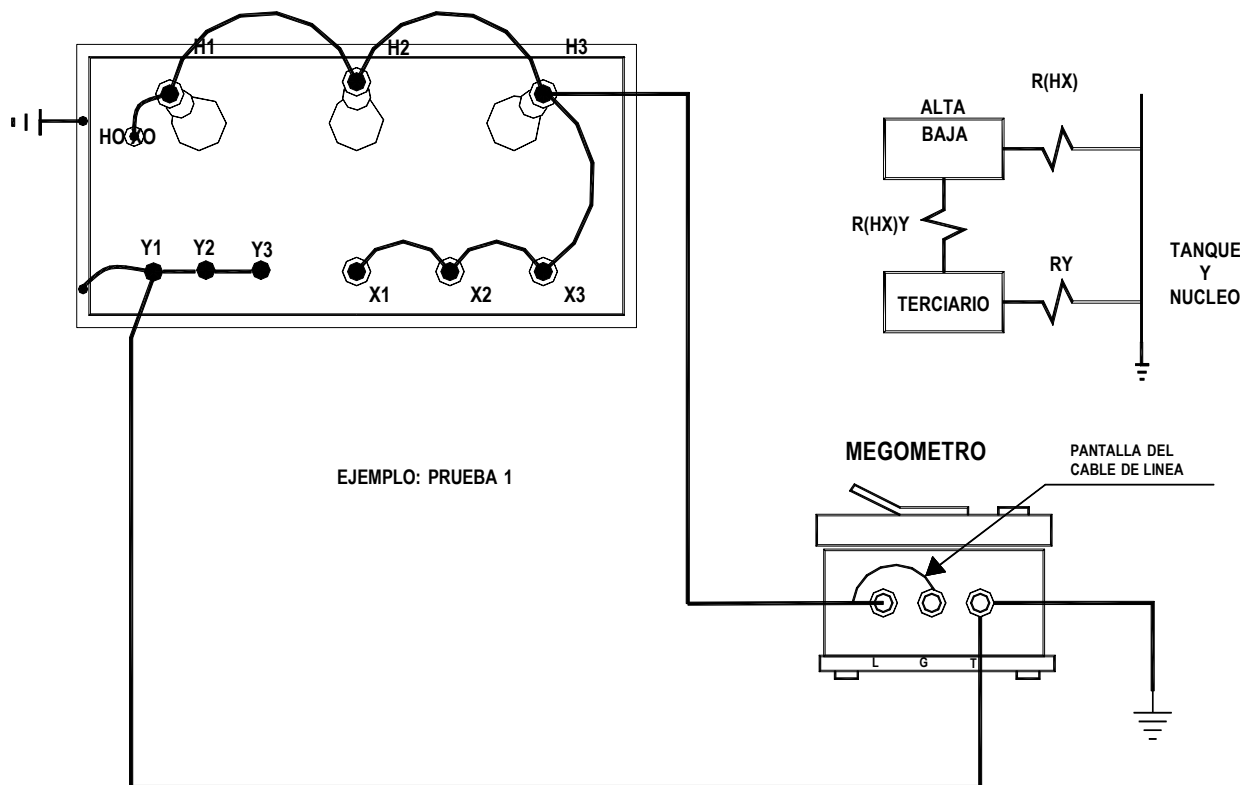


Diagrama. 2 diagrama de conexiones prueba de resistencia de aislamiento.

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

Tabla. 14 Transformadores de tres devanados prueba de resistencia de Aislamiento utilizar formato de prueba se-03-01



**Diagrama. 3** diagrama de conexiones prueba de resistencia de aislamiento

NOTA: CUANDO EL TRANSF. NO DISPONGA DE BOQUILLAS PARA EL DEVANADO TERCARIO, SOLAMENTE SE REALIZA LA PRUEBA N° 1 (RH) CONECTANDO LA TERMINAL "T" AL TANQUE

PRUEBA	CONEXIONES			MIDE
	L	G	T	
1	H X	—	Tq + Y	R(HX) + (HX)Y
2	H X	Tq	Y	R(HX)Y
3	Y	—	HX+Tq	RY + R(HX)Y

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO  
Tq= TANQUE

**Tabla. 15** Autotransformadores prueba de resistencia de aislamiento utilizar formato de prueba se-03-01

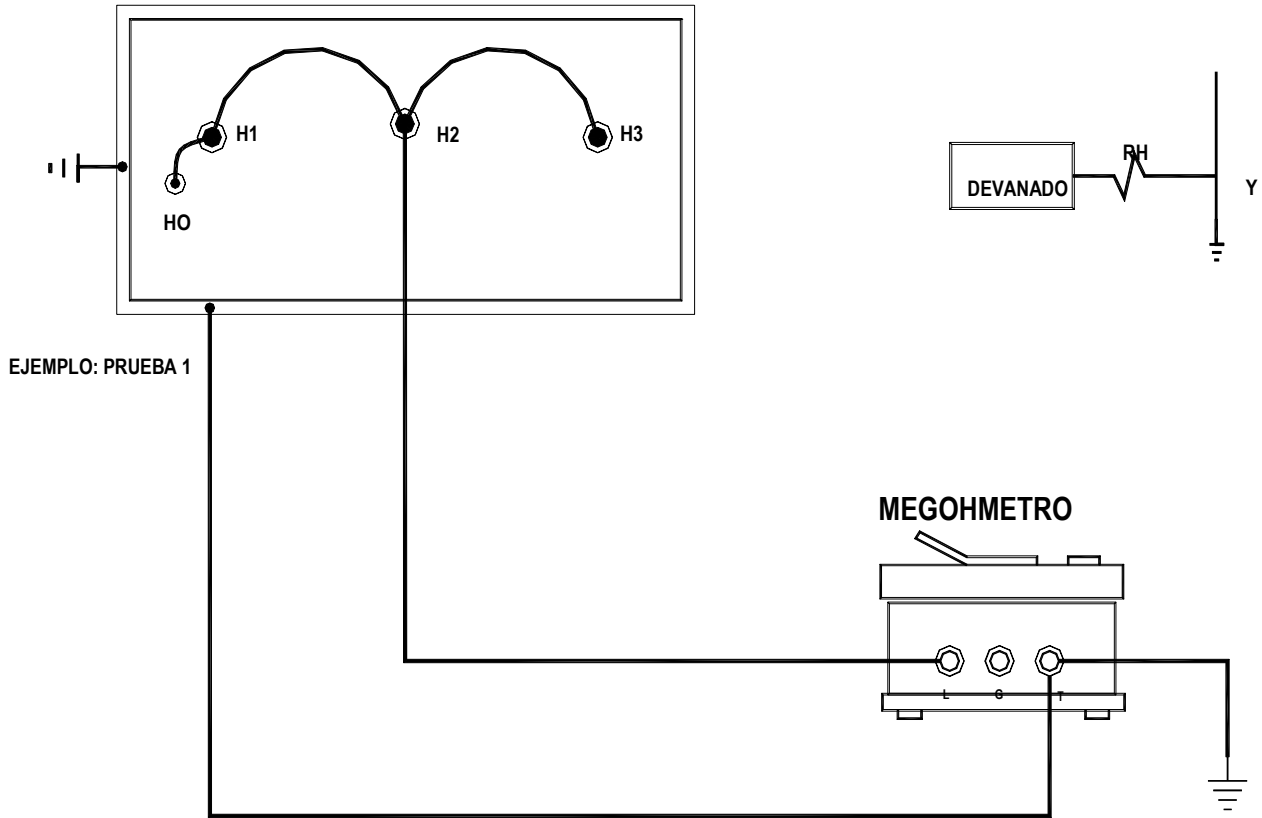


Diagrama. 4 diagrama de conexiones prueba de resistencia de aislamiento

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	Tq	RH

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Tq= TANQUE.

Tabla. 16 prueba de resistencia de aislamiento

#### **7.2.1.4 Interpretación de Resultados de Prueba para la Evaluación de las Condiciones del Aislamiento.**

A continuación, se dan algunas recomendaciones para auxiliar al personal de campo 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, para 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, las lecturas corregidas a una misma base (200 C) y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales, en general se recomienda como mínimo el valor en  $M\Omega$ , corregido a 20°C, que corresponde al resultante de multiplicar por 27 el valor de  $kVf-f$  del equipo. (ver tabla 3.1).

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. El índice de absorción se obtiene de la división del valor de la resistencia a 1 minuto entre el valor de ½ minuto y el índice de polarización se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de 1 minuto. Los valores mínimos de los índices deben ser de 1.2 para el índice de absorción y 1.5 para el índice de polarización, para considerar el transformador aceptable.

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.

Para obtener el valor de una sola resistencia (RH, RX, RY, etc.) es necesario guardar uno o más devanados, considerando esto como pruebas complementarias.

En la **Tabla.17**, se proporcionan los valores mínimos de resistencia de aislamiento a 20 °C de los transformadores según su tensión de operación.

La **Tabla. 18**, proporciona los factores de corrección por temperatura.

<b>Resistencia mínima de aislamiento en aceite a 20°C</b>			
<b>Tensión entre fases kV</b>	<b>Megaohms</b>	<b>Tensión entre fases kV</b>	<b>Megaohms</b>
1.2	32	92	2480
2.5	68	11	3100
5	135	13	3720
8.66	230	16	4350
15	410	19	5300
25	670	23	6200
34.5	930	28	7750
69	1860	40	10800

**Tabla. 17** Resistencia de aislamiento mínima a 20 °C de los transformadores según su tensión de operación.

<b>Corrección por temperatura para resistencia de aislamiento</b>			
<b>*Temp.°C del transformador</b>	<b>Factor de corrección</b>	<b>*Temp.°C del transformador</b>	<b>Factor de corrección</b>
95	89	35	2.5
90	66	30	1.8
85	49	25	1.3
80	36.2	20	1
75	26.8	15	0.73
70	20	10	0.54
65	14.8	5	0.4
60	11	0	0.3
55	8.1	-5	0.22
50	6	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

**Tabla. 18** Factores de corrección por temperatura.

### **7.2.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento del Núcleo.**

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría del núcleo, y asegurando que no haya existido desplazamiento del mismo durante las maniobras de transporte. La prueba es aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

Para realizar la prueba, se utiliza un medidor de resistencia de aislamiento, aplicando una tensión de 1000 volts durante un minuto.

#### **7.2.2.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.**

- a) Para transformadores llenos de aceite, reducir el nivel 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) Desconectar la conexión a tierra del núcleo (generalmente localizada en la parte superior del tanque).
- d) Preparar el equipo de prueba.

#### **7.2.2.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.**

- 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.
- d) Las conexiones de prueba se muestran en la **Diagrama. 5** y en la **Tabla. 19**

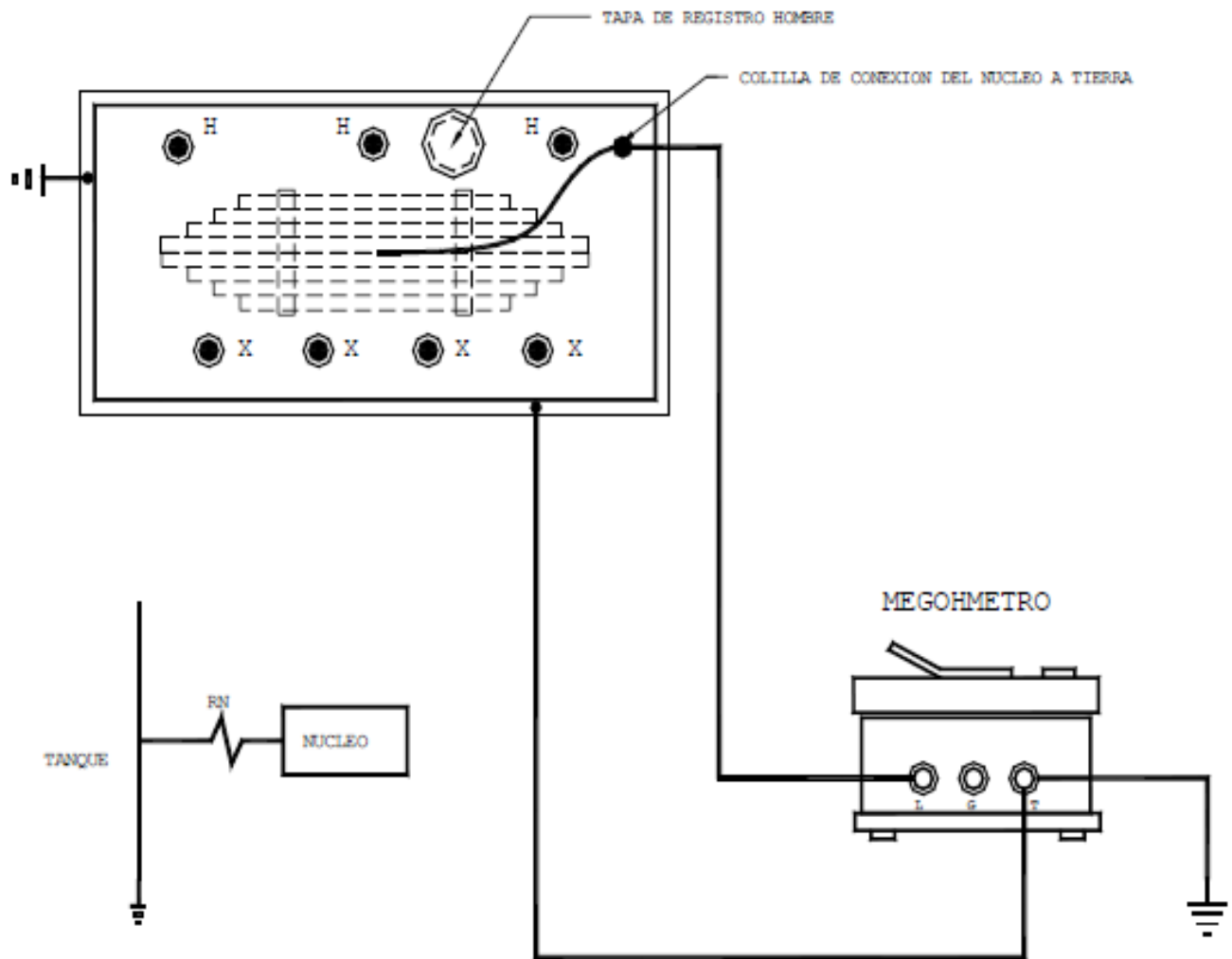


Diagrama. 5 diagrama de conexiones de la prueba

Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	L	G	T	
1	Núcleo *	-	Tq	RN

\*para la prueba, la colilla que aterriza el núcleo debe desconectarse de la tapa del transformador

El tanque debe estar aterrizado

Tq= Tanque

Tabla. 19. Prueba de resistencia de aislamiento al núcleo del transformador.



### **7.2.3 Prueba de Corriente de Excitación.**

La prueba de Corriente de Excitación, en los transformadores de potencia, permite detectar daños o cambios en la geometría de núcleo y devanados; así como espiras en cortocircuito y juntas o terminales con mala calidad desde su construcción.

Las pruebas de corriente de excitación se realizan con el medidor de factor de potencia que se disponga.

#### **7.2.3.1 Recomendaciones Para Efectuar la Prueba de Corriente de Excitación.**

a) Tomar en cuenta lo establecido en el punto 2.3.1, sobre recomendaciones generales de prueba.

b) Retirar los conductores de la llegada a las boquillas.

c) Todas las pruebas de Corriente de Excitación deben efectuarse en el devanado de mayor tensión.

d) Cada devanado debe medirse en dos direcciones, es decir, primero se energiza una terminal, se registran sus lecturas y enseguida se energiza la otra terminal registrando también sus lecturas; esto con la finalidad de verificar el devanado en sus extremos y corroborar la consistencia de la prueba.

e) En conexión estrella desconectar el neutro del devanado que se encuentra bajo prueba debiendo permanecer aterrizado el neutro del devanado de menor tensión (caso estrella-estrella).

f) Asegurar que los devanados no energizados en la prueba, están libres de toda proximidad de personal, cables, etc. en virtud de que, al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.

g) La tensión de prueba en los devanados conectados en Estrella no debe exceder la tensión nominal de línea a neutro del transformador.

h) La tensión de prueba en los devanados conectados en Delta no debe exceder la tensión nominal de línea a línea del transformador.

i) Antes de efectuar cualquier medición, al ajustar la tensión de prueba con el selector en posición Check, verificar que se establezca la aguja del medidor (en medidores analógicos).

j) Si al efectuar las mediciones se presentan problemas para obtener los valores esperados en la prueba, puede existir magnetismo remanente en el núcleo, recomendándose desmagnetizar a este de acuerdo con el tipo de conexión que se tenga en el devanado primario. Otra causa de inestabilidad de la aguja puede deberse a interferencia electromagnética.

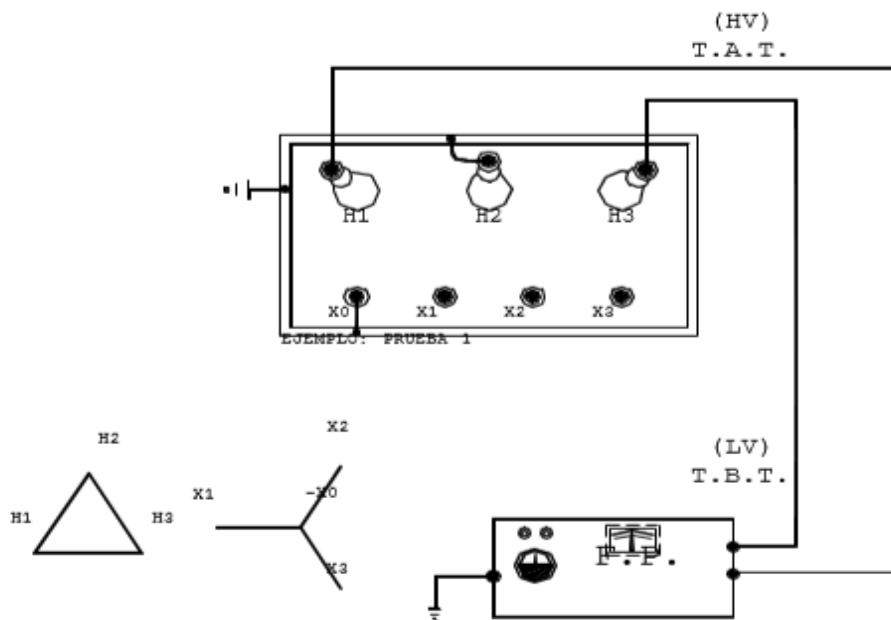
k) Se recomienda para equipo nuevo o reparado, que se prepara para entrar en servicio, efectuar esta prueba en todas las posiciones (tap's) del cambiador de derivaciones; Para transformadores en operación que son librados para efectuar pruebas eléctricas, se recomienda efectuar la prueba de corriente de excitación únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no podría volver a energizarse.

l) Debido al comportamiento no lineal de la Corriente de Excitación a bajas tensiones, es importante que las pruebas se realicen a valores lo más exactos posibles en cuanto a la tensión aplicada y la lectura de corriente, para poder comparar los resultados con pruebas anteriores.

### 7.2.3.2 Conexiones para Realizar la Prueba.

En los **Diagramas. 6, 7 y 8**, y en las **Tablas. 20, 21 y 22** se muestran las conexiones de prueba de corriente de excitación para los transformadores de dos y tres devanados, autotransformadores y reactores.

Las pruebas se realizan con el selector (LV) en la posición de UST. El medidor de 2.5 kV da el resultado en mVA que, al dividirlo entre la tensión de prueba de 2500 volts, se obtiene la corriente de excitación. Los medidores de 10 kV y 12 kV dan la lectura en mA directamente.

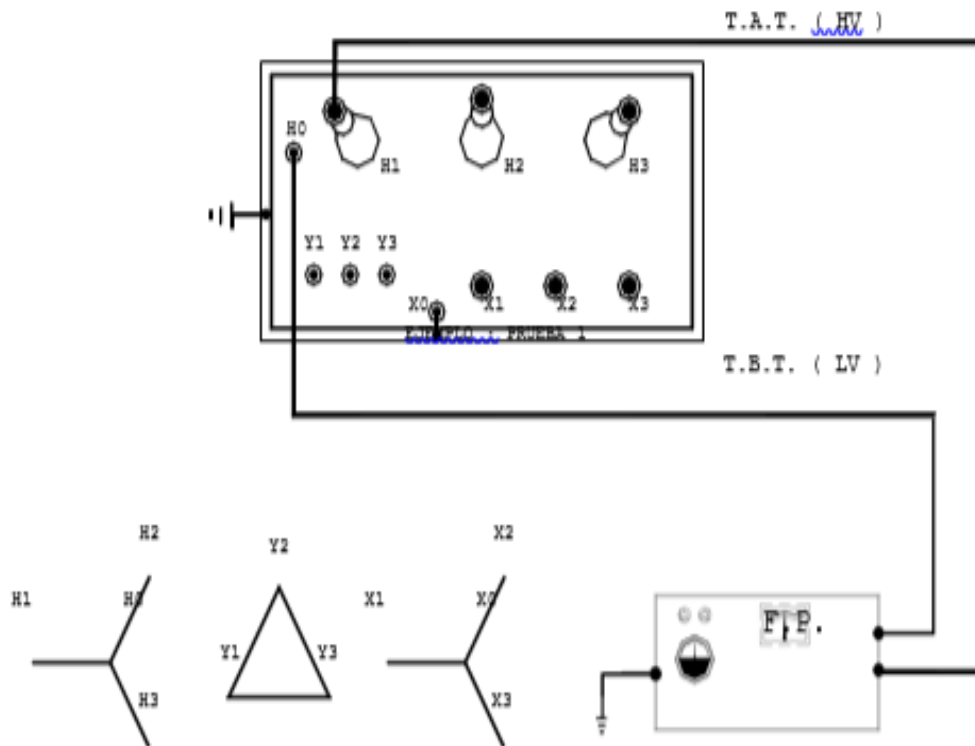


**Diagrama.6** diagrama de conexiones prueba de corriente de excitación.

PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA				MIDE
	T A T	T B T	ATERRIZAR	SELECTOR	
1	H1	H3	H2, Xo	UST	I A-C
2	H2	H1	H3, Xo	UST	I B-A
3	H3	H2	H1, Xo	UST	I C-B

El tanque debe estar aterrizado

**Tabla.20** prueba de corriente de excitación transformador con devanado de a.t. en delta.



**Diagrama.7** diagrama de conexiones prueba de corriente de excitación.

CONEXIONES DE PRUEBA					
PRUEBA	T.A.T.	T.B.T.	ATERRIAR SELECTOR		WIDE
1	H1	H0	X0	UBT	I A
2	H2	H0	X0	UBT	I B
3	H3	H0	X0	UBT	I C

Tabla. 21 prueba de corriente de excitación

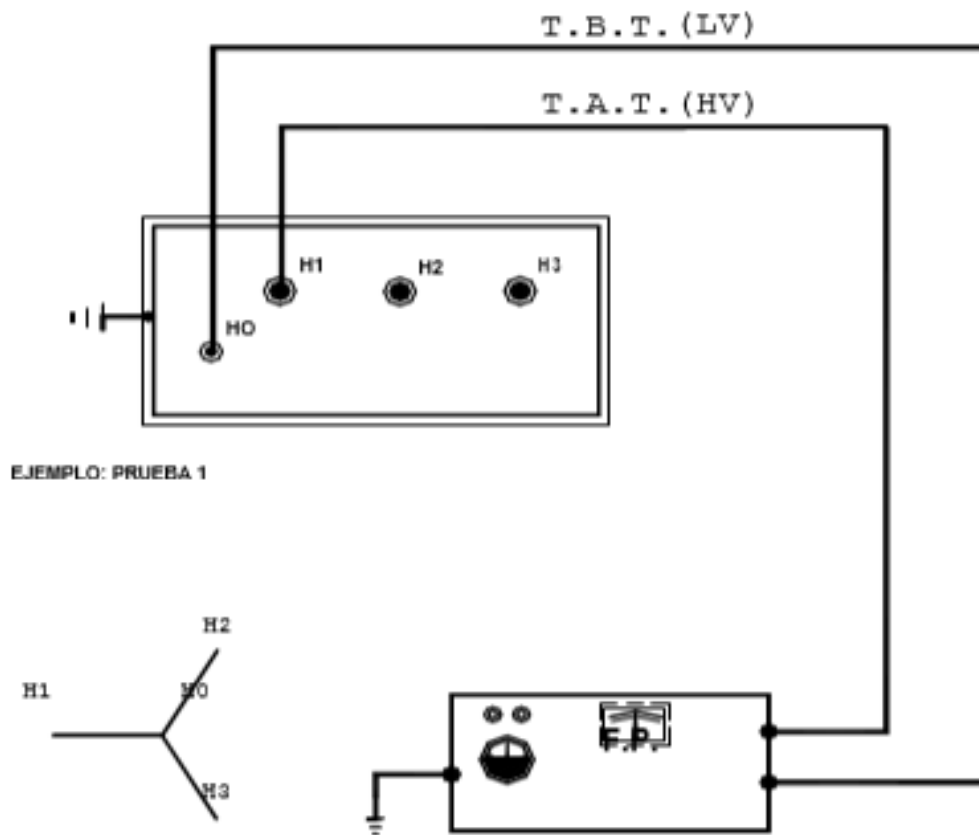


Diagrama.8 diagrama de conexiones prueba de corriente de excitación.

CONEXIONES DE PRUEBA				
PRUEBA	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	MIDE
1	H1	H0	UST	I A
2	H2	H0	UST	I B
3	H3	H0	UST	I C
EL TANQUE DEBE ESTAR TIERRIZADO				

**Tabla.22** prueba de corriente de excitación transformador con devanado de a.t. en estrella.

#### 7.2.4 Prueba de Relación de Transformación.

Se debe realizar la prueba de relación de transformación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones antes de la puesta en servicio del transformador. Para transformadores en servicio, efectuar la prueba en la posición de operación o cuando se lleva a cabo un cambio de derivación.

También se realiza cada vez que las conexiones internas son removidas debido a la reparación de los devanados, reemplazo de bushings, mantenimiento al cambiador de derivaciones, etc.

La prueba determina:

- Las condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: diferencial, buchholz, fusibles de potencia, etc.
- Identificación de espiras en corto circuito.
- Investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.
- Cantidad de espiras en bobinas de transformadores.
- Circuito abierto (espiras, cambiador, conexiones hacia boquillas, etc.).

##### 7.2.4.1 Prueba Aplicando 10kV y Utilizando un Capacitor Auxiliar.

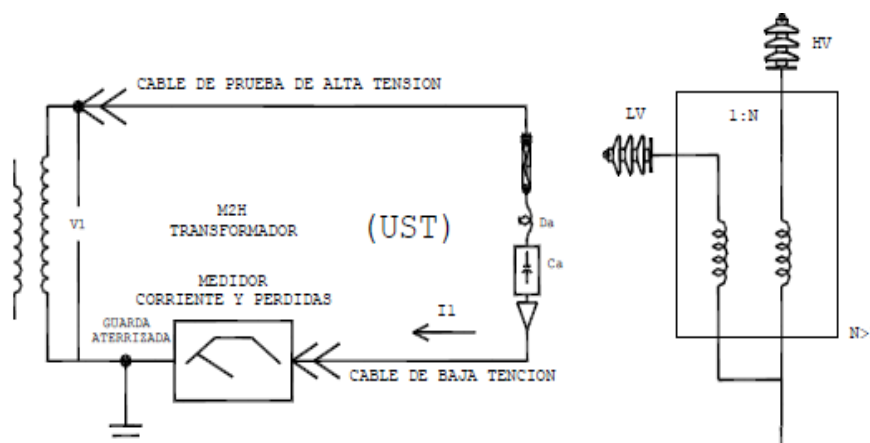
Existe un método alternativo para determinar la relación de vueltas en un transformador aplicando una tensión de 10kV, este método utiliza un capacitor auxiliar de 10kV.

La prueba consiste en efectuar la medición de la capacitancia de este dispositivo auxiliar en forma independiente (C1), y su capacitancia aparente (C2) cuando es conectado en el lado del devanado de menor tensión.

### 7.2.4.2 Principio de la Prueba.

Y a continuación se describe un poco sobre como es y en que consiste esta prueba para poder darnos una idea de ella, claro que se debe entender que esta puede parecer un poco confusa porque no es sino hasta que se realiza esta operación donde nos podremos dar cuenta de cómo es realmente.

El principio del método para la medición de la relación de transformación se muestra en las **Fig. 14 y 15**, que se encuentran en la parte de abajo, Donde se puede observar que el capacitor auxiliar ( $C_a$ ), es fundamental para la medición.



**Fig.14** Medición de  $C_1$

La capacitancia medida  $C_a$  es identificada como  $C_1$ . Para la medición de la capacitancia ( $C_a$ ) del capacitor auxiliar, con el equipo de prueba y el capacitor conectado como se muestra en la **Fig.14**, se mide el valor de la capacitancia  $C_1$ .

Cuando el capacitor auxiliar se prueba de manera independiente, se encuentra bajo la tensión total de prueba  $V_1$ , y una corriente de carga  $I_1$  de acuerdo con la ecuación anterior. Esta corriente es esencialmente capacitiva debido a que el capacitor tiene un diseño estable.

Cuando el capacitor está conectado a las boquillas del lado del devanado de menor tensión se tiene una nueva medición de capacitancia  $C_2$ . En otras palabras, cuando se conecta en uno de los extremos del devanado de menor tensión del transformador y no directamente a la tensión de prueba  $V_1$ , se tiene un valor en el capacitor inferior al valor de capacitancia de  $C_1$ .

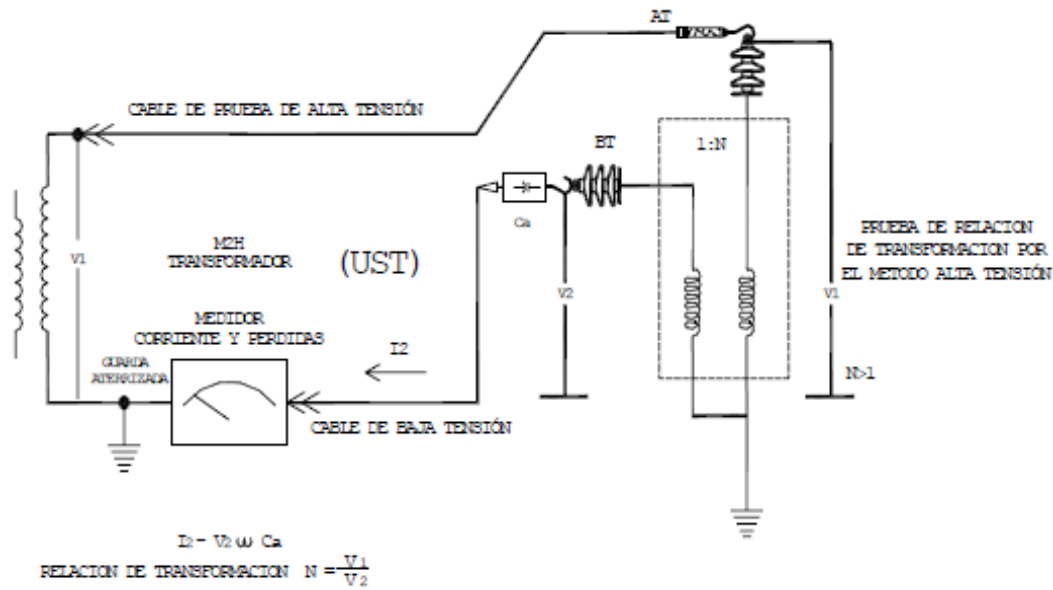


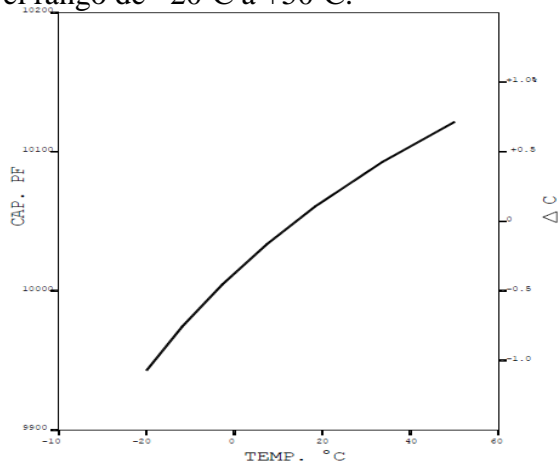
Fig. 15 Medición de C2

Por otra parte, es importante señalar que la tensión de prueba no debe exceder la tensión de operación de los devanados del transformador. Para devanados con conexión estrella, la tensión de prueba no debe de exceder la tensión de línea a neutro. Todas las mediciones de relación de transformación se realizan en el devanado de alta tensión y el capacitor auxiliar se conecta al devanado de menor tensión.

En el caso que se requiera realizar la prueba a un transformador de tres devanados, se realizan tres series de pruebas. Comenzando entre el devanado primario y el devanado secundario, después entre el devanado primario y el devanado terciario y por ultimo entre el devanado secundario y el devanado terciario.

### 7.2.4.3 corrección por temperatura.

La variación de la capacitancia del capacitor auxiliar está en función de la temperatura cuando ha sido medida sobre el rango de  $-20^{\circ}\text{C}$  a  $+50^{\circ}\text{C}$ .

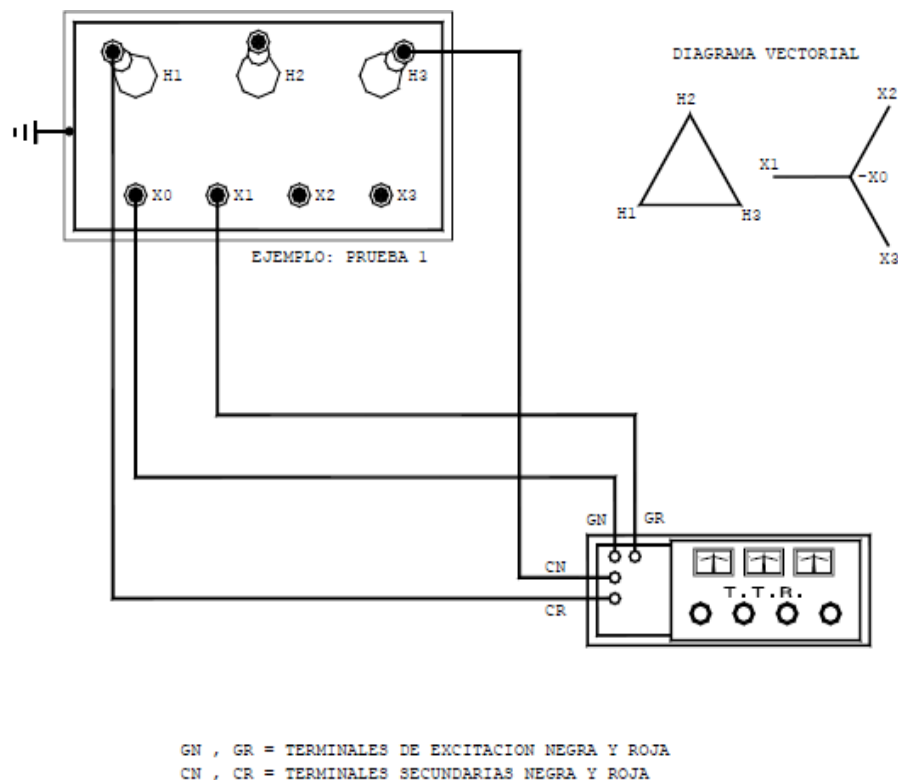


Gráfica. 1 Variación de la capacitancia con la temperatura

De la **Gráfica.1**, se puede observar que la capacitancia se incrementa aproximadamente 0.25% por cada 10°C. Por esta razón cuando el capacitor sea expuesto directamente al sol es recomendable realizar la prueba en el menor tiempo posible.

#### 7.2.4.4 Conexiones para realizar la prueba.

A continuación, se muestra un ejemplo de las conexiones para poder realizar esta prueba en un transformador delta-estrella utilizando medidores analógicos o digitales del tipo manuales.



**Diagrama. 9** Prueba de relación de transformación transformador en delta-estrella

Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H3	X1	X0	$\emptyset A$
2	H2	H1	X2	X0	$\emptyset B$
3	H3	H2	X3	X0	$\emptyset C$

**Tabla. 23** Prueba de relación de transformación transformador en delta-estrella.



#### **7.2.4.5 Interpretación de Resultados**

Para medidores manuales-analógicos, si la aguja del amperímetro se deflexiona a plena escala y para la aguja del voltímetro no se aprecia deflexión, es indicación que el transformador bajo prueba está tomando demasiada corriente de excitación; en este momento la manivela resulta difícil de girar y hay razón para sospechar de un corto circuito entre espiras.

Si en el transformador bajo prueba, no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y una tensión pequeña, son indicativos de un corto circuito en uno de los devanados.

Para el método basado en la medición de la capacitancia de un capacitor auxiliar, la incertidumbre de la medición es de  $\pm 0.5\%$  con un nivel de seguridad de 99.7%. Cuando existe magnetismo remanente en el núcleo la relación de transformación en esta prueba se incrementa aproximadamente en un 0.14%.

La prueba de medición de relación por este método aplica solo para transformadores de potencia y no puede proporcionar la misma exactitud para transformadores de potencial del tipo inductivo o capacitivo.

Independientemente del método de prueba utilizado, para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Diferencia} = (\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}) \times 100 / \text{Rel. Teórica}$$

La diferencia máxima permitida por el área de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad es del 0.4%. Sin embargo, en la normativa internacional se aceptan diferencias hasta del 0.5%.

#### **7.2.5 Determinación de la Humedad Residual en Transformadores de Potencia.**

Esta sección describe los procedimientos de campo recomendados para la determinación de la humedad residual, en aislamientos sólidos de Transformadores de Potencia; su objetivo es proporcionar los elementos necesarios para unificar criterios en la determinación de la humedad residual que guardan los aislamientos de equipos nuevos y al efectuar el mantenimiento completo de equipos en operación.

En forma general se describe cómo afecta el agua contenida en los aislamientos, en detrimento de sus propiedades ante elementos como el calor y los esfuerzos eléctricos.

##### **7.2.5.1 Determinación de la Humedad Residual.**

Esta sección describe los procedimientos de campo recomendados para la determinación de la humedad residual, en aislamientos sólidos de Transformadores de Potencia; su objetivo es proporcionar los elementos necesarios para unificar criterios en la determinación de la humedad residual que guardan los aislamientos de equipos nuevos y al efectuar el

mantenimiento completo de equipos en operación.

En forma general se describe cómo afecta el agua contenida en los aislamientos, en detrimento de sus propiedades ante elementos como el calor y los esfuerzos eléctricos.

#### **7.2.5.2 Teoría General.**

Los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia están compuestos principalmente por papel, cartón y madera; generalmente un 95% de estos aislamientos son papel Kraft y cartón (Press Board), los cuales tienen como principal componente la celulosa, la que desde el punto de vista químico está considerada como una cadena de glucosa.

Los tipos de papel utilizados en transformadores son el Kraft y Crepé con sus variantes, dependiendo del fabricante, el cual los somete a diferentes tratamientos a fin de reforzar determinadas características; entre ellas están la resistencia dieléctrica, resistencia al desgarre, temperatura de utilización, envejecimiento, etc.

El papel crepé dada su forma, facilita enormemente el encintado de formas irregulares, teniendo también excelentes características mecánicas y una relativa permeabilidad al aire.

Actualmente algunos fabricantes están utilizando dos tipos de papel especialmente tratados para los encintados de las bobinas; el papel de las capas interiores tiene buenas propiedades dieléctricas y el de las capas exteriores es de magníficas características mecánicas.

La función principal de los aislamientos sólidos en transformadores es formar una barrera dieléctrica, capaz de soportar la diferencia de potencial a que están sujetas las diferentes partes del equipo, así como mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria predeterminada, con el objeto de evitar flujos de corrientes no deseadas (Corto Circuito).

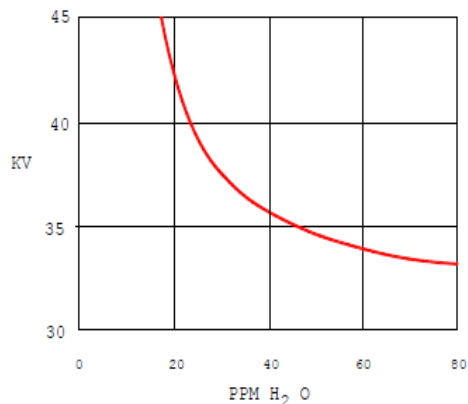
Con las tensiones de transmisión cada vez más elevadas, el secado adecuado de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación de los mismos. La finalidad del proceso de secado en transformadores, es eliminar el agua residual hasta valores permisibles en los aislamientos.

El método de secado en fábrica varía según el constructor, estando entre los más comunes: aire caliente y vacío; vapores calientes y vacíos; así como aceite caliente y vacío.

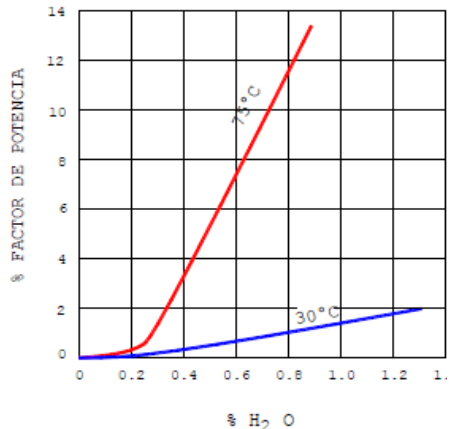
Todos los métodos deben tender a reducir la humedad a 0.3 % por peso de los aislamientos secos conforme a lo establecido en la especificación CFE-K0000-13 "TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION"; en fábrica la temperatura del transformador se mantiene entre 85 y 95°C no excediendo los 100°C y se aplica un alto vacío de fracciones de mm.de Hg., hasta que la humedad que se extrae diariamente (colectada en una trampa de hielo seco) es insignificante.

La presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica, tanto del papel como del aceite, pudiendo disminuir hasta límites peligrosos dentro de los esfuerzos a que están sometidos estos materiales.

Los efectos sobre las características dieléctricas del papel y del aceite se muestran en las **Gráficas.2 y 3**. En la **Gráfica. 2** se muestra como varía la rigidez dieléctrica del aceite según el contenido de agua, En la **Gráfica.3** se observa la afectación del Factor de Potencia del papel Kraft de acuerdo a su contenido de humedad y variación de la temperatura.



**Gráfica.2** Variaciones de la rigidez dieléctrica del aceite con su contenido de agua.



**Gráfica.3** Variación del factor de potencia del papel kraft con su contenido de agua.

El calor provoca degradación tanto en el papel como en el aceite y es originada por cambios químicos (pirólisis) que afectan la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas. Esta degradación depende de muchos factores: la habilidad del papel para resistir la degradación térmica es disminuida por la presencia de contaminantes orgánicos, la retención de productos originados por su propia degradación, por la naturaleza del medio y por la presencia de humedad.

Para conocer el estado de los aislamientos, normalmente se efectúan pruebas eléctricas, como resistencia de aislamiento y Factor de Potencia; conforme a los resultados y a las tensiones de operación del equipo, se determina si están en buenas condiciones; estas pruebas dan cierta seguridad a los aislamientos ante esfuerzos eléctricos, no siendo así en lo que se refiere a la degradación térmica de los mismos, ya que éste es dependiente de la humedad contenida en ellos.

En virtud de lo anterior, es necesario disminuir al mínimo el contenido de agua de los aislamientos, así como el desarrollo de métodos para la determinación exacta de la humedad residual, tanto en sólidos como en el aceite.

#### 7.2.5.3 Método Para la Determinación de Humedad Residual.

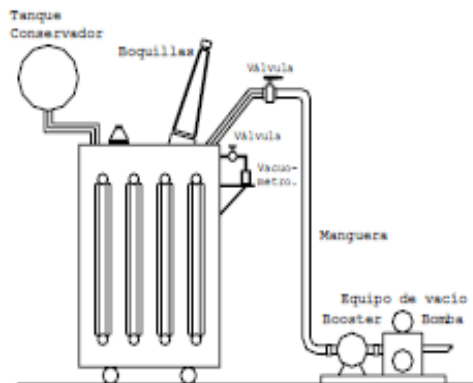
Se entiende por Humedad Residual a la cantidad de agua expresada en por ciento del peso total de los aislamientos sólidos, que permanece en ellos al final de un proceso de secado; actualmente para su determinación se usan dos métodos: el que la determina a partir de la presión de vapor producida por la humedad en un medio al vacío (el propio tanque del transformador) y el que utiliza la medición del punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos.

#### 7.2.5.4 Método del Abatimiento de Vacío.

La presión absoluta dentro de un transformador es originada por el movimiento molecular de un gas, en éste caso el vapor de agua desprendido por los aislamientos.

Con la medición de esta presión y de la temperatura de los devanados, se puede determinar el por ciento de humedad residual contenido en los aislamientos. Al terminarse el armado del transformador, así como su sellado y comunicados con el tanque conservador y radiadores, sin aceite, se aplica nitrógeno a una presión de 8lbs/pgda<sup>2</sup> durante 24 horas, si no existen fugas, continuar de acuerdo al paso siguiente.

Conectar el equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio, como se muestra en el **Diagrama. 10**, y proceder a efectuar vacío, registrándose las lecturas en intervalos de tiempo preestablecidos, hasta alcanzar un valor estable, durante 4 horas o más.



**Diagrama. 10** Diagrama de conexión del equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio al transformador.

Con esta condición, se toma una última lectura de vacío, se procede a cerrar la válvula entre el tanque del transformador y el equipo de vacío, y se toman lecturas de vacío cada cinco minutos por un lapso de una hora como mínimo.

Cuando tres lecturas sucesivas tienen el mismo valor, ésta es la presión de vapor producida por la humedad residual, a la temperatura en que se encuentran los devanados del transformador.

En el caso de que las lecturas de vacío no se estabilicen y se salgan del rango del vacuómetro, se tiene el transformador húmedo o en su defecto con fugas. Se determina la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica.

Con los valores de presión de vapor y temperatura, se determina la Humedad Residual de los aislamientos sólidos del transformador.

#### **7.2.5.5 Método del Punto de Rocío del Gas (nitrógeno o aire).**

El Punto de Rocío de un gas es, por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas. Con base en este valor se puede determinar sobre un volumen conocido, la cantidad total de agua contenida en él, así como su Humedad Relativa.

La cantidad de agua en el papel se determina como una función de la Humedad Relativa del gas con el cual está en contacto cuando está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente experiencia como para decir que la técnica de determinación de humedad por este método es adecuada y con suficiente precisión.

El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que, al cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance el estado de equilibrio en humedad, se mide el Punto de Rocío del gas y con este valor poder determinar la Humedad Residual en los aislamientos. A continuación, se detallan los pasos necesarios para efectuar la determinación de la Humedad Residual.

a) Al terminar con el armado del transformador, comunicados tanque conservador y radiadores, extraer todo el aceite y con el transformador debidamente sellado, se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor de 100 micrones o menos, manteniéndose en estas condiciones por cuatro horas.

1 mm de Hg = 1000 micrones.

b) Al término fijado en el punto anterior romper el vacío con aire o nitrógeno seco, con un Punto de Rocío de  $-45^{\circ}\text{C}$  o menor. Presurizar el transformador a 5lbs/pgda<sup>2</sup> y mantener en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.

c) Transcurrido dicho tiempo, efectuar la medición del Punto de Rocío del gas.

d) Determinar la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica.

e) Con el valor de Punto de Rocío obtenido y la presión del gas dentro del transformador, determinar la presión de vapor.

f) Con la presión de vapor y la temperatura de devanados determinar la Humedad Residual.

Para la determinación del Punto de Rocío, se puede usar cualquier higrómetro de los que existen en el mercado; los más utilizados son el de Hielo Seco y los de Alnor y Panametrics entre otras marcas.

#### **7.2.5.6 Higrómetro Alnor.**

El higrómetro de la marca Alnor se usa para determinar el Punto de Rocío de algunos gases. El más adecuado para la aplicación en transformadores de potencia es el tipo No. 7000 U de 115 VCA 50/60 Hz. y 7.5 VCD para las pruebas en campo.

Seguir los pasos 1 y 2 del procedimiento del higrómetro de hielo seco. Conectar el medidor a una fuente de 115 VCA o bien usar la batería.

Antes de la prueba el medidor debe ser ajustado como sigue:

- Colocar la válvula de operación en posición fuera.
- Abrir la válvula de purga para asegurar que no existe presión en el medidor.
- Oprimir la válvula del medidor y girar el tornillo de ajuste hasta que el menisco de la columna de aceite, coincida con el 1 de la escala.
- Liberar la válvula del medidor.
- Cerrar la válvula de purga y bombear hasta que el medidor alcance una lectura de 0.5, abrir la válvula de purga y el menisco debe regresar en unos cuantos segundos a el 1 de la escala, en caso de que no regrese, repetir los pasos anteriores.

Se recomienda que la conexión entre el tanque del transformador y el medidor, sea de cobre flexible y lo más corta posible. Verificar la limpieza de ésta, sus conexiones deben estar bien apretadas, con un filtro externo entre el medidor y el tanque del transformador.

Nunca oprimir la válvula del medidor a menos que la válvula de operación esté fuera, la válvula de purga abierta y la válvula de corte cerrada.

Abrir la válvula de purga, colocar la válvula de operación en posición fuera y abrir la válvula del transformador, dejar fluir el gas a través del medidor, operando la bomba de émbolo repetidas veces, con objeto de efectuar un barrido que desaloje el aire que contiene el medidor.

Cerrar la válvula de purga y bombear la muestra del gas en el medidor hasta obtener un valor de 0.5 en la escala. Observar dentro de la ventana de la cámara de niebla y presionar hacia abajo la válvula de operación sin dejar de ver por la ventana; si se forma niebla en el cono de luz, es necesario probar a un valor más alto en la escala. Repetir la prueba hasta encontrar dos valores en la escala contiguos, con una diferencia no mayor de 0.01, donde se presente y no la niebla en la cámara. El valor intermedio entre estos dos, es el valor correcto de la relación de presión.

Con este valor de Relación de Presión y la temperatura del gas (leída en el termómetro del medidor), entrar al calculador de Punto de Rocío (suministrado junto con el medidor) y obtener el valor de temperatura de Punto de Rocío. Es necesario ubicar en el calculador, el valor de la constante "Q" del gas utilizado (nitrógeno).

#### **7.2.5.7 Recomendaciones al Aplicar el Método Descrito.**

- a) La instalación de la conexión del higrómetro debe hacerse sobre el tanque principal del transformador, de tal manera que quede completamente expuesta al gas.
- b) Para transformadores nuevos o reparados, se debe determinar el Punto de Rocío del nitrógeno que contiene el transformador desde fábrica y que debe mantenerse durante su transporte. Esta medición se hace antes de cualquier maniobra de inspección interna y del armado. El valor de humedad determinado es de utilidad para una apreciación preliminar del tiempo necesario para la puesta en servicio del transformador.
- c) No se debe tomar como temperatura de los devanados la temperatura de los termómetros propios del transformador, ya que éste se encuentra sin aceite y sus instrumentos dan valores erróneos.

#### **7.2.5.8 Valores Aceptables de Humedad Residual en Aislamientos Sólidos de Transformadores de Potencia.**

Los fabricantes de transformadores y reactores de potencia recomiendan que el secado de estos equipos sea menor de 0.5% de Humedad Residual. Un contenido de humedad de entre 0.2 y 0.4 % es un buen valor de trabajo. Humedades Residuales por debajo de 0.1 %, además de ser difíciles de obtener, no se recomiendan por la posible pérdida de vida del aislamiento.

Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua en un aislamiento fibroso se equilibra a un nivel gobernado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante. Como conclusión general, se recomienda que un valor aceptable de Humedad Residual en aislamientos sólidos para transformadores de potencia, debe ser del 0.3 %.

#### **7.3 Pruebas a Interruptores de Potencia.**

Un interruptor de potencia debe ser sometido a pruebas de diferente naturaleza, con el objeto de verificar el correcto estado de sus componentes. Así entonces, es necesario probar sus aislamientos, su mecanismo de operación, sus cámaras interruptivas, sus contactos y algunos accesorios como las resistencias de pre- inserción en los interruptores de GVA y los capacitores en los del tipo multicámara de PVA.

### 7.3.1 Resistencia de Aislamiento.

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos.

En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arco; también la carbonización del aceite causada por las operaciones del interruptor y la extinción del arco eléctrico, ocasionan contaminación de estos elementos, y por consiguiente una reducción en la resistencia del aislamiento.

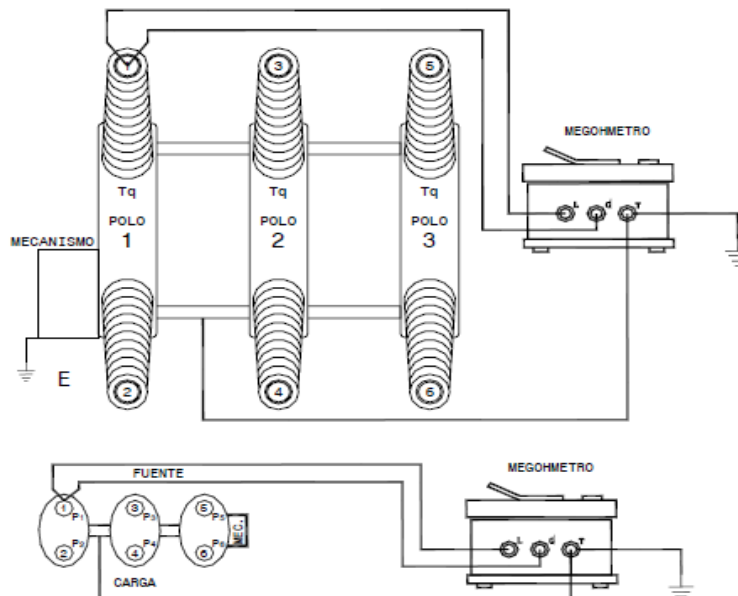
La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a otros tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento. Los resultados de estas pruebas a equipos con medio de extinción en SF6 no determinan el estado del gas.

#### 7.3.1.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.

- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- Conecte al tanque o estructura la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.
- Evitar que los rayos solares incidan directamente en la carátula del equipo de prueba a fin de evitar afectación de lecturas y daños al equipo de prueba.

#### 7.3.1.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.

En la parte de abajo, **Diagrama. 11** y **Tabla.24**, se muestran las conexiones pertenecientes a la prueba.



**Diagrama. 11** conexión Prueba de resistencia de aislamiento a interruptores tipo tanque muerto



Polo	Prueba	Posición interrupto	Conexiones			Mide
			Línea	Guarda	Tierra	
1	1	Abierto	1	P (1-2)	E	Boq. 1
	2	-	2	P (2-1)	E	Boq. 2
2	3	-	3	P (3-4)	E	Boq. 3
	4	-	4	P (4-3)	E	Boq. 4
3	5	-	5	P (5-6)	E	Boq. 5
	6	-	6	P (6-5)	E	Boq. 6

**Tq= Tanque**                      **P= Porcelana**                      **E= Estructura**

**Tabla.24** Prueba de resistencia de aislamiento a interruptores tipo tanque muerto

### 7.3.1.3 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.

Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores, por lo general son altas sin tener, absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento, en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del mismo.

En los interruptores en vacío y SF<sub>6</sub>, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamiento se deben a deterioro de alguno de ellos. Los resultados de estas pruebas a equipos con medio de extinción en SF<sub>6</sub> no determinan el estado del gas.

Para interruptores monopolares, como es el caso de los interruptores en SF<sub>6</sub>, los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000 MΩ si los componentes aislantes están en buenas condiciones; para casos de valores bajos de aislamiento, se requieren pruebas de factor de potencia para complementar el análisis de las condiciones del aislamiento.

### 7.3.2 Factor de Potencia del Aislamiento.

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas, y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF<sub>6</sub>, vacío, etc.).

Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos.

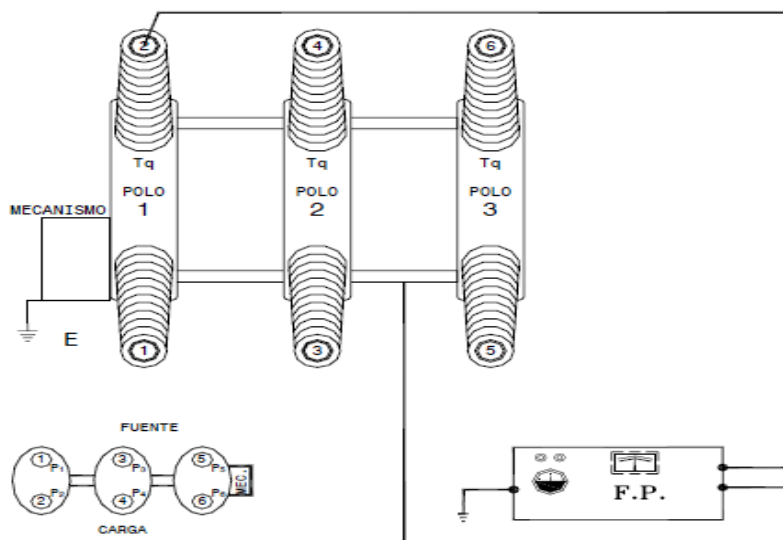
Con el interruptor cerrado intervienen dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares. Con el interruptor abierto intervienen también dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y del aceite aislante.

### 7.3.2.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.

- a) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Conecte al tanque la tierra del medidor.
- c) Procurar efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

### 7.3.2.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.

En la parte de abajo, **Diagrama. 12 y Tabla.25**, se muestran las conexiones pertenecientes a la prueba.



**Diagrama. 12** conexión Prueba de factor de potencia a interruptores tipo tanque muerto

Prueba	Posición	Cable de alto voltaje	Cables de alto voltaje (HV) Rojo-	Modo	Kv prueb
1	Abierto	1	E	Ground	10
2	-	2	E	Ground	10
3	-	3	E	Ground	10
4	-	4	E	Ground	10
5	-	5	E	Ground	10
6	-	6	E	Ground	10
7	-	4	E	UST	10
8	-	5	E	UST	10
9	-	6	E	UST	10

Tq=Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

**Tabla.25** Prueba de factor de potencia a interruptores tipo tanque muerto.

### **7.3.2.3 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.**

Para la interpretación de resultados de factor de potencia en los interruptores de gran volumen de aceite, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con interruptor en posición de abierto y cerrado.

La diferencia de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado menos la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento (se le denomina índices de pérdidas del tanque).

I.P.T. = (pérdidas con interruptor cerrado)- (suma de pérdidas con interruptor abierto).

I.P.T. = Índice de Pérdidas de Tanque.

### **7.3.2.4 Interpretación de Resultados Para la Evaluación del Aislamiento.**

Condición normal

Menor 15mW 2500 Volts.  
Menor 0.10 W 10000 Volts.

Condición anormal

Mayor de 15mW 2500 Volts.  
Mayor de 0.10W 10000 Volts.

### **7.3.3 Resistencia de Contactos.**

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc.

La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso en interruptores.

Para medir la resistencia de contactos existen diferentes marcas de equipo, de diferentes rangos de medición que fluctúan entre 0 y 100 amperes para ésta prueba.

Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

#### **7.3.3.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.**

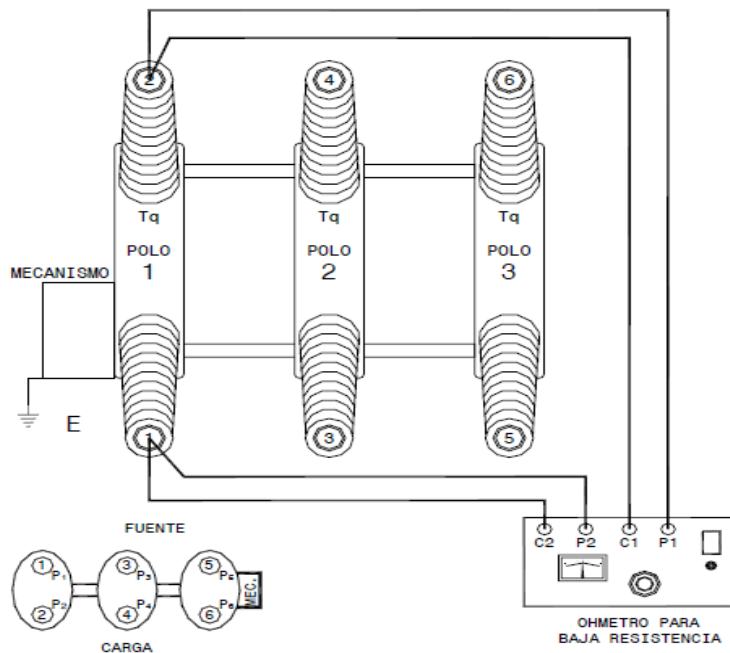
- a) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- b) Se debe aislar el equipo en lo posible contra la inducción electromagnética mediante aterrizamiento temporal inmediato previo a la prueba para descargar la estática, ya que ésta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.

c) Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba a fin de asegurar un buen contacto y no afectar la medición.

d) Se debe poner atención en la colocación de las terminales del equipo de prueba, algunos interruptores tienen una placa metálica auxiliar que se utiliza para adaptar la conexión de la terminal zapata del cable al interruptor. Cuando es el caso, se debe de efectuar dos mediciones, una tomando en cuenta la placa metálica y otra medición evitando la placa, esto con el objeto de verificar el estado de la placa metálica; si existe diferencia con los valores obtenidos, deben de desconectar la placa y efectuar limpieza.

### 7.3.3.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.

En la parte de abajo, **Diagrama. 13 y Tabla.26**, se muestran las conexiones pertenecientes a la prueba.



**Diagrama. 13** Prueba de resistencia de contactos a interruptores tipo tanque muerto.

Prueba	Posición interrupto		I1 (+) V1	Ground Mide	Iprueba (AMP)
1	Cerrado		1	2	100
2	Cerrado		3	4	100
3	Cerrado		5	6	100

Tq= Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

**Tabla. 26** Prueba de resistencia de contactos a interruptores tipo tanque muerto.

### 7.3.3.3 Interpretación de Resultados.

Esta prueba permite detectar oportunamente los problemas que se presentan por alta resistencia de contactos, que puede ser causada por cualquier elemento que forma el conjunto de contactos; desde el conector de la boquilla hasta los conectores fijos y móviles con todos sus accesorios.

La resistencia de contactos varía de acuerdo al tipo y diseño del equipo, y debe ser de acuerdo a las normas correspondientes, los valores establecidos en los instructivos, así como los obtenidos durante la puesta en servicio, nos sirven de referencia para pruebas posteriores. En algunos equipos el fabricante proporciona estos valores en milivolts (mV) de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a micro-ohms ( $m\Omega$ ).

Para interruptores en gran volumen de aceite, los valores son del orden de 100-300 micro-ohms. Para interruptores de los tipos pequeño volumen de aceite, vacío y gas SF<sub>6</sub>, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 microohms. Este criterio es aplicable a los interruptores de gas SF<sub>6</sub> en tanque vivo y tanque muerto.

### 7.3.4 Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura.

El objetivo de la prueba es determinar los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la de verificar la simultaneidad de los polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales eléctricas de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

Existen varios tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuáles una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre un papel tratado en su superficie; y los que utilizan galvanómetro que al accionar varían el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible; en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante.

**Tiempo de apertura.** - Es el tiempo medido desde el instante que se energiza la bobina de disparo hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado.

**Tiempo de cierre.** - Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

**Equipos de prueba.** - Existen varios tipos y marcas de equipos de prueba, distinguiéndose principalmente, los de tipo cronógrafo, oscilógrafo y registrador computarizado.

**Pruebas normales.** - Las pruebas o mediciones que a continuación se indican son aquellas que se consideran normales, tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor.

- a) Determinación del tiempo de apertura.
- b) Determinación del tiempo de cierre.
- c) Determinación del tiempo cierre-apertura en condición de disparo libre (trip-free) o sea el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verifica además el dispositivo de antibombeo.
- d) Cantidad de rebotes al cierre de los contactos y su duración.
- e) Determinación de la simultaneidad entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como apertura.
- f) Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de pre-inserción, ya sean estos para apertura o cierre.
- g) Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre si el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea recierre monopolar o tripolar.
- h) Distancia de recorrido, velocidad de cierre y apertura con el auxilio con transductor de movimiento lineal para determinación de penetración de contacto móvil.

Las cuatro primeras pruebas son aplicables a todo tipo de interruptor mientras que las tres siguientes son aplicables a tipos específicos; la prueba e) a interruptores multicámaras, la f) a interruptores dotados de resistencia de pre-inserción y la g) a equipos aplicados con recierre. La última prueba h) a interruptores de gas SF<sub>6</sub> con accionamiento de biela mecánica.

Dependiendo del interruptor por probar en lo que a número de cámaras se refiere, así como el número de canales disponibles en el equipo de prueba, es posible en algunos casos determinar dos o más de los tiempos anteriores simultáneamente en una sola operación.

#### **7.3.4.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.**

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta.
- b) Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

#### **7.3.4.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.**

Las conexiones entre el equipo de prueba y el interruptor por probar, están determinadas en el instructivo de cada equipo de prueba en particular y en el conocimiento del arreglo físico

de las cámaras y contactos del interruptor, así como del arreglo del circuito de control para el cierre y apertura del interruptor.

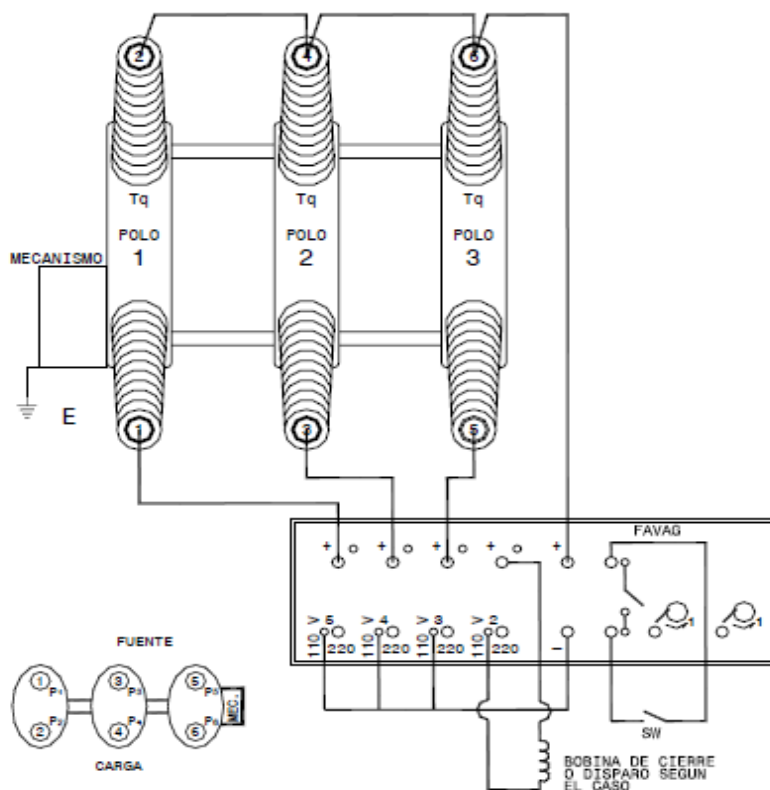


Diagrama 14. Conexión Prueba de tiempos y simultaneidad a interruptores tipo tanque muerto

Prueba	Puntos	Conexione			
Prueba	(+) Firme	Canal 1	Canal 2	Canal 3	Canal 4
1	Disparo	1	3	5	Puente Entre 2, 4 y
2	Cierre	1	3	5	Puente Entre 2, 4 y

Tq= Tanque

P= Porcelana

E= Estructura

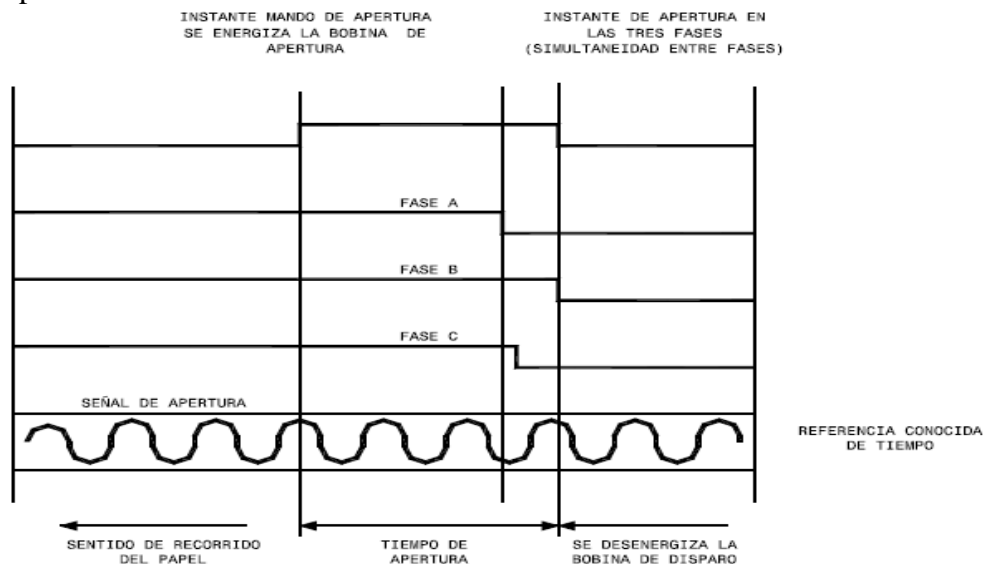
Tabla. 27 Prueba de tiempos y simultaneidad a interruptores tipo tanque muerto.

### 7.3.4.3 Interpretación de Resultados.

**Tiempo de apertura.** Se efectúa al interruptor registrando el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se mide la fase completa, que, para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica corresponde al instante

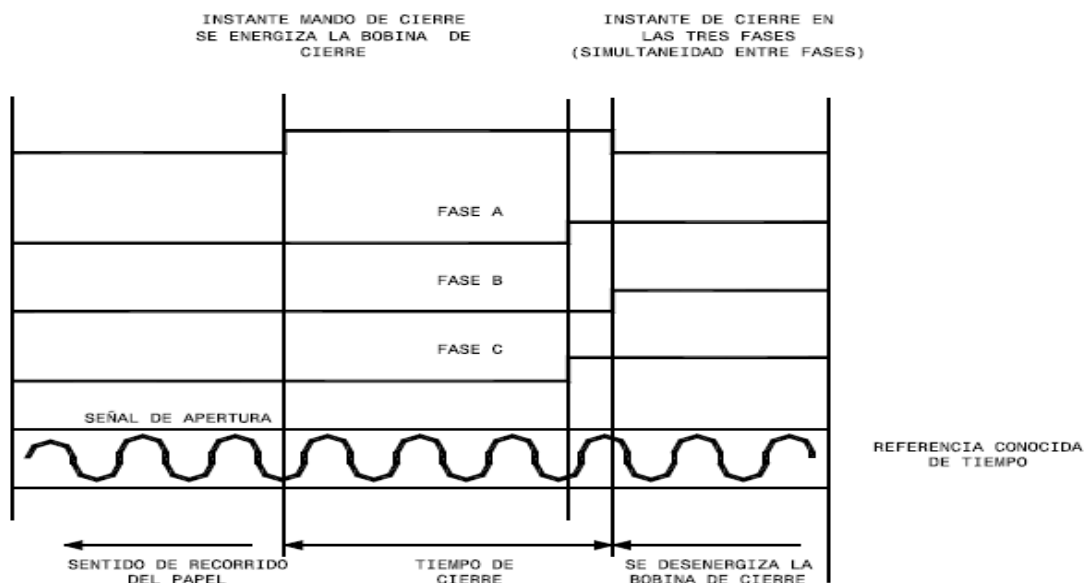
en que se abre el primer par. De esta misma prueba puede obtenerse además la simultaneidad entre fases del interruptor a la apertura. La figura siguiente, **Fig. 16**, muestra una gráfica típica para esta prueba.



**Fig. 16** Gráfica de tiempo de apertura a interruptores tipo tanque muerto.

**Tiempo de cierre.** Se efectúa al interruptor completo registrando el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, que también queda registrada.

Esta prueba es general e independiente del número de cámaras o contactos en serie que se tengan por fase, puesto que se miden las tres fases completas. Debe tomarse en cuenta que, en el caso de varios contactos en serie por fase, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se cierra el último par. En la figura siguiente se muestra una gráfica típica para esta prueba.



**Fig. 17** Gráfica de tiempo de cierre a interruptores tipo tanque muerto.



#### 7.3.4.4 Valores de Prueba.

A continuación, se hace referencia respecto a los valores de los tiempos anteriormente descritos para establecer un cierto criterio a modo de guía general, ya que los valores particulares para cada tipo de interruptor son una característica propia que generalmente proporciona el fabricante en sus instructivos.

Los interruptores están clasificados en lo que se refiere a su tiempo de interrupción, en interruptores de 8, 5 y 3 ciclos, estos rangos están dados en base a las pruebas de prototipo que se efectúan y es el tiempo máximo obtenido dentro de toda la gama de pruebas efectuadas.

Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor, pueden variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento, por lo general los tiempos son del orden de 6 a 16 ciclos.

Para evaluar la simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, y no deberá exceder de 1/2 ciclo en base a la frecuencia nominal. La operación de contactos de un mismo polo debe ser prácticamente simultánea.

Tensión	Tiempo Máximo de cierre en milisegundos	Tiempo máximo de interrupción en milisegundos	Simultaneidad en la operación de los Polos en	
			Cierre	Apertura
15 kV a 38 kV	100	60	3	2
72.5kV a	160	50	4.16	2.77

**Tabla 28** Tiempos máximos de interrupción y cierre para interruptores con medio de extinción en vacío y SF6.

#### 7.3.5 Rigidez Dieléctrica de Cámaras de Interrupción, Para Interruptores en Vacío o SF6.

Para interruptores de potencia con cámaras de extinción de arco en vacío o gas SF6, se recomienda realizar la prueba de rigidez dieléctrica aplicando alta tensión de C.A. o C.D.

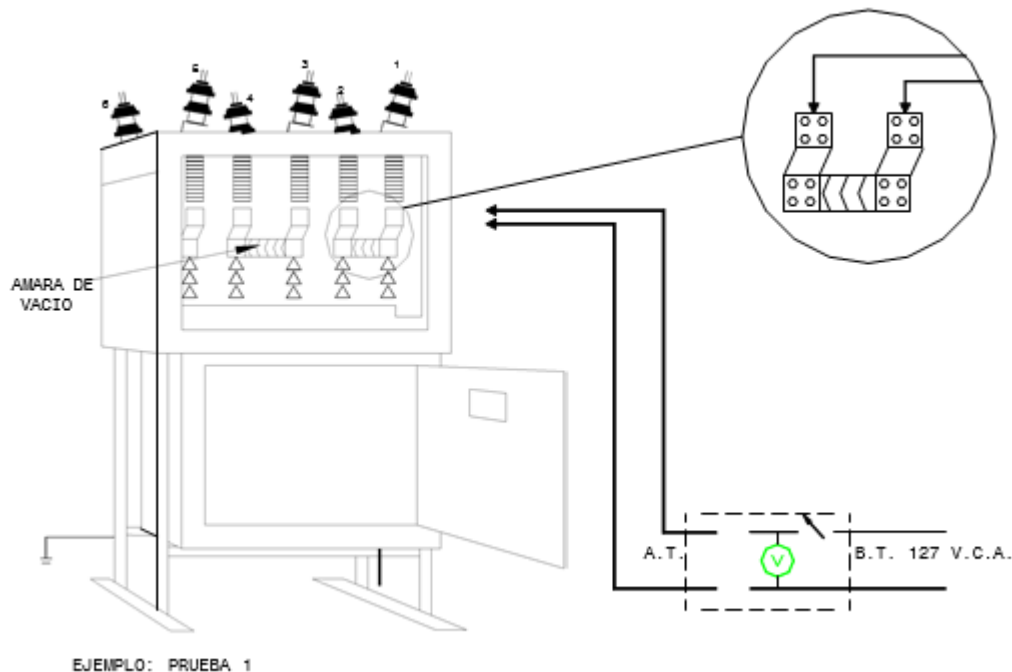
Con esta prueba es posible verificar el estado de las cámaras en cuanto a su hermeticidad y estado del medio de extinción del arco, debiéndose consultar el manual del fabricante correspondiente para todo lo relativo a niveles de voltaje y duración de la prueba.

### 7.3.5.1 Recomendaciones Para Realizar la Prueba.

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta.
- b) Se recomienda en lo posible aplicar el potencial únicamente a las cámaras, sin que intervengan en el circuito de prueba las boquillas y soportes aislantes del interruptor.
- c) Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba.

### 7.3.5.2 Conexiones Para Realizar la Prueba.

Los **Diagramas. 15 y 16**, y las **Tablas. 29 y 30**, muestran las conexiones con detalle entre los equipos de prueba comúnmente utilizados y el interruptor por probar.



**Diagrama. 15** conexión entre el equipo de prueba y el interruptor.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		KV PRUEBA	TIEMPO EN SEGUNDOS	POSICION INTERRUPTOR
	H1	H2			
1	1	2	50*	3*	ABIERTO
2	3	4	50	3	ABIERTO
3	5	6	50	3	ABIERTO

\* PARA INTERRUPTORES CON VOLTAJE NOMINAL DE 15 KV. PARA LOS CASOS DE INTERRUPTORES DE 23 Y 34.5 KV, CONSULTAR EL MANUAL DEL FABRICANTE

**Tabla 29.** Indicaciones para la conexión.

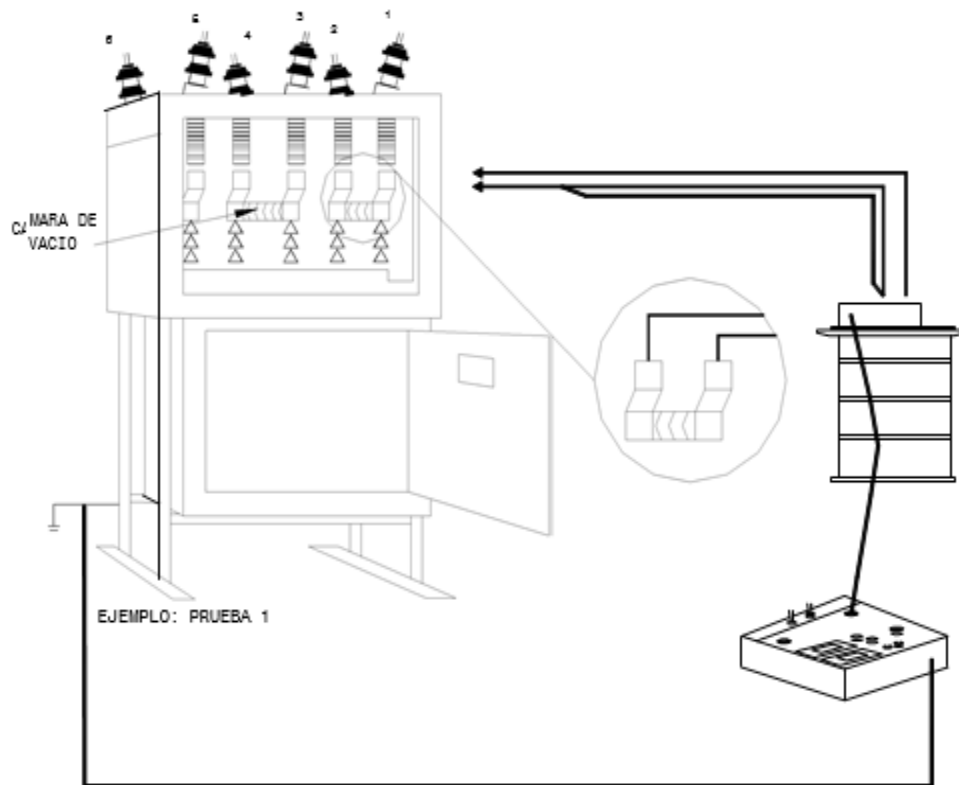


Diagrama. 16 conexión entre el equipo de prueba y el interruptor.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		KV PRUEBA	TIEMPO EN SEGUNDOS	POSICION INTERRUPTOR
	LINEA	TIERRA			
1	1	2	70*	3*	ABIERTO
2	3	4	70	3	ABIERTO
3	5	6	70	3	ABIERTO

\* PARA INTERRUPTORES CON VOLTAJE NOMINAL DE 15 KV. PARA LOS CASOS DE INTERRUPTORES DE 23 Y 34.5 KV, CONSULTAR EL MANUAL DEL FABRICANTE

Tabla 30. Indicaciones para la conexión.

## 8. Conclusión.

Como conclusión pudimos observar la complejidad que conlleva un eficiente y seguro suministro de la energía eléctrica, este servicio que, muchos creemos que es sencillo, puede llegar a ser problemas, en ocasiones, muy complejos de entender y aun mas de dar solución, ya que aún para la puesta en servicio de un transformador se deben tener las bases que son fundamentales para poder llevar a cabo este trabajo y aún más hay que tomar las mejores decisiones en cuanto a la solución para que el proyecto sea rentable y pueda darse la mejor solución sin perjudicar a los usuarios ni a la empresa.

También se debe pensar mucho en la seguridad y acatarse a las normas vigentes que brindan un trabajo seguro y eficiente, ya que no solo el equipo está en riesgo al realizar las maniobras necesarias para un trabajo, sino también la integridad de los trabajadores la cual ponen en riesgo al no acatarse a las normas y reglas recomendadas.

La integridad de una subestación es una cuestión importante ya que son fundamentales para brindar el servicio de energía eléctrica, y pudimos observar cómo se lleva un control y un seguimiento de las condiciones de esta para que si se presenta un problema como en esta ocasión se le pueda dar solución lo más pronto posible y poder contar con los datos necesarios para realizar los cálculos y justificación de la maniobra.

En el aspecto académico quiero agregar que la realización de este proyecto ha aportado conocimientos laborales de los diferentes procedimientos que se realizan para poder llevar a cabo o efectuar un proyecto técnico en general y se ha podido observar el contenido que deben de llevar una obra para poder realizarla.

Cabe mencionar que se tuvo la oportunidad de trabajar en diferentes plataformas, las cuales los ingenieros utilizan diariamente para darle un seguimiento y cierre a las diferentes obras con las que ellos trabajan, ayudando así a tener un conocimiento y formación laboral más basta, ya que tuve la oportunidad de aprender el día a día de los ingenieros en mi área.

También se debe agregar que el tiempo que estuve en residencia en el área de electrificación rural de CFE se desarrolló un buen ambiente laboral tanto en oficinas como en campo o que permitió que desarrollara mi objetivo. Los ingenieros que laboran en el área fueron de gran ayuda para el aprendizaje ya que siempre tuve el apoyo de ellos y una pronta respuesta a las dudas que surgían durante el tiempo que duro la residencia y proporcionaban suficiente información sin dar limitaciones para poder realizar este trabajo.

por ultimo agregar que fue una experiencia muy agradable y provechosa que ayudo en la formación tanto profesional como profesionista al poder observar diferentes puntos que conlleva la ingeniería eléctrica, algunos que ya se sabían, pero otros tantos aún desconocidos, lo cual ayudo a refutar y acrecentar los conocimientos con los que ya se contaban.

## **9. Anexos.**

- 1.- Diagrama Unifilar S.E.
- 2.- Diagrama Unifilar S.E Modificado.
- 3.- Ductos y Registros.
- 4.- Ductos y Registros Equipo.
- 5.- Fosa Colectora de Aceite.
- 6.- Circuito Oco-4010.
- 7.- Circuito Oco-4020.
- 8.- Circuito Oco-5010.
- 9.- Circuito Oco-5020.
- 10.- Circuito Oco-5030.
- 11.- Circuito Oco-5042.
- 12.- Trazo de Ejes.
- 13.- Presentación Oficial de Actividades a Realizar para la Ejecución del Proyecto.

## **10. Referencias Bibliográficas.**

- [1] Inegi censo de población y vivienda 2010.
- [2] Comisión Federal de Electricidad. (2014). Sección 7, Volumen I. En 209 S.E 1212 Sur – Peninsular (549). Cd. de México: Comisión Federal de Electricidad.
- [3] Transformadores de Potencia, de Medida y de Protección 7° Edición.
- [4] SIADweb. Sistema de administración de distribución.
- [5] Solminihac T, H., Echeverría G, G., & Thenoux Z, G. (2012). Estabilización de Suelos: Aplicaciones en la construcción de estructuras de pavimentos. Revista Ingeniería de Construcción, (6), 53-78.
- [6] Harper, G. E. (2002). Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa

[7] comisión federal de electricidad. (2013) puesta en servicio y puesta a punto de equipo para subestaciones de distribución. Procedimiento CFE-DCPPSED.

[8] Comisión Federal de Electricidad. (2007). Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones. En SOM 3531 (527). Cd. de México: Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones.

[9] **CFE D8500-02:** Recubrimientos anticorrosivos.

[10] **CFE C0000-37:** Prueba de compactación proctor.

[11] **CFE C0000-44:** Estudios geotécnicos para ingeniería de detalle en subestaciones.

[12] **CFE L0000-06:** Coordinación de aislamiento.

[13] **CFE 00200-02:** Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones.

[14] **Normas CFE:** Normas de distribución, de construcción, líneas subterráneas.

[15] **NMX-C-111-ONNCCE:** Industria de la construcción-agregados para concreto hidráulico-Especificaciones y métodos de prueba.

[16] **NMX-C-122-ONNCCE:** Industria de la construcción-agua para concreto-especificaciones.

[17] **NMX-C-155-ONNCCE:** Industria de la construcción-concreto-concreto hidráulico industrializado-especificaciones.

[18] **NMX-C-156-ONNCCE:** Industria de la construcción-determinación del revenimiento en el concreto fresco.

[19] **A.C.I.614:** Practica recomendable para la medición, mezclado, transporte y colocación del concreto.

[20] **N.O.M.041-ECOL:** Límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes gasolina proveniente del escape de los vehículos automotrices en circulación que usan como combustible.

[21] **N.O.M.080-ECOL:** Límites máximos permisibles de emisión de ruidos contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotrices en circulación que usan gasolina como combustible.

[22] **CFE D8500-01:** Selección y aplicación de recubrimientos anticorrosivos.

[23] **CFE D8500-02:** Recubrimientos anticorrosivos

- [24] **CFE E0000-17:** Cables de potencia para 69 a 138kV con aislamientos de XLP.
- [25] **CFE K0000-13:** Transformadores y autotransformadores de potencia para subestaciones de distribución.
- [26] **CFE L0000-06:** Coordinación de aislamiento.
- [27] **CFE L0000-15:** Código de colores.
- [28] **NRF-013:** Señales de seguridad.
- [29] **SOM-3531:** Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones.
- [30] **SOM-3560:** Normalización de nomenclatura, pintura de equipo y letreros de identificación de subestaciones de distribución.
- [31] **MPSEO-19:** Recepción, almacenamiento y montaje de transformadores de potencia.
- Guía LAPEM 03:** Procedimiento para la recepción de productos suministrados por terceros para su utilización en las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad.
- [32] **CFE D3100-19:** Aceite aislante.
- [33] **CFE V6700-55:** Sistemas integrados de control, protección, medición y mantenibilidad para uso en subestaciones de distribución (SISCOPROMM).
- [34] **CFE 04400-42:** Guía de criterios básicos para subestaciones de 115,230 y 400K.

