

TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERIA ELÉCTRICA

RESIDENCIA PROFESIONAL

**“PUSTA EN SERVICIO DEL EQUIPO PRIMARIO (INTERRUPTORES,
CUCHILLAS, BUSES, APARTARRAYOS) DE LA BAHÍA A0T30, PARA EL
ESQUEMA DEL DOBLE INTERRUPTOR DE 400 KV DE LA SE ANGOSTURA”**

ASESOR EXTERNO:

ING. ERWIN RUIZ HERNANDEZ

ASESOR INTERNO:

ING. ALEJANDRO ROGELIO AVELINO PÉREZ ESPINOZA

ALUMNO:

ERIK SAID VÁZQUEZ MORALES

CICLO:

(AGOSTO-DICIEMBRE 2015)

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, DICIEMBRE 2015

ÍNDICE

Página

1.	INTRODUCCIÓN-----	4
1.1.	Antecedentes del problema-----	4
1.2.	Generalidades y localización-----	5
1.2.1.	Ubicación geográfica-----	5
1.3.	Objetivo-----	6
1.4.	Justificación-----	6
2.	Datos técnicos de la S.E. Angostura-----	7
2.1.	Arreglo y Equipo Eléctrico Primario de la S.E.-----	7
3.	Conceptos Generales-----	15
3.1.	Sistema Eléctrico de Potencia-----	15
3.2.	Subestaciones Eléctricas-----	15
3.3.	Nomenclatura y simbología-----	17
3.3.1	Simbología de equipo eléctrico-----	17
3.3.2.	Nomenclatura-----	18
3.3.3.	Identificación del equipo-----	18
3.4	Arreglo de barras en S.E. Angostura-----	20
3.4.1.	Barra principal y de transferencia-----	21
3.5.	Teoría general y definiciones del equipo primario de una S.E.-----	22
3.5.1.	Transformadores-----	22
3.5.2.	Reactores de potencia-----	23
3.5.3.	Interruptores de Potencia-----	23
3.5.4.	Transformadores de Potencial Inductivo-----	23
3.5.5.	Transformadores de Potencial Capacitivo-----	23
3.5.6.	Transformadores de Corriente-----	24
3.5.7.	Apartarrayos-----	24
3.5.8.	Cuchillas desconectoras-----	24
3.5.9.	Trampas de onda-----	25
3.5.10.	Barras y cables-----	25
3.5.11.	Servicios propios de C.A. y C.D.-----	25
3.5.12.	Bancos de baterías y cargadores-----	25
3.5.13.	Sistemas de tierra y blindaje-----	26
4.	Pruebas y mantenimiento a equipo eléctrico primario (EEP) -----	26
4.1.	Teoría general de pruebas eléctricas a equipo eléctrico Primario-----	26
4.1.1.	Teoría general del aislamiento-----	26
4.1.2.	Factor de Potencia-----	29
4.1.3.	Resistencia de Aislamiento-----	34
4.1.4.	Resistencia de contactos-----	39
4.1.5.	Tiempos de operación y simultaneidad de cierre y apertura-----	40
5.	Desarrollo del proyecto de Modernización y ampliación de la bahía A0T30 de la S.E. Angostura-----	41

5.1. Verificación de los trabajos de obra civil y electromecánica-----	44
5.2. Puesta en servicio del Equipo Eléctrico Primario-----	46
5.2.1. Puesta en servicio del interruptor AOT30-----	46
5.2.1.1. Pruebas eléctricas y de operación a realizar-----	50
5.2.2. Puesta en servicio de cuchillas-----	53
5.2.2.1. Pruebas eléctricas a realizar en cuchillas-----	57
5.2.3. Puesta en servicio de Transformadores de Corriente (TC's) -----	57
5.2.3.1. Pruebas eléctricas para realizar en TC's -----	60
5.2.4. Transformador de Potencial Capacitivo (TPC's) -----	61
5.2.4.1. Pruebas eléctricas a TPC's -----	62
5.2.5. Puesta en servicio de AP's -----	65
5.2.5.1. Pruebas eléctricas a apartarrayos -----	67
5.3. Trabajos misceláneos realizados por personal de la S.E. Angostura-----	70
5.3.1. Trabajos finales realizados por personal de mantenimiento eléctrico-----	70
5.3.2. Trabajos realizados por el área de Protección, Control y Medición (PCYM) -----	70
5.3.3. Trabajos realizados por el área de Comunicaciones -----	71
5.3.4. Trabajos realizados por el área de Control-----	72
5.3.5. Trabajos realizados por el área de Control y mantenimiento eléctrico -----	72
5.3.6. Trabajos realizados por áreas de mantenimiento eléctrico, PCYM y Comunicaciones-----	72
6. CONCLUSIONES -----	73
7. Bibliografía-----	74

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes del problema

La Subestación Eléctrica Angostura es parte de la Comisión Federal de Electricidad, dicha Subestación Eléctrica pertenece a la Zona de Transmisión Tuxtla (ZTTX) de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste (GRTSE) y la denominación o nomenclatura de dicha Subestación Eléctrica es S.E. ANG.

Dicha Subestación Eléctrica está interconectada al Sistema Eléctrico Nacional y su principal función es transmitir la energía producida en las unidades generadoras de la C.H. Dr. Belisario Domínguez, que cuenta con cinco unidades, con una capacidad de generación total de 900 Mega-Watts.

A solicitud de la Gerencia de Control Regional Oriental (GCRO) y la Gerencia Regional de Transmisión Sureste, con la finalidad de asegurar la confiabilidad y disponibilidad de las instalaciones de la Comisión Federal de Electricidad y en consecuencia, garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica a Guatemala, con calidad, excelencia y clase mundial; se han proyectado acciones estratégicas para la mejora continua de suministro energético.

La ruta estratégica para la transmisión de energía eléctrica hacia ese país vecino, se ubica por medio del enlace entre la S.E. Angostura y la S.E. Tapachula Potencia que consecuentemente se interconecta con la S.E. Brillantes (Guatemala) a través de la línea de transmisión ANG-A3T30-THP de 400 kV. A continuación se muestra de manera gráfica el enlace de interconexión entre los dos países (México-Guatemala).

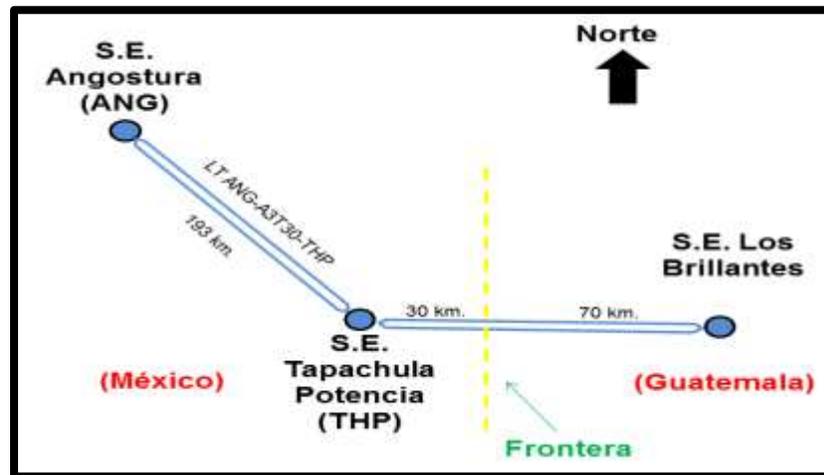


Figura 1. Enlace de interconexión entre México y Guatemala.

1.2 Generalidades y localización

1.2.1 Ubicación geográfica

La Subestación Eléctrica Angostura se localiza al este de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, capital del estado de Chiapas aproximadamente a 60 kilómetros de distancia, situado en el municipio de Venustiano Carranza y depende de la Central Hidroeléctrica Dr. Belisario Domínguez, la cual fue puesta en operación el 22 de noviembre de 1975, abarcando un área de 32,040 m² y una elevación de 567 m.s.n.m.



Foto 1. Mapa tomado de google earth, vista de La C.H. Dr. Belisario Domínguez.

Esta central hidroeléctrica llamada Dr. Belisario Domínguez es de tipo subterráneo, está dividida en dos etapas, en la primera se instalaron 3 unidades de generación de 180 MW cada una, en la segunda etapa 2 unidades de generación de 180 MW cada una haciendo una capacidad total de generación de 900 MW. La activación de las unidades de generación en parte depende de la demanda energética que requiera de mayor abastecimiento eléctrico a nivel nacional.



Foto 2. Vista por Google Earth de la S.E. Angostura.

Con esta perspectiva, y tomando en cuenta que la fuente de alimentación hacia la Subestación Eléctrica Tapachula Potencia (THP) es la Subestación Eléctrica Angostura a través de la LT-ANG-A3T30-THP; se han analizado y evaluado cada una de las causas de las salidas de esta línea, determinándose, que una de las causas impactantes es la pérdida del bus (barra de concentración de energía de la S.E. ANG), al que está conectado la Línea de Transmisión (LT), por lo que se ha tomado la decisión de conectar con un arreglo doble interruptor de potencia a esta Línea de Transmisión, a los buses 1 y 2 de 400 kV. El cual, dicho arreglo se presenta a continuación:

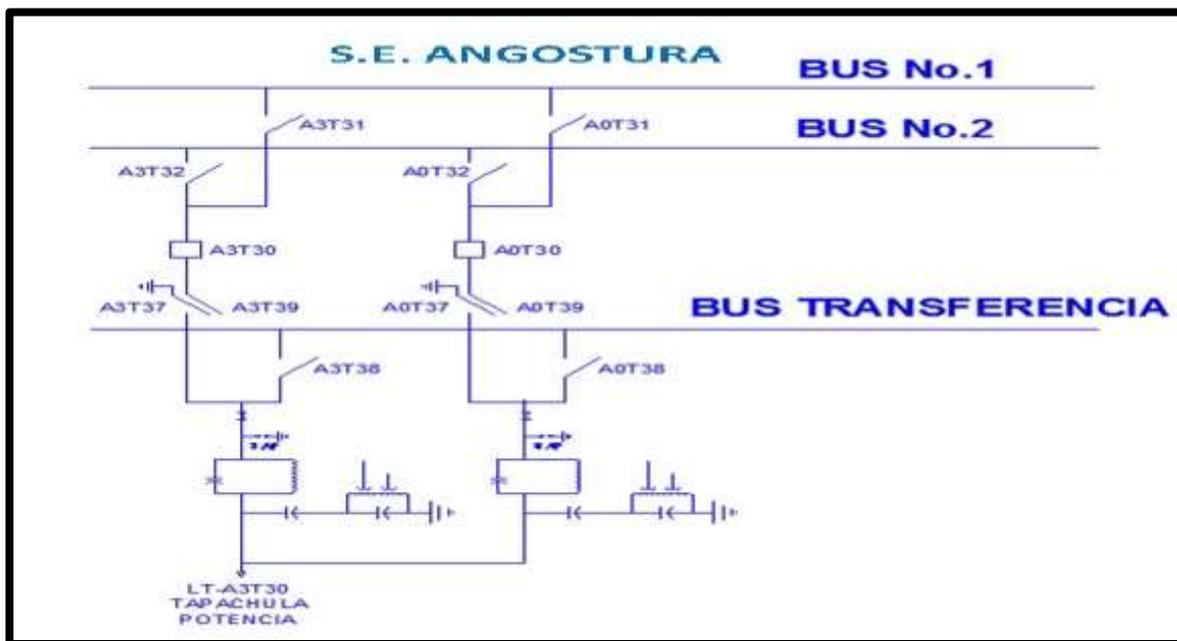


Figura 3. Diagrama unifilar de bahía 400 kV de la S.E. Angostura, mostrando esquema de doble barra con doble interruptor.

2. Datos técnicos de la S.E. Angostura

2.1 Arreglo y Equipo Eléctrico Primario de la S.E.

Esta subestación cuenta con arreglo de doble barra con barra de transferencia para cinco bahías de unidad, tres bahías para líneas de 400 kV, una bahía para el banco de transformación, una bahía para interruptor de amarre de buses y una bahía para el interruptor de transferencia.

En 115 kV cuenta con un arreglo de barra principal y barra de transferencia con ocho bahías, de las cuales una corresponde al banco T-6 y el resto a seis LT's de 115 Kv mencionadas cada una de ellas anteriormente; y a una bahía de un transformador de servicio propios T-7 de 115 / 13.8 kV con dos circuitos conectados en 13.8 kV. Con respecto al arreglo en 115 kV, se tiene instalado el esquema de interruptor y medio.

Transformadores y Reactor

La Subestación Angostura está constituida por 6 bancos de transformación en total, los cuales están formados por transformadores de potencia monofásicos. Los primeros 5 bancos de transformación elevadores con relación 13.8 kV/400KV están compuestos por un total de 15 transformadores tipo caverna conectados en delta-estrella con capacidad de 1125 MVA'S

El sexto banco de transformación es el T-6 marca IEM y cuenta con 3 transformadores monofásicos de potencia en aceite y uno de reserva, los cuales están equipados con tanque de expansión con bolsa de Nitrilo tipo Cops, están diseñados para soportar condiciones de corto circuito de acuerdo a las Normas ANSI C.57.12.00-1993, el tanque del transformador Cops y radiadores están diseñados para resistir vacío completo, dicho transformador tiene la capacidad de 225 MW.

La función principal del T - 6 es reducir el voltaje de 400 kV, a 115 kV, y 34.5 kV, utilizados de la siguiente manera, el devanado secundario de 115 kV, para alimentar a las líneas que llegan a Mapastepec, Schpoiná, San Cristóbal y Tuxtla II. El devanado terciario de 34.5 kV, para alimentación de servicios propios.

Además cuenta con 4 transformadores trifásicos, el transformador con denominación T-7, el cual cuenta con una relación de transformación de 115KV/13.8 kV con una capacidad de 7.5 MW; el transformador TX-7 el cual sirve para servicios propios con una relación de transformación de 13.8kV/220/127V; el transformador TX-6 con una relación de 13.8kV/440V/254V; y finalmente el TX-10, el cual tiene una relación de transformación de 34.5kV/13.8kV.



Foto 3. Banco de Transformación T-6

Ahora bien, en la subestación opera un Reactor Eléctrico trifásico marca Mitsubishi con capacidad de 62 MVAR y está conectado en estrella al neutro; el cual tiene la función de absorber la energía reactiva de las líneas y, por lo tanto el voltaje del sistema, esto debido a que particularmente la línea de Transmisión ANG-A3T30-THP es una línea relativamente larga, genera grandes cantidades de potencia reactiva cuando opera en condiciones carga baja, es decir, la capacitancia a tierra por unidad de longitud es el factor dominante en la impedancia de la línea bajo estas condiciones de operación, la energía reactiva debe ser controlada, pues de lo contrario, puede provocar grandes sobretensiones en las terminales de los equipos conectados al sistema de potencia.

Se encuentra en operación en la bahía A4010, y funciona principalmente para la LT ANG-A3T30-THP. Dicho Reactor tiene la nomenclatura R1.



Foto 4. Personal de CFE haciendo pruebas eléctricas al Reactor eléctrico de Potencia 62 MVAR

Interruptores y Cuchillas

La SE ANG cuenta con 13 Interruptores de potencia de 400 kV, los cuales están constituidos por 3 polos de doble cámara por cada interruptor; 9 Interruptores de potencia de 115 kV el cual está constituido por 3 polos de 1 cámara cada uno por cada interruptor. Además cuenta con 1 interruptor de 34.5 kV y 4 interruptores de 13.8 kV, los cuales están constituidos en 3 cámaras de vacío en un solo gabinete por cada interruptor.

Además se tienen 45 cuchillas de 400 kV, las cuales son de tipo pantógrafos verticales; 26 cuchillas de 115 kV las cuales el tipo de operación es en grupo y en el caso de las cuchillas de línea, vienen anexas las cuchillas de puesta a tierra. En el conteo total de las cuchillas para 400 kV y 115 kV se tienen en cuenta las cuchillas de amarre, cuchillas de línea, cuchillas de bus y cuchillas de puesta a tierra.



Foto 5. Interruptores de Potencia doble cámara 400 KV.



Foto 6. Interruptor de Potencia con 3 polos. (115 KV)



Foto 7. Cuchilla tipo Pantografo-Vertical 400 KV



Foto 8. Cuchilla Vertical 115 KV.

Apartarrayos (AP's) y Transformadores de Corriente (TC's)

En cuestión de apartarrayos, 33 de ellos son de clase 4 y están constituidos en uno por cada fase de cada bahía de 400 kV, con el tipo de construcción de óxido de Zinc, de 3 secciones, de las marcas Varistar Cooper, Siemens y Ohio Brass. Y 24 apartarrayos para la bahía de 115 kV, uno por cada fase de cada bahía, en las cuales predominan las marcas Asea, Ohio Brass y Surge-Arrester.

Ahora bien, en el caso de los Transformadores de Corriente los cuales son considerados dentro de la clase de Transformadores de Instrumento, hay en existencia 33 para la bahía de 400 kV, y 24 para la bahía de 115 kV, los cuales cuentan con una relación de 1200/600/5.



Foto 9. Apartarrayos bahía 400 KV

Transformadores de Potencial Capacitivo e Inductivo

En la S.E. Angostura existen un total de 11 Dispositivos de Potencial Capacitivos y 6 Transformadores de Potencial Inductivos en la bahía de 400 kV, los cuales miden el voltaje en cada bahía. En el caso de la bahía de 115 kV, existen 5 transformadores de Potencial Inductivo y 4 Dispositivos de Potencial Capacitivo. Todos estos transformadores de Instrumento son utilizados principalmente para la medición de tensión en las bahías a las cuales están conectadas.



Foto 10. Dispositivo de Potencial Capacitivo (DPC) 115 KV.

Banco de baterías y cargadores

La subestación Angostura cuenta con 7 bancos de baterías, 6 de ellos de plomo-ácido y un alcalino. Ahora bien, hablando con respecto a su tensión existen dos bancos de 250 Volts de corriente directa, dos bancos de 12 volts, uno de 54 V, 1 banco de 125 V, uno de 48 V, y uno de 24 volts, los cuales alimentan a servicios propios, esquemas de control, protección y medición del equipo eléctrico. Cabe destacar que uno de los bancos de 250 volts opera exclusivamente para la bahía A3T30.



Foto 11. Banco de baterías marca ESB de 250 Vcd para bahía A3T30

Diagrama Unifilar de la S.E. Angostura

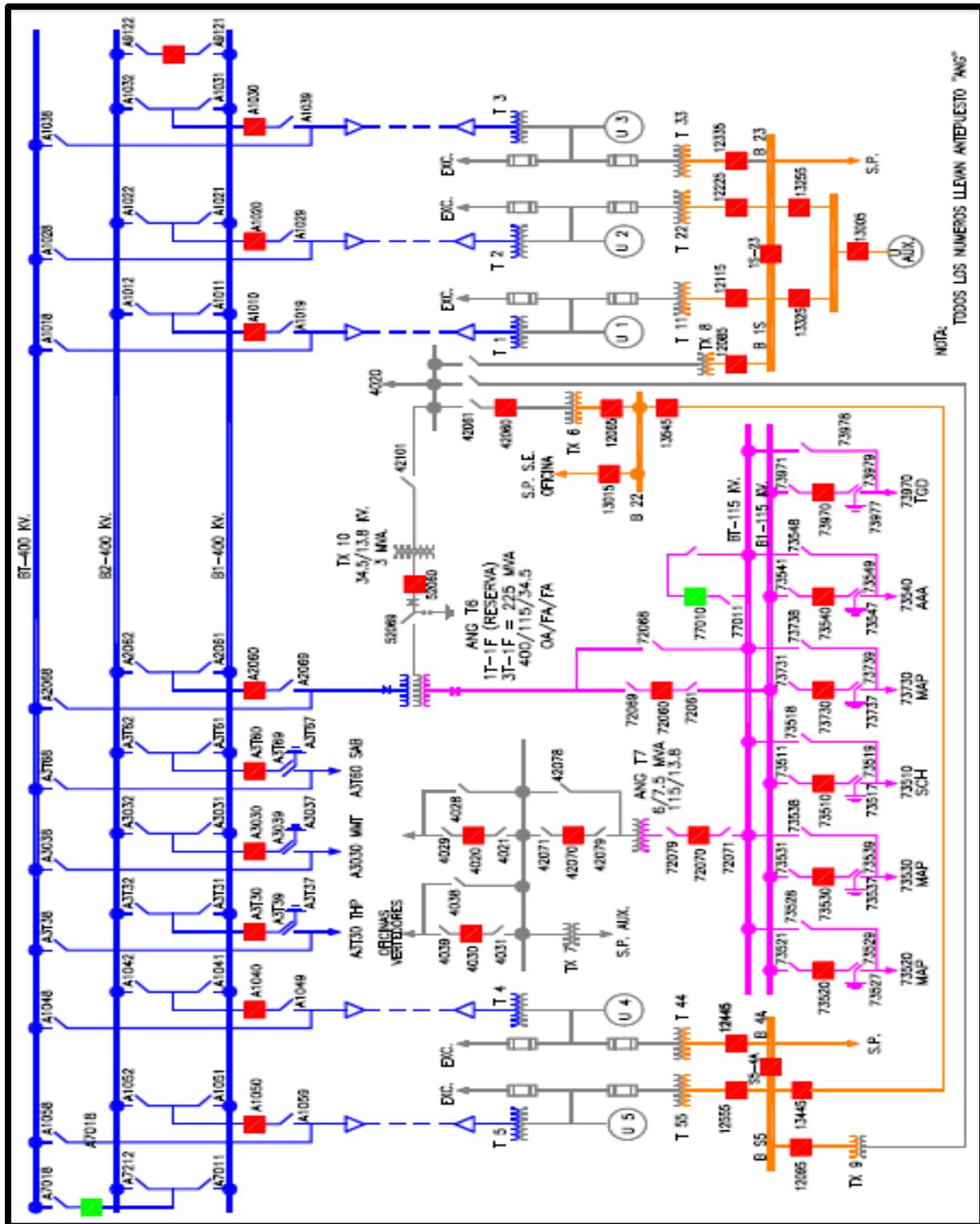


Figura 4. Diagrama unifilar de la S.E. Angostura

3. Conceptos generales

3.1 Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas

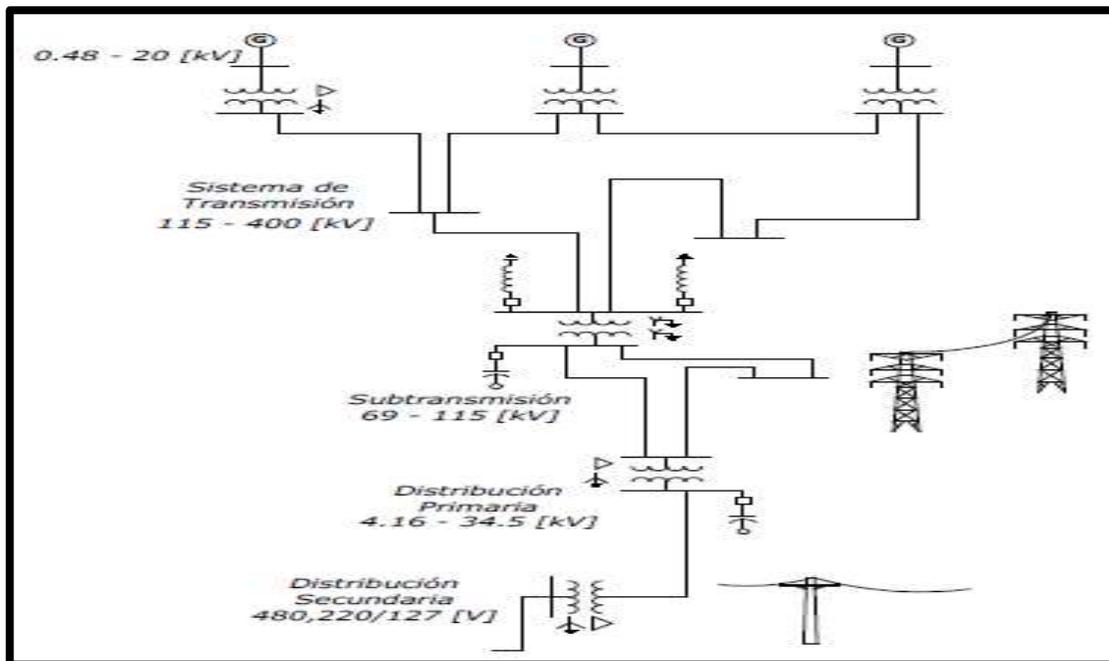


Figura 5. Diagrama básico de Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

3.2 Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones son componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función, forma de operar y por el arreglo de los buses.

Clasificación por su función:

Elevadoras

En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentra en las Centrales Eléctricas

Reductoras

En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, sub-transmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

De maniobra

En este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

Clasificación por su forma de operar

Tipo intemperie

Son las construidas para operaciones expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.

Tipo Interior

Son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina que puede afectar en problemas de corrosión, contaminación industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas.

También existen, las Subestaciones compactas blindadas aisladas con gas Hexafluoruro de Azufre (SF₆), las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento y se aplican generalmente en zonas urbanas con poca

disponibilidad de espacio, zonas de alta contaminación, zonas con restricciones ecológicas.

3.3. Nomenclatura y simbología

3.3.1. Simbología de equipo eléctrico

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, es uniforme en toda la República Mexicana. Deberá además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

La entidad encargada de normar la nomenclatura obligatoria de las subestaciones y Líneas de Transmisión es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Cada uno de los dispositivos eléctricos con los que cuenta una subestación de potencia se representa por medio de un símbolo simplificado como se muestra en la siguiente figura.

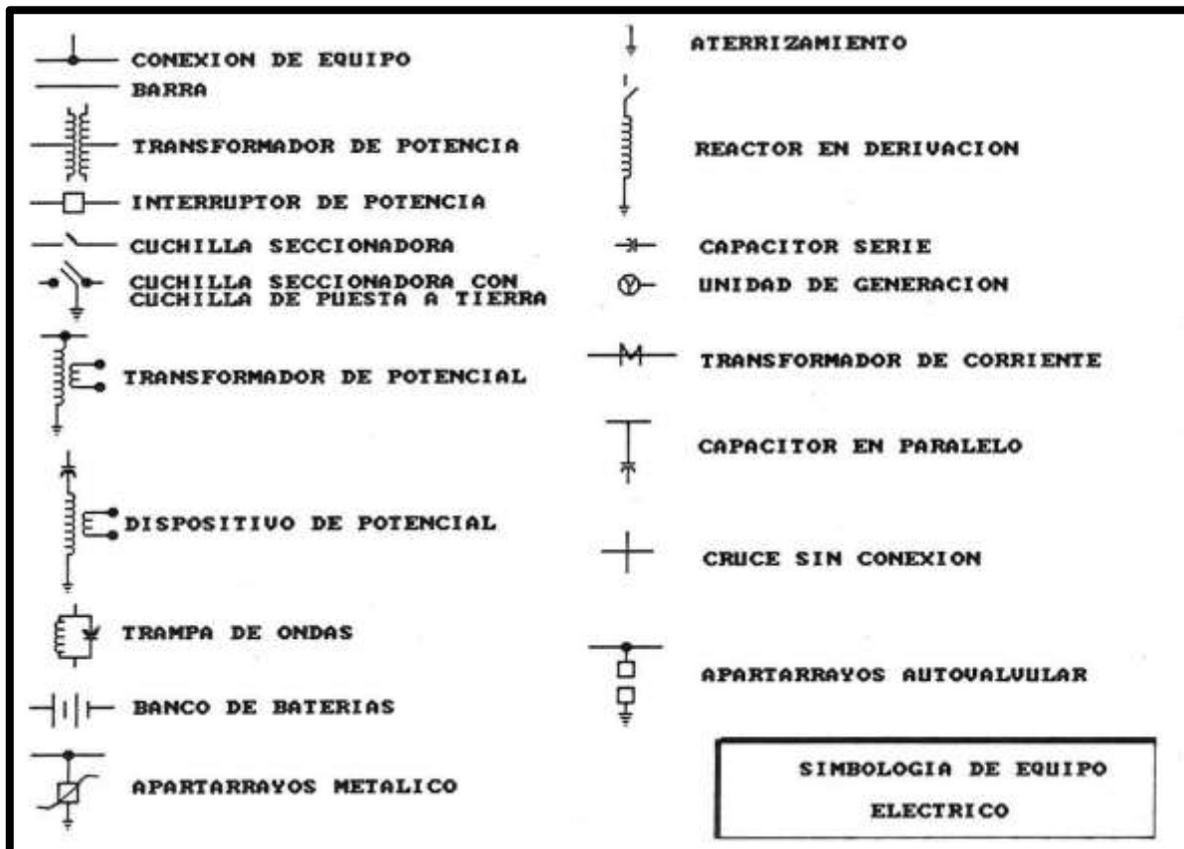


Figura 6. Simbología de equipo eléctrico

3.3.2. Nomenclatura

Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores, destacando que se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

VOLTAJES	COLORES
400 KV	AZUL
230 KV	AMARILLO
De 161 hasta 138 KV	VERDE
De 115 hasta 60 KV	MORADO MAGENTA
De 44 hasta 13.2 KV	BLANCO
Menor de 13.2 KV	NARANJA

Tabla 1. Nomenclatura de voltajes por colores

3.3.3. Identificación del equipo

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha. Como primer dígito se define la tensión a la que opera el equipo, el segundo es el tipo de equipo, el tercer y cuarto dígito son los números asignados al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando de 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético. El quinto dígito es el tipo de dispositivo.

La tensión de operación está definida por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a la tabla que se mostrara a continuación, la cual se basa en niveles de tensión de 0.00 V hasta 500.10 KV, los cuales llevan un número asignado de menor a mayor y en caso de presentar un nivel mayor de tensión al rango del mayor número alcanzado, se procede a la asignación de letras, ya sea la A o la B.

Tensión en KV		Número asignado
Desde	Hasta	
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.0	5
44.10	70.0	6
70.1	115.0	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

Tabla 2. Relación de números asignados a nomenclatura por su nivel de tensión

Tipo de equipo

El tipo de equipo está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a la siguiente tabla, la cual esta referencia a numeración del 0 al 9 y define específicamente al equipo ya sean generadores, transformadores, o incluso pueden ser esquema de conexiones de interruptores o esquemas de conexión de barras.

N°	EQUIPO
1	Unidades generadoras
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores
6	Equipo especial
7	Esquema interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema interruptor y medio
9	Esquema de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor.

Tabla 3. Relación del tipo de equipo y su clasificación para nomenclatura

Número asignado al equipo

Los números asignados a los equipos lo conforma el tercer y cuarto dígito y conforman el número económico de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

Tipo de dispositivo

Para identificarlo se usa el quinto dígito que especifica el tipo de dispositivo de que se trata como se puede apreciar en la tabla siguiente, y estos pueden ser parte del equipo eléctrico primario o por el número o tipo de barra bus que conformen, de esta manera se puede identificar al tipo de dispositivo y en su caso al equipo por su abreviación.

N°	DISPOSITIVO
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor de gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas de transferencia
9	Cuchillas de lado equipo (líneas)

Tabla 4. Relación del tipo de dispositivo y su numeración para nomenclatura

Las barras buses se identifican en forma de la siguiente tabla. Por consiguiente se presentan las abreviaciones para identificar a los equipo.

B1	Barra Uno (Tensión en KV)
B2	Barra dos (Tensión en KV)
BT	Barra de transferencia (Tensión en KV)

TABLA. Identificación de barras

Abreviación	Equipo
U	Unidad
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Autotransformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador estático de VAR's (potencia reactiva)

Tabla 5. Abreviaciones de equipo eléctrico de potencia

Cuando se trate de grupo generador y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si el generador se identifica como U 3, el transformador se identifica como T 3. No se usan guiones entre la letra y el número, sino un espacio. La nomenclatura en el campo, debe hacerse pintando el fondo color amarillo con letras y números en color negro y de tamaño tal, que puedan ser vistos a una distancia prudente.

3.4 Arreglo de barras en S.E. Angostura

Las barras o buses son los elementos físicos en donde se interconectan las líneas de transmisión, generadoras, transformadores de potencia y todos los elementos de la red de generación, transmisión y distribución. En alta tensión se elige la opción utilizar cables conductor del mismo material que el conductor de las Líneas de Transmisión, pudiendo ser cada fase de uno a tres conductores. Sus dimensiones están en función de la corriente que se espera circule por ellas.

La conexión entre los elementos que integran la subestación en un diagrama unifilar simple permite observar su forma de operación y la de cada uno de los circuitos. El diseño de una subestación eléctrica se inicia con la selección del diagrama unifilar correspondiente una vez se define la necesidad de la subestación con base en el estudio de las variaciones de carga de la zona y de la proyección futura a mediano o largo plazo.

Existen varios esquemas o configuraciones utilizados en las subestaciones que varían dependiendo de diversos factores como son: Continuidad del servicio o confiabilidad del sistema, flexibilidad de operación, facilidad de mantenimiento de los equipos o seguridad, cantidad y tamaño de los equipos, área del terreno disponible y el costo. Cabe destacar que pueden existir uno o más tipos de arreglos en una subestación. Los esquemas de conexión de barras se presentan a continuación:

3.4.1. Barra principal y de transferencia

El arreglo de barras de una subestación en Barra Principal – Barra de Transferencia es una disposición en el cual cuenta con dos buses; uno de ellos se utiliza en condición normal conectando todos los alimentadores (Barra Principal) y el bus restante (Barra de Transferencia) que da sin energía y sin conectar ningún alimentador; cuenta además con un interruptor de transferencia que enlaza ambos buses.

Este arreglo de barras lo encontramos en subestaciones del tipo de sub-transmisión, con voltajes de transformación de 161 KV a 115KV/13.8 KV, 230/115 KV; con capacidades de transformación de hasta 200 MVA's, instalados en ciudades densamente pobladas o centros industriales. En el caso de la S.E. Angostura cuenta con el esquema mencionado en la bahía de 115 KV, por lo cual se muestra en la siguiente figura su respectivo diagrama unifilar

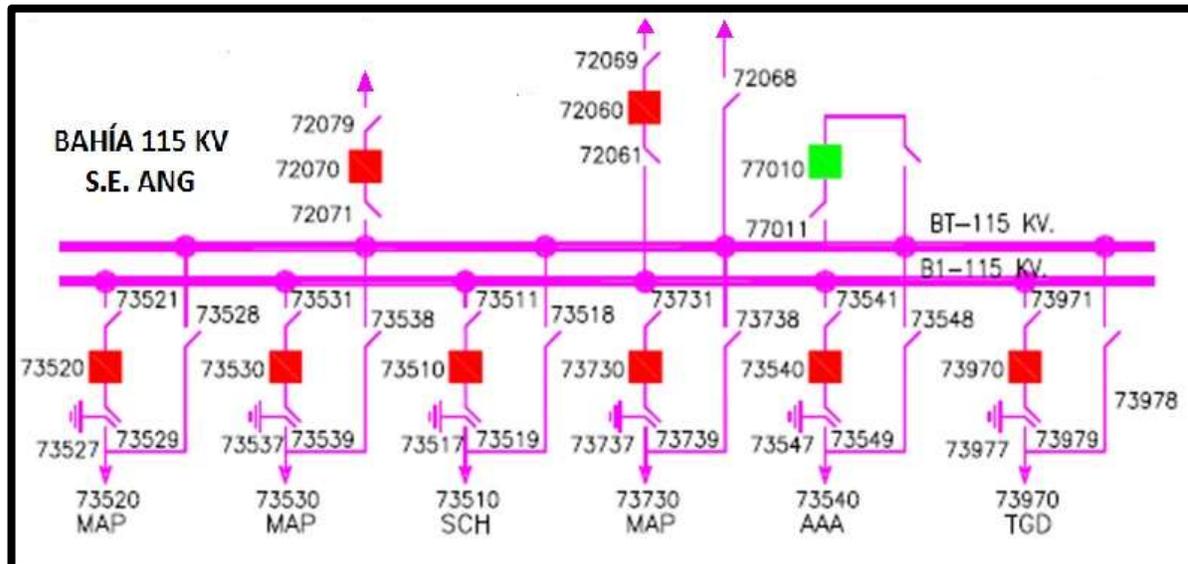


Figura 7. Diagrama unifilar de la bahía de 115 kV de la S.E. Angostura mostrando esquema de interruptor y medio

Doble barra y doble interruptor

Este arreglo de barras consta de dos barras, de las cuales se conecta un interruptor a cada barra para cada alimentador, por tener esta configuración, en caso de una falla en la línea de transmisión abren simultáneamente los dos interruptores, en caso de que falle un interruptor los esquemas de protección mandan re-disparo a ese interruptor y en caso de que no se aisle la falla el paso siguiente es aislar el bus asociado al interruptor fallado, como puede observarse, este esquema es uno de los más seguros para mantener la continuidad del servicio ya que los dos interruptores son los que mantienen conectado a la línea o al transformador, conectado al bus.

Este arreglo de barras se emplea en subestaciones de intercambio de energía como es el caso de la S.E. Angostura al mantener enlazada la línea de transmisión ANG-A3T30-THP con Tapachula Potencia que a su vez mantiene un enlace para suministro de energía a la S.E. Los Brillantes en Guatemala, por medio de la red troncal de 400 KV.

Por ser un arreglo de barras que consta de dos interruptores por cada alimentador resulta ser un arreglo muy costoso. Y para cuestiones de mantenimiento se cargan los disparos al interruptor no deseado para el mantenimiento y se procede a las maniobras correspondientes para librar el interruptor.

Como este arreglo de barras se utiliza en la red troncal, se equipa con transformador de potencial inductivo para cada barra con la intención de monitorear el potencial y la frecuencia de cada bus. La medición de la energía se realiza a las salidas de las líneas con esta característica se facilitan los balances de energía.

3.5. Teoría general y definiciones del equipo primario de una S.E.

3.5.1 Transformadores

Los transformadores son dispositivos basados 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 al silicio. Las bobinas o devanados se denominan “primario, secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño.

En esencia, dicha máquina es un dispositivo primario que, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores, según sea el requerimiento, además de tener en cuenta el modelo de su conexión, puede ser: estrella-estrella-delta, delta-estrella, estrella-delta, delta-delta, etc. Cabe destacar que se tiene la Especificación CFE-K0000-06 para Transformadores de potencia.

3.5.2. Reactores de potencia

La principal función del reactor es absorber los reactivos regulando el voltaje, además de compensar las líneas de transmisión que por su longitud generan reactivos capacitivos. Estos se construyen tanto en unidades monofásicas como en unidades trifásicos; su apariencia física es muy parecida a la de los transformadores de potencia, su capacidad se determina en MVAR's. (Mega-Volts-Amperes reactivos). Se tiene la Especificación CFE-Y1000-03 para Reactores de potencia

Básicamente consisten en una bobina arrollada sobre un núcleo de acero, pudiendo ser este núcleo seccionado o sólido. La aplicación de los reactores monofásicos son la de actuar como reactancia de puesta a tierra del neutro. Consiste en aumentar la impedancia en el neutro de un transformador o de una reactancia en paralelo (en líneas de Transmisión). Durante las fallas monofásicas a tierra, la reactancia limita la intensidad de falla en el neutro, mejorando la restauración del servicio en la línea eléctrica, mediante un esquema de disparo y cierre monopolar.

3.5.3 Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia son equipos eléctricos primarios los cuales son dispositivos electromecánicos de conexión y desconexión, que conducen permanentemente e interrumpen corrientes en condiciones normales de operación, mejor dicho, bajo carga, y que también realizan estas funciones en condiciones anormales o de falla. Se tiene la Norma de Referencia NFR-022 CFE-2006 para Interruptores de Potencia.

3.5.4. Transformadores de Potencial Inductivo

Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias en magnitud y ángulo del circuito de potencia al que está conectado para llevarlo a los esquemas de protección, sincronización y señalización. Se tiene la Norma de Referencia NFR-026 CFE-2004 para Transformadores de Potencial Inductivo.

Otros lo definen como un transformador convencional que tiene arrollamientos primario y secundario. El arrollamiento primario está conectado al circuito de potencia ya sea entre fases o regularmente entre fase y tierra.

3.5.5. Transformadores de Potencial Capacitivo

Su función es similar a los transformadores de potencial, solo que estos cuentan con una parte inductiva y otra capacitiva donde se puede además conectar el acoplamiento del sistema Oplat para los canales de comunicación a través de las líneas de transmisión. Se tiene la Especificación CFE-VE000-38 para Transformadores de Potencial Capacitivo.

3.5.6. Transformadores de Corriente

Es un dispositivo primario que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarlas a los esquemas de protección y medición. Existen tipo Boquilla y los de tipo pedestal. Los transformadores tipo boquilla construidos dentro de las boquillas de los transformadores de potencia o de los Interruptores de potencia de GVA y Tanque muerto; tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones.

Los transformadores de corriente tipo pedestal están construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o de resina epóxica, y tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión, con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, que lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de la corriente de excitación para el error de relación especificado.

Se tiene la Norma de Referencia NFR-027 CFE-2004 para Transformadores de Corriente.

3.5.7. Apartarrayos

Son aparatos automáticos conectados entre fase y tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobre tensiones de origen atmosférico o producidas por maniobras. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos a proteger. Cuando operan conducen a tierra las ondas de sobre tensión. La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo.

Actualmente su construcción se basa en resistencias óxidos metálicos de características no lineales conectadas en serie y/o paralelo, sin explosores integrados. Mismas que mantienen una corriente de fuga permanente y que con ello puedan operar más rápidamente. Se tiene la Norma de Referencia NRF-003 CFE-2000 para Apartarrayos.

3.5.8. Cuchillas desconectadoras

Dispositivos utilizados para abrir o cerrar un circuito cuando no está conduciendo corriente, y destinados específicamente para aislar, de la red con potencial, una máquina, un conjunto de equipos o una sección de una línea, para los fines de mantenimiento o reparación. Se tiene la Especificación CFE-V4200-12 para Cuchillas Desconectadoras.

Existen tipo pantógrafo, semipantografo, doble Apertura Lateral, apertura vertical, apertura lateral, apertura en "V" o central. También estén las llamadas de puesta a tierra cuya función es aterrizar la línea cuando es abierta para efectuar algún

trabajo de mantenimiento en muerto, regularmente estas cuchillas de puesta a tierra vienen en conjunto con las cuchillas de línea.

3.5.9. Trampas de onda

Es un reactor con núcleo de aire instalado en serie con la línea de transmisión y antes del Transformador de potencial capacitivo y su función es filtrar las señales de comunicación en ciertas frecuencias (regularmente Mega-Hertz) recibidas a través de la línea transmisión.

3.5.10. Barras y cables

Las barras son los elementos físicos en donde se interconectan las líneas de transmisión, generadores, transformadores de potencia y todos los elementos de la Red de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Las barras pueden ser huecas o sólidas. En alta tensión se acostumbra utilizar barras (Cables Conductores) del mismo material que el conductor de las líneas de Transmisión, pudiendo ser cada fase de uno a tres conductores. Sus dimensiones están en función de la energía que se espera circule por ellas.

3.5.11. Servicios propios de C.A. y C.D.

Dentro de las subestaciones hay equipos auxiliares que requiere para su funcionamiento de Corriente Alterna o Corriente Directa, tal es el caso para ambos proveer suministro de energía eléctrica a motores, ventiladores, sistemas de iluminación, sistemas de refrigeración, cargadores de baterías, señalización de estado, control para cierre de apertura de interruptores, entre otros equipos y dispositivos que la subestación requiera.

La alimentación de estos equipos, en el caso de Corriente alterna es provista por varias fuentes tales como: Circuitos de distribución, Planta diésel de emergencia, Terciario de los Transformadores de Potencia. Se tiene la Especificación CFE-VY500-16 para Servicios Propios.

3.5.12. Bancos de baterías y cargadores

Son bancos de baterías estacionarios con capacidad para suministrar potencia en corriente directa a los esquemas de protección, control, señalización y todo lo que requiera de corriente directa a través de centros de carga. Dichos bancos de baterías deben de alimentar las cargas de C.D. existentes en la subestación cuando por alguna falla quede fuera de servicio el cargador rectificador. Estos bancos de baterías deben estar alimentados por su cargador–rectificador.

El Cargador rectificador es un equipo diseñado para convertir la corriente alterna en corriente directa, y tiene la función de alimentar todas las cargas de C.D. y

además proporcionar continuamente carga a los bancos de baterías, mediante el voltaje de flotación. Se tiene la Especificación CFE-V7100-19 para Baterías. Se tiene la Especificación CFE-V7200-48 para Cargadores.

3.5.13. Sistemas de tierra y blindaje

Las instalaciones eléctricas de alta tensión requiere de un sistema de red de tierra adecuada que lleve la corriente en condiciones normales y de falla a valores de potencial que no excedan límites adversos, para asegurar que el personal en el área de la red de tierra no este expuesta a una descarga eléctrica peligrosa y no afecte la continuidad del servicio eléctrico, por lo anterior se requiere que el sistema de red de tierra instalada cumpla con tal propósito.

El sistema de red de tierras equivale a que en las instalaciones exista un solo punto de conexión como referencia y a su vez tenga la propiedad de disipar las sobretensiones sobre una extensión de terreno haciéndola menos peligrosa. Para proteger al equipo de las instalaciones, debe existir un blindaje aéreo con hilos de guarda y bayonetas para proteger de las sobretensiones atmosféricas disipando estas a través de la red de tierras estando debidamente interconectadas.

Es un diseño especial de electrodos interconectados formando una red subterránea a la cual se conectan todas las referencias a tierra (Neutros de conexiones estrellas, estructuras de soporte, partes aterrizadas de todo el equipo primario, cerca perimetral, apartarrayos, entre otros). Se tiene la Norma de Referencia NRF-011 CFE-2004 para Sistema de Red de Tierras.

4. Pruebas y mantenimiento a equipo eléctrico primario (EEP)

Las actividades de mantenimiento se clasifican en tres tipos indicados en el “Procedimiento de valorización de créditos de trabajo de Subestaciones” por parte de la Comisión Federal de Electricidad, los cuales son:

- Mantenimiento predictivo o de diagnóstico
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Para efectuar estos mantenimientos todo personal que ejecute el mantenimiento de subestaciones debe contar con los conocimientos y/o experiencia de la actividad y realizarlo con base a lo indicado en los procedimientos, así como el conocimiento de las reglas de seguridad e higiene y ambientales.

4.1. Teoría General de pruebas eléctricas a equipo eléctrico primario

4.1.1. Teoría General del aislamiento

El aislamiento es toda sustancia o material de baja conductividad eléctrica, en presencia de una tensión la corriente eléctrica que logra circular comúnmente es

del orden de mili-Amperes, la cual se puede medir para efectos de diagnóstico. A la corriente que circula por el aislamiento que se refleja en forma de calor se denomina corriente de fuga.

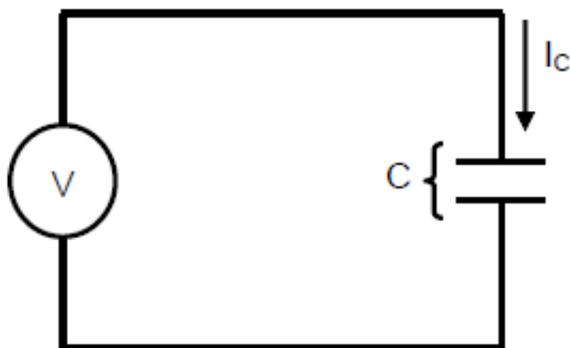
Los materiales aislantes se conocen también con el nombre de dieléctricos y los términos pueden ser utilizados indistintamente. Los dieléctricos perfectos tienen cero conductividad y el fenómeno de absorción dieléctrica no existe, por lo que se refiere a una condición ideal. En la práctica los dieléctricos perfectos no existen debido a que los materiales aislantes que se utilizan tienen cierto nivel de pérdidas.

La conductividad eléctrica es la propiedad que presenta un material para permitir el paso de un flujo de electrones. Los aislamientos se encuentran en los tres estados: sólidos, líquidos y gaseosos. En la tabla se presentan algunos ejemplos de materiales aislantes en los tres diferentes estados.

Gas	Líquido	Sólido
Alto Vacío	Aceites Hidrocarburos	Celulosa (papel)
Aire	Silicones	Porcelana
SF6	Agua destilada	Fenólicos

Tabla 6. Estados físicos de los materiales aislantes

Un dieléctrico se puede representar mediante el arreglo que tiene un capacitor. El capacitor es un dispositivo que está formado por dos conductores y separado por un dieléctrico, su capacitancia depende del arreglo, separación de los electrodos y su medio aislante. En la siguiente figura se observa el diagrama esquemático de un capacitor.



Dónde:
 C = capacitancia (nF)
 I_c = Corriente en el capacitor (mA)

Figura 8. Diagrama esquemático de un capacitor.

La capacitancia es la propiedad de un capacitor o de un sistema de conductores y dieléctricos que permiten el almacenaje de cargas separadas eléctricamente cuando existe una diferencia de potencial entre los conductores. Los aislamientos

tienen las siguientes características: constante dieléctrica, absorción dieléctrica, rigidez dieléctrica y factor de potencia, los cuales serán explicados a continuación.

Constante dieléctrica

Si entre las placas de un condensador plano introducimos un dieléctrico, el campo eléctrico, y por tanto la diferencia de potencial disminuye como consecuencia de la polarización en su interior. Al factor de disminución se le llama constante dieléctrica, y es un número adimensional y característico de cada material. En la tabla siguiente se muestran algunas constantes dieléctricas para diferentes materiales aislantes.

Material	Constante Dieléctrica
Aire	1.0
Aceite	2.2
Baquelita	4.5 – 5.5
Papel	2.0 – 2.6
Polietileno	2.3
Porcelana	5.7 – 6.8

Tabla 7. Ejemplos de constantes dieléctricas

Absorción dieléctrica

Cuando se realiza una medición de resistencia de aislamiento con corriente directa, la resistencia inicial es baja y gradualmente aumenta a medida que se prolonga la duración de la medición. Para establecer un campo electrostático en un aislamiento se requiere energía, sin embargo, una vez que el campo se ha establecido plenamente, las cargas de corriente bajan hasta un valor que está en función de la corriente de fuga continua a través del aislamiento.

Cuando se aplica corriente alterna a un aislamiento, el efecto del fenómeno de absorción dieléctrica predomina notablemente sobre el fenómeno de fugas o conductividad, porque el campo dieléctrico nunca se establece por completo con una polaridad antes de que la corriente alterna de carga se invierta y comience a cargar con la polaridad opuesta.

Para todo propósito práctico, esto hace que la medición con corriente alterna a frecuencia constante de la pérdida de absorción del dieléctrico, sea independiente de la duración del potencial de prueba, siempre y cuando el aislamiento no haya alcanzado una posición inestable con respecto a los efectos de la temperatura. Las pérdidas de absorción del dieléctrico son sensibles a pequeños cambios en el contenido de humedad de un aislamiento y a la presencia de otras impurezas.

Por ejemplo, una pequeña cantidad de humedad puede producir un gran aumento de la absorción dieléctrica. El hecho de que las pérdidas del dieléctrico con C.A. se deban casi exclusivamente al fenómeno de absorción dieléctrica, hace que la medición de pérdidas del dieléctrico y factor de potencia sea extremadamente sensible a la humedad.

Rigidez Dieléctrica

Es el valor máximo del campo eléctrico que impide hasta cierto límite que las moléculas de un material dieléctrico puedan llegar a ionizarse y volverse conductor, esta propiedad es característica de cada material.

Capacitancia

La capacitancia C refleja la disposición física del devanado y su aislamiento. La capacitancia está definida por la forma y distancias entre devanados, entre capas de devanado y entre espiras, así como por las distancias al tanque y al núcleo. Cambios en las propiedades físicas del aislamiento y desplazamientos en los devanados, produce cambios en la capacitancia del equipo.

4.1.2. Factor de Potencia

El factor de potencia de un dieléctrico es una indicación de sus pérdidas dieléctricas por unidad de volumen. Este factor se incrementa debido a las siguientes condiciones: envejecimiento, contaminación, fallas, esfuerzos eléctricos, degradación, etc. El circuito equivalente de un aislamiento bajo prueba se representa en la siguiente figura:

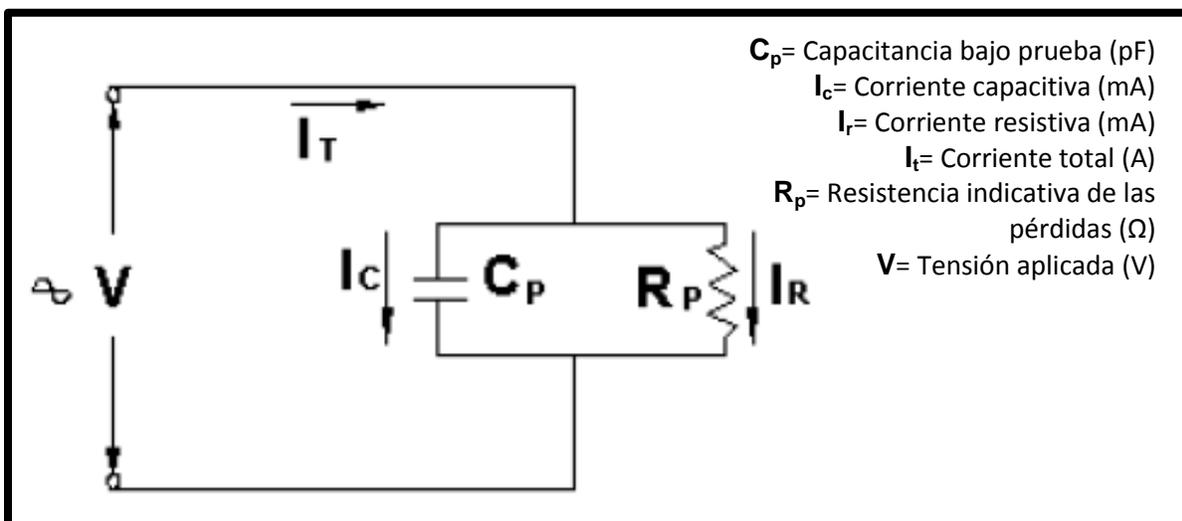


Figura 9. Circuito equivalente de un aislamiento bajo prueba.

El factor de potencia en un aislamiento se define como el coseno del ángulo entre el vector del voltaje aplicado y vector de la corriente total que circula por el aislamiento bajo prueba.

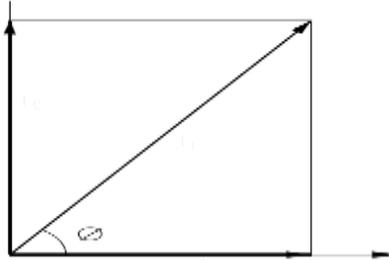


Figura 10. Diagrama vectorial equivalente de un aislamiento bajo prueba

Las ecuaciones para la obtención del factor de potencia son las siguientes:

$$\cos \phi = \frac{P}{VI_T}$$

Dónde:

$$P = VI_r = \frac{V^2}{R_p}$$

Sustituyendo segunda ecuación en primera, se tiene:

$$\cos \phi = \frac{\frac{V^2}{R_p}}{VI_T} \quad (3)$$

Teniendo en cuenta que:

$$I_C = I_T \quad (4)$$

Y sustituyendo ecuación 4 en 3 tenemos:

$$\cos \phi = \frac{\frac{V^2}{R_p}}{VI_C}$$

Considerando que:

$$I_C = \frac{V}{X_C}$$

Dónde:

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC}$$

Sustituyendo (7) en (6):

$$I_C = \frac{V}{2\pi f C}$$

$$P = 2\pi f C V$$

Sustituyendo (8) en (5) tenemos:

$$\cos \Phi = \frac{\frac{V^2}{R_p}}{2\pi f C V^2}$$

Dado que:

$$I_R = \frac{V}{R_p}$$

Sustituyendo (8) y (10) en (9) se tiene:

$$\cos \Phi = \frac{I_R}{I_C} \quad (11)$$

$$\text{Factor de Potencia (FP)} = \cos \Phi = \frac{I_R}{I_T} \quad (12)$$

Dónde:

C= Capacitancia (pF)

F= Frecuencia (Hz)

I_c= Corriente capacitiva (mA)

I_R= Corriente resistiva (mA)

I_T= Corriente total (A)

P= Potencia (VA)

R_p= Resistencia de prueba (Ω)

V= Tensión aplicada (V)

X_C= Reactancia capacitiva (Ω)

Φ= Ángulo entre el vector del voltaje aplicado y el vector de la corriente total

El factor de disipación es la tangente del ángulo de pérdidas de un dieléctrico. Este factor es aproximadamente igual al factor de potencia del mismo y está dado por:

$$\text{Factor de disipación (FD)} = \tan \delta = \frac{I_R}{I_C} \quad (13)$$

El factor de potencia es la relación de las pérdidas del dieléctrico (watts, miliWatts), entre la carga que demanda el aislamiento bajo prueba (mili-amperes, milivolt-amperes), manejado en por ciento para facilidad de referencia. El valor obtenido de esta relación para un aislamiento en particular depende de las condiciones de humedad, ionización y temperatura.

La finalidad de esta medición es la detección de los parámetros eléctricos de los aislamientos tales como la capacitancia, factor de potencia y pérdidas dieléctricas. Un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en C.A., (milivolt-amperes) o factor de potencia de un aislamiento indica deterioro. El porcentaje de factor de potencia (%FP) es calculado usando la pérdida en Watts de la corriente total medida, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$FP = \frac{(p\acute{e}rdidas\ en\ Watts)(100)}{(Voltaje\ de\ prueba)(corriente\ total)} \tag{14}$$

$$FP = \frac{(p\acute{e}rdidas\ en\ Watts)(100)}{(kV)(mA)} \tag{15}$$

Los valores obtenidos de factor de potencia deben de ser referenciados a una temperatura de 20°C y 40° según el equipo a probar, de tal manera que se pueda evaluar a una misma temperatura y su tendencia en futuras mediciones. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre el factor de potencia y el factor de disipación en un material aislante.

Cos Φ	% F.P.	Tan δ	% F.D.
0	0	0	0
89.71	0.50	0.29	0.50
87.13	5.00	2.87	5.00
84.26	10.00	5.74	10.05
81.37	15.00	8.63	15.18
53.13	60.00	36.87	75.00
45.00	70.71	45.00	100.00
90	100	90	Infinito

Tabla 8. Comparación entre F.P. y F.D. en %

Modos básicos de prueba

Para entender la medición de factor de potencia, es conveniente considerar las condiciones de la fuente de Corriente Alterna, el circuito puente, y el espécimen de prueba con respecto a tierra y la terminal de bajo voltaje. A continuación se presentan los modos básicos de prueba para la medición de Factor de Potencia.

Modo GST Grounded – Prueba espécimen

En este modo, toda la corriente entre la fuente de CA y tierra es medida por el puente. El modo GST es usado cuando una de la terminal del aislamiento que va a ser medido está permanentemente conectada a tierra, tal como el tanque del transformador, la brida de una boquilla o la carcasa de equipos aterrizados. En este modo se conecta la terminal de bajo voltaje directamente a tierra o al punto que se quiere hacer la referencia.

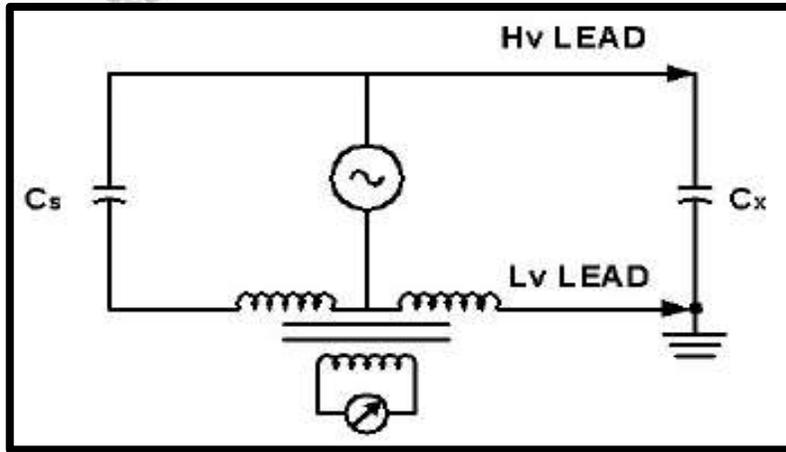


Figura 11. Modo GST Grounded Speciment-Test

Modo GST–Guard – Prueba espécimen con Guarda

En este modo, toda la corriente entre la fuente de CA y tierra es medida por el puente. La terminal de bajo voltaje puede ser conectada al circuito de prueba Guard (guarda), donde la corriente de prueba presente retorna directamente a la fuente de tensión, y no pasa por el circuito de medición. Este modo es usado para aislar una sección individual de aislamiento. (En este modo se bypasea la terminal a guarda del circuito de medición).

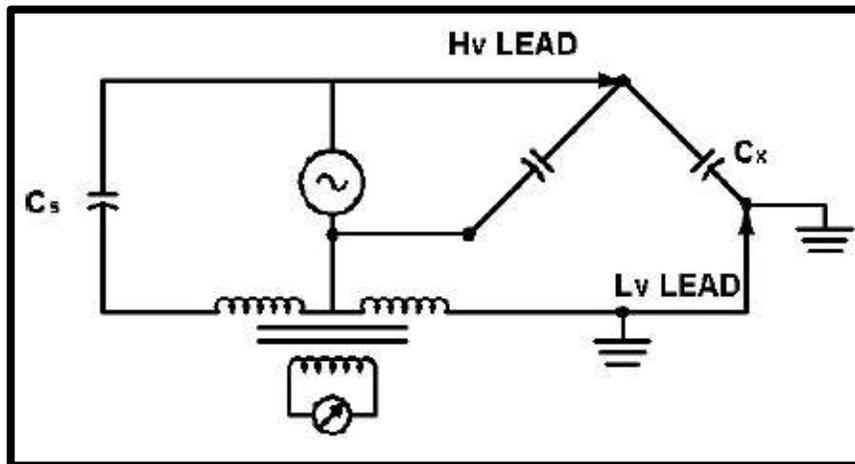


Figura 12. Modo GST-G Grounded-Speciment Test with Guard

Modo UST (Undergrounded Specimen Test) – Prueba espécimen Sin Tierra

En este modo únicamente la corriente entre la fuente de voltaje y la terminal de bajo voltaje es la que es medida, si alguna corriente fluye hacia la terminal de tierra presente esta retorna directamente a la fuente de tensión y no pasa por el circuito de medición. (El modo es básicamente utilizado cuando se tienen objetos flotados o sin referencia a tierra).

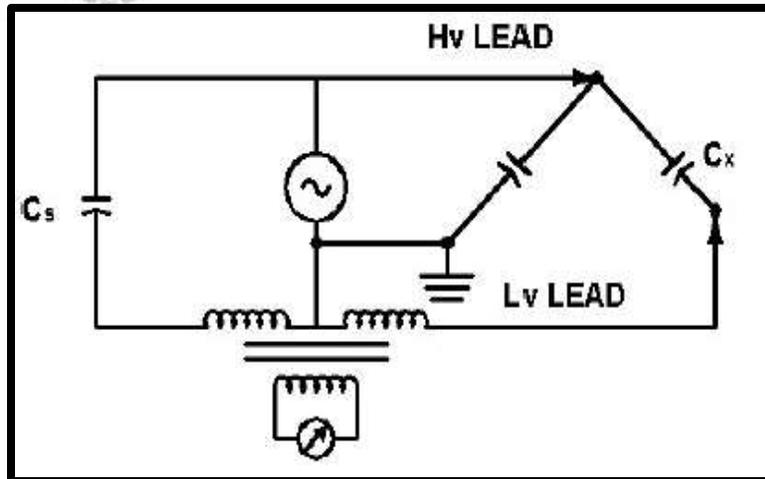


Figura 13. Modo UST Underground Specimen Test

4.1.3. Resistencia de Aislamiento

La resistencia de aislamiento se define como la oposición del aislamiento al paso de la corriente eléctrica al aplicar un voltaje de corriente directa (CD). La resistencia del aislamiento está en función del tiempo y de la magnitud del voltaje aplicado y se mide en Mega-Ohm ($M\Omega$). La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo.

El objetivo de la medición es determinar la presencia de contaminantes o el envejecimiento del aislamiento. También se emplea como un medio de control para proceder a aplicar voltajes de prueba de corriente alterna. Con los valores obtenidos en esta prueba, se calcula el índice de polarización, que se relaciona con la cantidad de humedad presente en el aceite y que será complementaria a las pruebas físico-químicas efectuadas a una muestra de aceite.

A la corriente resultante de la aplicación de tensión de corriente directa, se le denomina "Corriente de Aislamiento" y consta de dos componentes principales, los cuales son: a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento y b) La corriente de fuga.

- a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento es compuesta por:
- i) Corriente Capacitiva.
 - ii) Corriente de Absorción Dieléctrica.
 - iii) Corriente de conducción irreversible.

i).- Corriente Capacitiva

Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la Resistencia de Aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos

equipos que tienen capacitancia alta, como transformadores de potencia, máquinas generadoras y cables de potencia de gran longitud.

ii).- Corriente de absorción dieléctrica

Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la Corriente de Absorción. Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo para efectos de prueba, puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos.

iii).- Corriente de conducción irreversible

Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

b) Corriente de Fuga

Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente al igual que la Corriente de Conducción irreversible, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento

Absorción dieléctrica

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica una tensión de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica; indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento esta húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo, durante la misma prueba. A la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como "Índice de Absorción", y a la relación de 10 a 1 minuto como "Índice de Polarización". Los índices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores de potencia y generadores.

Factores que afectan la prueba

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; para la suciedad, es necesario eliminar toda materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.) que esté depositada en la superficie del aislamiento; para la humedad, se recomienda efectuar las pruebas a una temperatura superior a la de rocío.

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes; para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base.

Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t(R_t)$$

De donde:

R_c = Resistencia de aislamiento en Megaohms corregida a la temperatura base.

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura.

La base de temperatura recomendada, es de 20°C para transformadores y 40°C para máquinas rotatorias, que nos permiten comparar en forma objetiva los resultados en forma homogénea independientemente para eliminar los efectos de la temperatura en las pruebas se cuenta con factores de corrección de la temperatura en que se realiza la prueba. Para otros equipos, como interruptores, apartarrayos, boquillas, etc., no existe temperatura base, ya que la resistencia con respecto a la temperatura es estable.

Para equipos a probar, que se encuentren bajo el efecto de inducción electromagnética, es necesario acondicionar un blindaje para drenar a tierra las corrientes inducidas que afectan a la prueba. Una forma práctica para el blindaje, es utilizar malla metálica multi-aterizada (jaula de Faraday) sobre el equipo, soportada con material aislante.

Para realizar lo anterior, se deben tomar las medidas estrictas de seguridad por la proximidad con otros equipos energizados. Otro factor que afecta las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por una aplicación de la tensión de C.D. en una prueba anterior. Por tanto es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

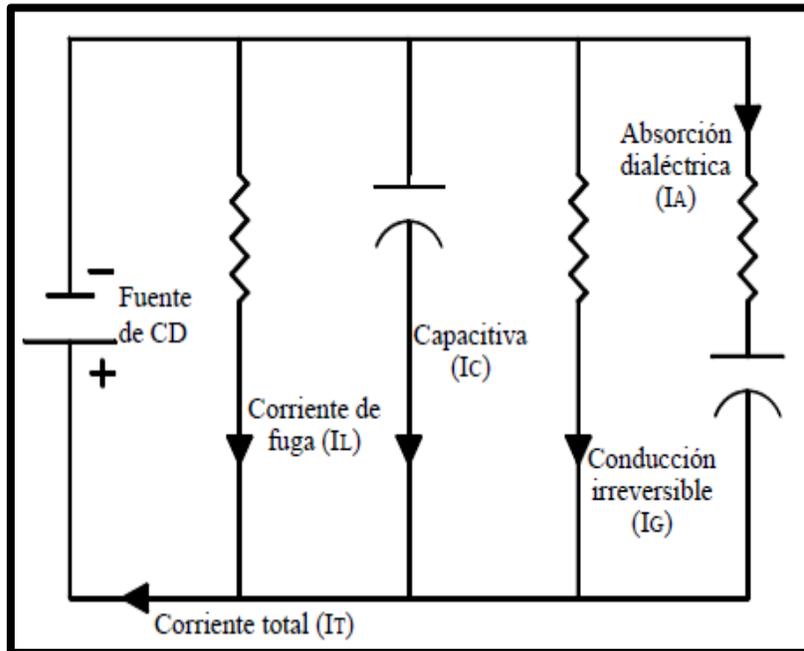


Figura 14. Circuito equivalente generado de la medición de prueba de resistencia de aislamiento.

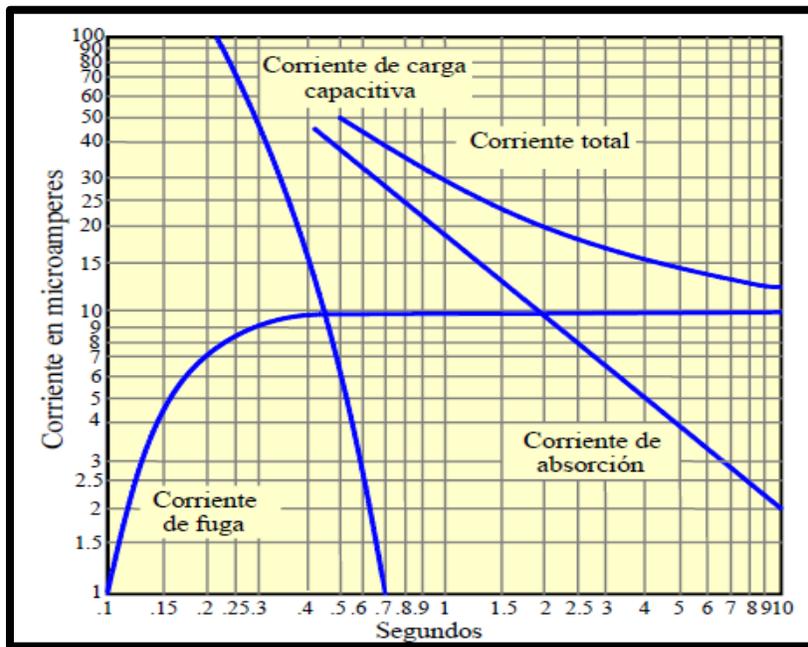


Figura 15. Corrientes debido a la aplicación de voltaje de CD en un aislamiento.

Índice de absorción y polarización

El índice de absorción (i_a) se expresa como la relación entre el valor de resistencia de aislamiento a 1 minuto y el valor a 30 segundos. La expresión matemática que lo define viene representada en la siguiente fórmula.

$$i_a = \frac{R_{AISL} 1 \text{ min}}{R_{AISL} 30 \text{ seg}}$$

El índice de polarización (i_p) se expresa como la relación entre el valor de resistencia de aislamiento a los 10 minutos y la medición a 1 minuto a partir de la aplicación del voltaje.

$$i_a = \frac{R_{AISL} 10 \text{ min}}{R_{AISL} 1 \text{ min}}$$

Estos índices se presentan debido al cambio en la corriente de absorción dieléctrica con respecto al tiempo y permiten medir la variación de la resistencia eléctrica de los aislamientos, en función del tiempo, al aplicarles un voltaje de corriente directa. También son considerados como un método indirecto para determinar el contenido de humedad en los aislamientos de máquinas eléctricas, lo que permite evaluar la condición de los aislamientos en dichas máquinas.

Sin embargo, no es recomendable hacer mediciones de i_a en transformadores inmersos en aceite. Esto se debe a que el concepto del i_a se basa en el comportamiento de las estructuras rígidas de materiales sólidos en presencia de un campo producido por un voltaje aplicado. Por lo tanto, este índice no es aplicable en aislamientos líquidos.

Puesto que este proceso puede llevar a un estado teórico de terminación (en “tiempo infinito”, que obviamente no puede lograrse en el campo práctico, pero que puede aproximarse razonablemente), el resultado es una disminución sostenida de la corriente conforme las moléculas llegan a su alineamiento “final”.

Debido a que la prueba i_a se define por este fenómeno, no se puede aplicar con éxito a materiales fluidos puesto que el pasaje de la corriente de prueba a través de una muestra llena de aceite crea corrientes de convección que constantemente forman remolinos en el aceite, lo que da lugar a una carencia caótica de estructura que se opone con la premisa básica sobre la que descansa la prueba i_a .

Potencial de prueba aplicado

La medición de resistencia de aislamiento es, en sí, una prueba de potencial. Por lo tanto, el voltaje aplicado debe restringirse a valores apropiados, los cuales dependerán de la tensión nominal de operación del equipo bajo medición y de las condiciones de su aislamiento. Esto debe ser considerado principalmente en máquinas pequeñas o de baja tensión, en transformadores sin aceite aislante o

equipos eléctricos que se encuentren húmedos. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento.

En la siguiente tabla aparecen valores de voltaje de prueba recomendados de acuerdo con la tensión nominal del equipo. Las lecturas de resistencia de aislamiento disminuyen normalmente al utilizar voltajes altos. Sin embargo, en aislamientos en buenas condiciones y perfectamente secos, se obtienen valores similares para diferentes tensiones de prueba. Esto siempre y cuando el voltaje de prueba aplicado no rebase el voltaje nominal de operación del equipo bajo medición.

Voltaje del equipo a probar	Voltaje directo de la prueba de resistencia de aislamiento (Volts)
<1000	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

Tabla 9. Voltajes de prueba según nivel de tensión nominal

Si al aumentar el voltaje de prueba se reducen significativamente los valores de resistencia de aislamiento, esto puede indicar que existen imperfecciones o fracturas en el aislamiento, posiblemente agravados por suciedad o humedad. La presencia de humedad con suciedad puede ocasionar una reducción en los valores de resistencia de aislamiento.

4.1.4. 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.

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 SF₆, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 micro-Ohms.

4.1.5. Tiempos 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.

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. En el caso de interruptores que presenten resistencias de pre-inserción, por lo general existe una diferencia entre los tiempos de cierre o apertura hasta el momento en que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o se separan.

Se pueden presentar casos en los cuales por razones específicas se requiere efectuar algunas pruebas diferentes a los normales o bien algunas variaciones de estas que le dan carácter de especial. Este tipo de pruebas son necesarias cuando se necesita una mayor investigación en algún problema específico y deberán diseñarse de acuerdo a lo que se desea investigar.

5. Desarrollo del Proyecto de Modernización y ampliación de la bahía A0T30 de la S.E. Angostura.

El esquema de la bahía A3T30 en la S.E. Angostura, era inicialmente, arreglo de doble barra con barra de transferencia. De este punto se partió para el desarrollo del proyecto, ya que, la Línea de Transmisión ANG-A3T30-THP, ya se encontraba en servicio, por el cual, ya se encontraba el equipo eléctrico primario instalado para el suministro de energía eléctrica.

Para aumentar la confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio se decidió llevar a cabo la implementación del arreglo de doble barra y doble interruptor de potencia en la LT ANG-A3T30-THP en la S.E. Angostura, se consideraron inicialmente dos opciones, y se analizaron detalladamente para determinar la opción más viable.

La primera opción se basa en la instalación del segundo interruptor conectado al bus 2 e interconectar con la Línea de Transmisión a través del bus auxiliar. La segunda opción, la opción elegida, se basa en instalar el segundo interruptor de potencia en la configuración dispuesta para bahía del segundo circuito 400 kV ANG-THP, realizando la interconexión de esta bahía con la Línea de Transmisión en la primera estructura.

Resumen de análisis de opción 1:

A continuación se describe de manera gráfica el diseño del arreglo de la opción 1 en la bahía A0T30. La interconexión entre los dos interruptores para el arreglo de doble interruptor se tiene diseñada en el bus auxiliar.

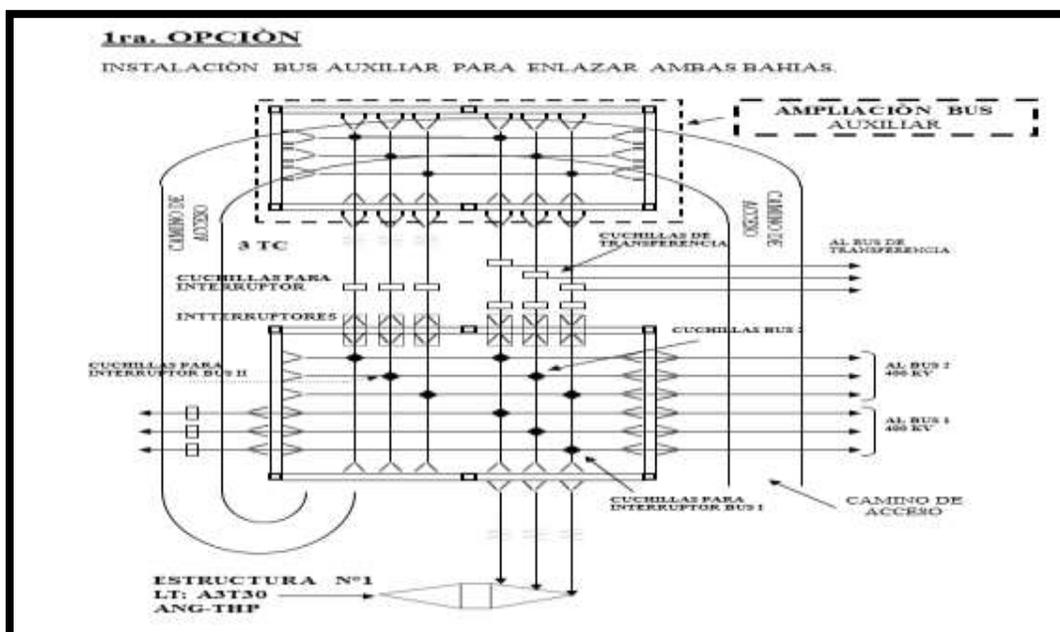


Figura 16. Representación gráfica de la opción 1 para el arreglo del doble interruptor de potencia para LT ANG-A3T30-THP.

Para esta opción se requiere llevar a cabo las siguientes acciones:

- 1) Ampliar el bus auxiliar para puentear bahía A3T30 con la bahía de la ampliación, incluyendo obra civil.
- 2) Instalar tres columnas mayores.
- 3) Instalar seis traveses metálicas.
- 4) Instalar dos juegos de cuchillas pantógrafos.
- 5) Instalar un interruptor.
- 6) Instalar seis piezas de aislador soporte.
- 7) Instalar tres piezas de TC's de 400 kV con relación 800/1600 Amp.

Resumen de análisis opción 2 (opción elegida):

A continuación se describe de manera gráfica el diseño del arreglo de la opción 2 en la bahía A0T30, el cual fue la opción elegida, por ser la más viable en los resultados de los análisis llevados a cabo. En la siguiente figura podemos observar que la interconexión de las dos bahías de 400 kV (A0T30 y A3T30) se ubica entre el tramo del marco de la S.E. Angostura hacia la estructura n°1 de la LT ANG-A3T30-THP.

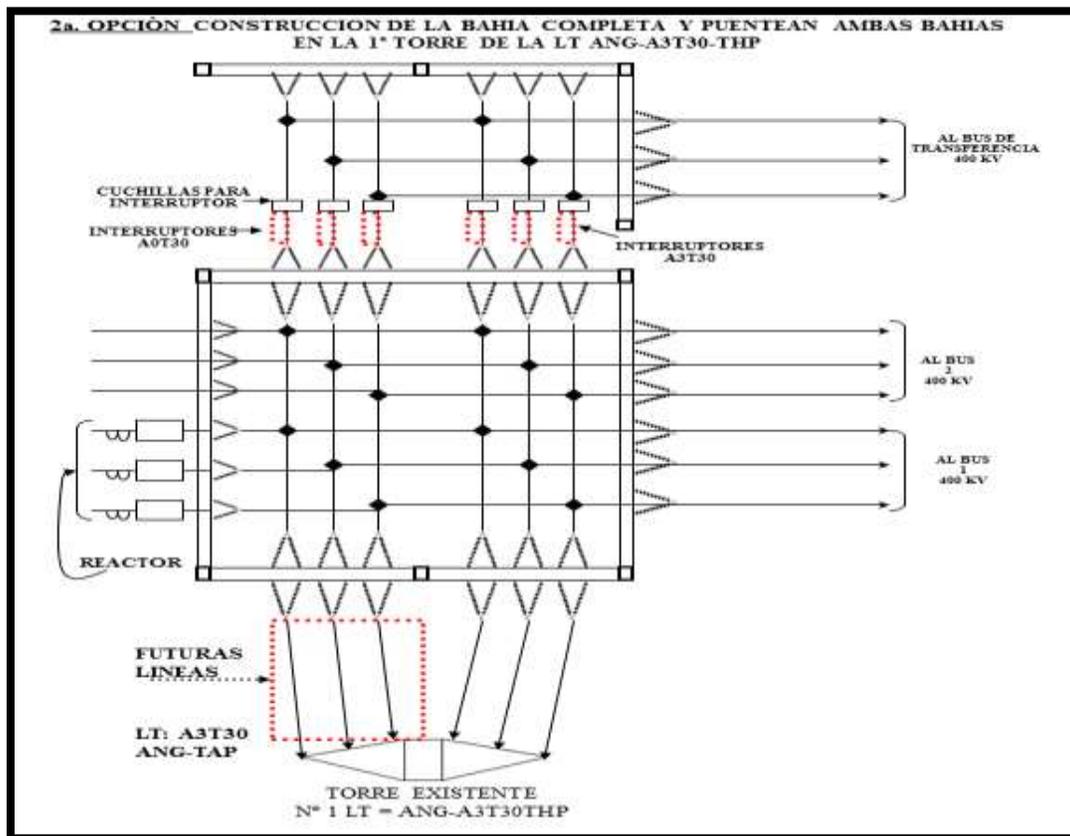


Figura 17. Representación gráfica de la opción 2 para el arreglo del doble interruptor de potencia para LT ANG-A3T30-THP (opción elegida).

Para esta opción se requiere llevar a cabo las siguientes acciones:

- 1) Realizar la construcción de la cimentación del interruptor, cuchillas, Transformadores de Corriente (TC's), Dispositivos de Potencial (DP's), Apartarrayos (AP's), Trampas de onda (T.O.) y aisladores soporte.
- 2) Instalar dos juegos de cuchillas pantógrafos.
- 3) Instalar tres piezas de TC's de 400 kV con relación 800/1600 Amp.
- 4) Instalar tres piezas de DP's de 400 kV (No es necesario).
- 5) Instalar tres piezas de AP's.
- 6) Rematar en la primera torre y puentear la bahía A0T30 (ampliación) con la LT A3T30.
- 7) Se cuenta en bodega de almacén con tres TC's, tres AP's, dos juegos de cuchillas pantógrafos. Estos equipos corresponden al stock o equipos de seguridad y se encuentran en disponibilidad para su aprovechamiento.
- 8) Al realizar la construcción de la bahía completa, los esquemas de protección y medición continuarán operando con los TC's y DP's existentes de la LT ANG-A3T30-THP, complementando las mediciones totales de corrientes de la LT con los TC's de la bahía A0T30, asimismo, estos se permitirán incluir como un alimentador más en la zona de bus 2 del esquema de protección diferencial de barras (87B) de 400 kV, a esta bahía, con lo que se garantiza la estabilidad de este esquema.

Para los potenciales de línea estos continuarán tomándose de los DP's existentes, ya que al puentear en la primera torre y estar energizada la LT A3T30 por cualquiera de los dos interruptores, estos están ubicados en el mismo punto eléctrico relativo a las corrientes, para la direccionalidad de los esquemas de protección y medición.

- 9) Adicionalmente, se cuenta en almacén con ocho aisladores soporte.

Como se menciona anteriormente, la opción elegida y la más conveniente es la opción número dos, en virtud que presenta las siguientes ventajas:

- No se realiza obra civil y electromecánica provisional (Bus auxiliar, bases TC's).

- El arreglo de la bahía es aprovechable para el segundo circuito 400 kV ANG-THP. (En caso que se requiera).
- Permite operar cada uno de los interruptores en forma independiente de acuerdo al arreglo de la subestación, lo favorece para los mantenimientos preventivos, al poder cada uno, sustituirlos por el interruptor comodín.
- Se tiene versatilidad para conectar la línea de transmisión a través de los dos interruptores aun con libranza de un bus.

Además de las anteriores ventajas, uno de los beneficios de la implementación de este esquema es la disminución del riesgo de operaciones incorrectas del esquema de protección, provocadas por falla de cables de control y circuitos de control y relevadores auxiliares; mejorando la confiabilidad en la LT A3T30.

5.1 Verificación de los trabajos de obra civil y electromecánica

Se debe verificar las condiciones de obra civil y electromecánica, las cuales deben estar de acuerdo a los planos de proyecto, normas y especificaciones establecidas y se verificará como mínimo los siguientes aspectos:

1. Niveles del terreno de la instalación,
2. Acceso y camino perimetral,
3. Trincheras y ductos,
4. Cimientos para estructuras,



Foto 12. Cimentación para estructuras de bahía A0T30.

5. Cimientos para equipo eléctrico primario,



Foto 13. Cimentación y montaje de equipo eléctrico primario en bahía A0T30

6. Montaje conexión a tierra de estructuras,

7. Tamaño o designación de conductores en las barras e hilo de guarda,

En este caso, la designación de conductores en las barras es conductor ACSR calibre 1113 KCM, con diseño de doble conductor por fase para aumentar la ampacidad de los mismos. Ahora bien, el hilo de guarda es calibre 3/8”.



Foto 14. Personal de CFE realizando tendido de conductor a barras bus e hilo de guarda.

8. Herrajes de tensión, suspensión, tornillería adecuada y reapriete de herrajes, estribos y conectores,

9. Conexiones de puesta a tierra de equipo y registros,

10. Calibres de conductores en el sistema de tierra y medición de resistencia,

11. Alumbrado y circuitos de contactos,



Foto 15. Personal eléctrico de CFE instalando alumbrado a bahía A0T30

12. Mallado de red de tierra y registros.

5.2. Puesta en servicio del Equipo Eléctrico Primario.

5.2.1. Puesta en servicio del interruptor A0T30.

Para la puesta en servicio de los interruptores A0T30, es necesario proceder por ciertas verificaciones antes de su energización, ya que de esta manera se asegura el correcto funcionamiento del sistema de control y su operatividad. Como se muestra a continuación,

- a) Ajuste y calibración del mecanismo.
- b) Cableado y pruebas del gabinete de control y protección tipo intemperie.

Las pruebas y verificaciones de funcionamiento indicadas en los planos e instructivos del fabricante, estos deben realizarse por personal técnico capacitado para evitar cualquier falla a causa de desconocimiento del manejo y operación de los equipos.

Invariablemente los resultados de las pruebas realizadas deben reportarse en los formatos establecidos, con las firmas de los responsables en la realización de las pruebas para su validez oficial, y posteriormente anexar al historial del equipo.

Las verificaciones a realizar en los interruptores son las siguientes:

1. Datos de placa de interruptores de potencia,

BAHIA A3T30

- Nomenclatura:	<u>A3T30</u>
- Marca o nombre del fabricante:	ALSTHOM
- Número de serie:	C 18841
- Año de fabricación:	1999
- Tensión nominal (kV):	420 kV
- Corriente nominal (de barras y del alimentador) (A):	2000 A
- Frecuencia nominal (Hz):	60 Hz.
- Nivel de aislamiento al impulso (kV cresta):	1425
- Corriente nominal de corta duración (kA):	40 kA
- Tipo de mecanismo:	Hidráulico

BAHIA A0T30

- Nomenclatura:	A0T30
- Marca o nombre del fabricante:	ABB
- Número de serie:	8386211
- Año de fabricación:	1998
- Tensión nominal (kV):	420 kV
- Corriente nominal (de barras y del alimentador) (A):	2000 A
- Frecuencia nominal (Hz):	60 Hz
- Nivel de aislamiento al impulso (kV cresta):	1425 kV
- Corriente nominal de corta duración (kA):	40 kA
- Tipo de mecanismo:	Resorte

2. Colocación y revisión de nomenclatura asignada al equipo,

3. Inspección visual de porcelanas, gabinete de control, para verificar que no existan golpes o daños,



Foto 16. Inspección visual de los interruptores de potencia 400 kV, verificando cámaras de extinción de arco y columnas

En el punto de la inspección se llevó a cabo verificación de la presión real del interruptor con el manodensostato patrón, posteriormente se llevaron a cabo pruebas de fuga, en la cual se detectó una fuga en una de las cámaras del interruptor de potencia A0T30 y se llevó a cabo la corrección de manera oportuna.

4. Montaje adecuado conforme instructivo de fabricante,



Foto 17. Montaje de interruptores de potencia 400 kV en fases A y B en la bahía A0T30.

5. Conexiones primarias y a tierra,
6. Tornillería y limpieza,
7. Retiro de bloqueos mecánicos de transporte,
8. Presión del gas SF₆,



Foto 18. Personal llevando a cabo reposición de gas SF₆

9. Operación de motores y compresores,
10. Carga de accionamiento del resorte,
11. Presiones nominales para cierre local y remoto,
12. Operación manual de emergencia,
13. Operación de señalización de cerrado / abierto,
14. Limpieza general,
15. Alimentación de corriente alterna / corriente directa,
16. Sellado de gabinetes,
17. Verificación general de conexiones (apriete de tornillería),
18. Prueba de aislamiento al cableado,
19. Presión nominal de aceite (para interruptor hidráulico),
20. Revisión de fugas,

21. Ajuste de mecanismo,
22. Verificación de alarmas y bloqueos,
23. Ajuste de resortes de acuerdo al manual de operación del interruptor (cuando se requiera),
24. Verificación de identificación y correspondencia de terminales de cables de control, física con lista de cables,
25. Verificación de conexiones internas y su interconexión al tablero de control,
26. Verificación de circuitos de alimentación de corriente directa y corriente alterna,
27. Verificación de los circuitos de cierre y apertura local y remota,
28. Verificación de alarmas y bloqueos,
29. Verificar que en operación local no se inhiba el disparo de protecciones.

5.2.1.1. Pruebas eléctricas y de operación a realizar:

1. Resistencia de aislamiento,

En la prueba de Resistencia de aislamiento al interruptor de potencia se presenta a continuación la figura la cual ilustra los puntos clave del interruptor para llevar a cabo la prueba, y además se presenta la tabla que nos muestra las conexiones a realizar para llevar a cabo las pruebas.

	MIDE	L	G	T
POLO 1	BA	B	CD	A
	BC	B	AD	C
	BD	B	AC	D
POLO 2	BA	B	CD	A
	BC	B	AD	C
	BD	B	AC	D
POLO 3	BA	B	CD	A
	BC	B	AD	C
	BD	B	AC	D

Tabla 10. Conexiones para prueba de resistencia de aislamiento a interruptor de dos cámaras.

Los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000 megaohms 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.

2. Factor de potencia,

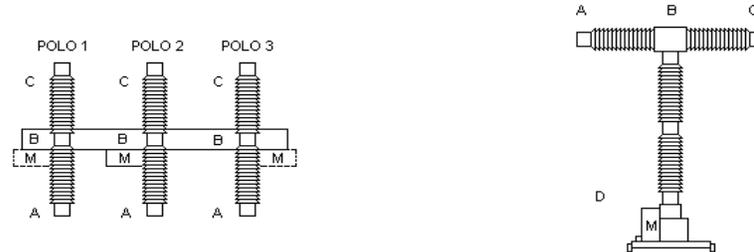


Figura 18. Representación gráfica de puntos de conexión para pruebas de factor de potencia a interruptor de doble cámara.

KV	MIDE	HV	LV	MODO	ATERRIZAR
10	AB	B	A	UST	C,D
10	BC	B	C	UST	A,D
10	BD	B	A, C	GUARD	D
10	AB	B	A	UST	C,D
10	BC	B	C	UST	A,D
10	BD	B	A,C	GUARD	D
10	AB	B	A	UST	C,D
10	BC	B	C	UST	A,D
10	BD	B	A,C	GUARD	D

Tabla 11. Conexiones para prueba de factor de potencia a interruptor de doble cámara

3. Resistencia de contactos,

La prueba de resistencia de contactos se realiza con el propósito de verificar el estado mecánico de los contactos. Por lo cual para llevar a cabo el procedimiento de medición de resistencia de contactos se procede de la siguiente forma:

- Verificar la posición del interruptor en abierto.
- Colocar el selector en posición local.
- Verificar la posición de guarda motor en desconectado.
- Ordenar el cierre al interruptor en posición local.
- Colocar la posición del selector en desconectado.

- Conectar el equipo (Ducter) entre las terminales de cada polo (de manera independiente y por cada fase) e iniciar la prueba.
- Registrar los resultados de la prueba de resistencias de contactos inicial en el protocolo de mantenimiento.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos.

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 ($m\Omega$). Los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30-100 micro-ohms.

4. Sincronismo y tiempos de operación al cierre y apertura,

El objetivo de esta prueba es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, es sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. Lo anterior permite comprobar si estas características se mantienen durante su operación dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas correspondientes, de no ser así, será posible entonces programar para efectuar ajustes al interruptor para recuperar sus valores o límites originales.

El principio de esta prueba es en base a una referencia trazada sobre el papel de equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los diferentes contactos de un interruptor se tocan o separan, a partir de las señales 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 entonces medir en tiempo y secuencia los eventos anteriores.

El tiempo de apertura, es el tiempo que transcurre entre la energización de la bobina de apertura y el instante en que se separa el último de los contactos; éste tiempo es el que se registra durante las pruebas de medición de tiempos de operación. Los valores promedio se encuentran en el rango de los 16 a los 35 ms, y el valor indicado en la placa de datos es el registrado en las pruebas de tiempo de operación del prototipo.

El tiempo de cierre, es el tiempo que transcurre entre la energización de la bobina de cierre y el instante en que se toca el último de los contactos. Los valores promedio se encuentran en el rango de los 50 a los 100 ms. El Interruptor debe completar su carrera de cierre normativamente en un tiempo máximo de 160 ms.

5. Bloqueos, alarmas y disparos por pérdidas de presión del sistema de

interrupción y mecanismos,

6. Verificación de la humedad residual SF₆. (no debe ser mayor a 71ppm),
7. Verificar la pureza del SF₆ en el tanque de suministro (debe ser 99.8 %),
8. En el llenado, debe basarse en el libro de instrucciones del fabricante, para determinar la presión de acuerdo a la temperatura ambiente,
9. Verificación de conexiones internas y su interconexión al tablero de control,
10. Verificación de circuitos de alimentación de corriente directa y corriente alterna,
11. Verificación de los circuitos de cierre y apertura local y remota,
12. Prueba de arreglo de disparidad de polos, posición local y remota,

5.2.2. Puesta en servicio de cuchillas

Invariablemente los resultados deben reportarse en los formatos establecidos, con las firmas requeridas de acuerdo a lo estipulado en los procedimientos y normas de la CFE.

1. Datos de placa

Cuchilla A3T31

Marca:	ALSTHOM
Tipo:	Z/AM420
Nº de serie:	90140101-ACP
Voltaje nominal:	420 kV
Frecuencia:	60 Hz
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo
Tipo de aislamiento:	Porcelana
Fecha de fabricación:	01.01.1999

Cuchilla A3T32

Marca:	ALSTHOM
Tipo:	Z/AM420
Nº de serie:	30140102-ACP
Voltaje nominal:	420 kV
Frecuencia:	60 Hz
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo

Tipo de aislamiento:
Fecha de fabricación:

Porcelana
01.01.1999

Cuchilla A0T31

Marca:
Tipo:
N° de serie:
Voltaje nominal:
Frecuencia:
Nivel básico de impulso:
Corriente Nominal:
Corriente de aguante corta duración:
Montaje de cuchilla:
Tipo de operación de cuchilla:
Tipo de aislamiento:
Fecha de fabricación: 01.01.1999

ALSTHOM
Z/AM420
30140101-ACP
420 kV
60 Hz
1425 kV
2000 A
40 kA
Vertical
Pantógrafo
Porcelana

Cuchilla A0T32

Marca:
Tipo:
N° de serie:
Voltaje nominal:
Frecuencia:
Nivel básico de impulso:
Corriente Nominal:
Corriente de aguante corta duración:
Montaje de cuchilla:
Tipo de operación de cuchilla:
Tipo de aislamiento:
Fecha de fabricación:

ALSTHOM
Z/AM420
80140101-ACP
420 kV
60 Hz
1425 kV
2000 A
40 kA
Vertical
Pantógrafo
Porcelana
01.01.1999

Cuchilla A3T38

Marca:
Tipo:
N° de serie:
Voltaje nominal:
Frecuencia:
Nivel básico de impulso:
Corriente Nominal:
Corriente de aguante corta duración:
Montaje de cuchilla:
Tipo de operación de cuchilla:
Tipo de aislamiento:
Fecha de fabricación:

ALSTHOM
Z/AM420
8016102-ACP
420 kV
60 Hz
1425 kV
2000 A
40 kA
Vertical
Pantógrafo
Porcelana
01.01.1999

Cuchilla A0T38

Marca:
Tipo:
N° de serie:
Voltaje nominal:
Frecuencia:

ALSTHOM
Z/AM420
8016105-ACP
420 kV
60 Hz

Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo
Tipo de aislamiento:	Porcelana
Fecha de fabricación:	01.01.1999

Cuchilla A3T39

Marca:	ALSTHOM
Tipo:	Z/AM420
N° de serie:	8016109-ACP
Voltaje nominal:	420 kV
Frecuencia:	60 Hz
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo
Tipo de aislamiento:	Porcelana
Fecha de fabricación:	01.01.1999

Cuchilla A3T37

Marca:	ALSTHOM
Tipo:	Z/AM420
N° de serie:	9014082-ACP
Voltaje nominal:	420 kV
Frecuencia:	60 Hz
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo
Tipo de aislamiento:	Porcelana
Fecha de fabricación:	01.01.1999

Cuchilla A0T37

Marca:	ALSTHOM
Tipo:	Z/AM420
N° de serie:	8015104-ACP
Voltaje nominal:	420 kV
Frecuencia:	60 Hz
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Corriente Nominal:	2000 A
Corriente de aguante corta duración:	40 kA
Montaje de cuchilla:	Vertical
Tipo de operación de cuchilla:	Pantógrafo
Tipo de aislamiento:	Porcelana
Fecha de fabricación:	01.01.1999

2. Montaje adecuado y nivelación,



Foto 19. Montaje de base soporte para cuchillas tipo pantógrafos



Foto 20. Cuchilla 400 kV tipo pantógrafo montado en bahía A0T30

3. Verificación de ajuste de los contactos con operación manual o motorizado en

su caso,

4. Revisión de nomenclatura asignada al equipo,
5. Conexiones primarias y a tierra,
6. Limpieza general,
7. Alimentación de corriente alterna y corriente directa,
8. Sellado de gabinetes,
9. Verificación general de conexiones (apriete de tornillería),
10. Verificación de ajuste de los contactos de las cuchillas.

5.2.2.1. Las pruebas eléctricas a realizar en cuchillas

- Resistencia de aislamiento,
- Resistencia de contactos,

5.2.3. Puesta en servicio de Transformadores de Corriente (TC's)

En estos equipos se debe verificar:

- Datos de placa,

Bahía A3T30 Fases A, B y C

Marca:	ALSTHOM
Tipo de equipo:	SEZ-400
N° de serie:	MDO 1508/5
Tensión nominal:	420 kV
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Fase de conexión:	A
Relación de transformación:	800/1600/5
Clase de exactitud para protección:	10P20
Corriente térmica de corto circuito:	40 kA
Tipo de expansión del aceite:	Membrana metálica
Tipo de envolvente:	Porcelana
Fecha de fabricación:	04/02/1999
Marca:	ALSTHOM
Tipo de equipo:	SEZ-400
N° de serie:	MDO 1508/3
Tensión nominal:	420 kV

Nivel básico de impulso: **1425 kV**
 Fase de conexión: **B**
 Relación de transformación: **800/1600/5**
 Clase de exactitud para protección: **10P20**
 Corriente térmica de corto circuito: **40 kA**
 Tipo de expansión del aceite: **Membrana metálica**
 Tipo de envolvente: **Porcelana**
 Fecha de fabricación: **04/02/1999**

Marca: **ALSTHOM**
 Tipo de equipo: **SEZ-400**
 N° de serie: **MDO 1508/2**
 Tensión nominal: **420 kV**
 Nivel básico de impulso: **1425 kV**
 Fase de conexión: **C**
 Relación de transformación: **800/1600/5**
 Clase de exactitud para protección: **10P20**
 Corriente térmica de corto circuito: **40 kA**
 Tipo de expansión del aceite: **Membrana metálica**
 Tipo de envolvente: **Porcelana**
 Fecha de fabricación: **04/02/1999**

Bahía A0T30 Fases A, B y C

Marca: **ALSTHOM**
 Tipo de equipo: **SEZ-400**
 N° de serie: **MDO 1508/9**
 Tensión nominal: **420 kV**
 Nivel básico de impulso: **1425 kV**
 Fase de conexión: **A**
 Relación de transformación: **800/1600/5**
 Clase de exactitud para protección: **10P20**
 Corriente térmica de corto circuito: **40 kA**
 Tipo de expansión del aceite: **Membrana metálica**
 Tipo de envolvente: **Porcelana**
 Fecha de fabricación: **04/02/1999**

Marca: **ALSTHOM**
 Tipo de equipo: **SEZ-400**
 N° de serie: **MDO 1508/8**
 Tensión nominal: **420 kV**
 Nivel básico de impulso: **1425 kV**
 Fase de conexión: **B**
 Relación de transformación: **800/1600/5**
 Clase de exactitud para protección: **10P20**

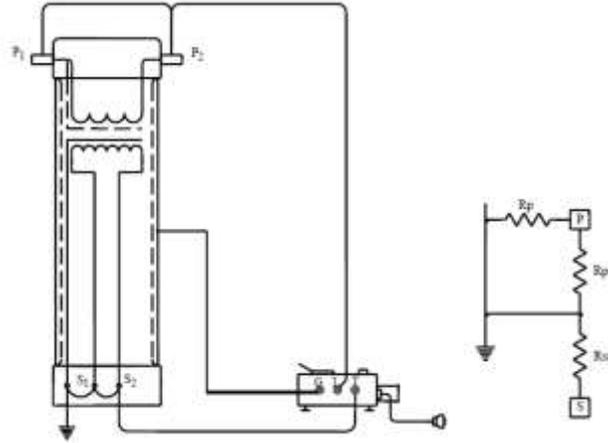
Corriente térmica de corto circuito:	40 kA
Tipo de expansión del aceite:	Membrana metálica
Tipo de envolvente:	Porcelana
Fecha de fabricación:	04/02/1999

Marca:	ALSTHOM
Tipo de equipo:	SEZ-400
N° de serie:	MDO 1508/7
Tensión nominal:	420 kV
Nivel básico de impulso:	1425 kV
Fase de conexión:	C
Relación de transformación:	800/1600/5
Clase de exactitud para protección:	10P20
Corriente térmica de corto circuito:	40 kA
Tipo de expansión del aceite:	Membrana metálica
Tipo de envolvente:	Porcelana
Fecha de fabricación:	04/02/1999

- Inspección visual del estado general del equipo, incluyendo diafragma (cuando aplique),
- Montaje adecuado,
- Nivel de aceite,
- Conexiones primarias y a tierra,
- Verificación general de conexiones (apriete de tornillería),
- Sellado de gabinete,
- Pruebas de aislamiento al cableado,
- Verificación de valores nominales y clase de precisión y su aplicación (de placa),
- Verificación de su conexión a la red de tierras (continuidad).

5.2.3.1. Las pruebas eléctricas para realizar en TC's:

- Resistencia de aislamiento,



Prueba	CONEXIONES			MIDE
	L	T	G	
1	P	S	Porcelana	$R_p + R_{SC}$
3	S	P	---	R_{SC}

Figura 19. Prueba a transformador de medición: TC hermético

La interpretación de los resultados en estas pruebas que se han realizado a este tipo de equipos, es recomendable que los valores que se obtengan en los aislamientos tanto de alta tensión como de baja tensión, deben ser superiores a 50,000 megohms. Para valores inferiores a lo descrito anteriormente y con el objeto de analizar las condiciones del aislamiento, deberá complementarse ésta prueba con los valores de pérdidas dieléctricas que se obtienen con las pruebas de factor de potencia.

- Factor de potencia,

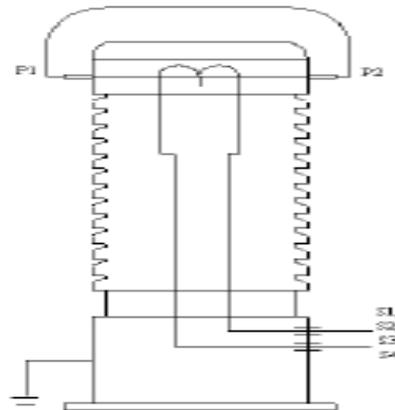


Figura 20. Diagrama de un Transformador de Corriente para llevar a cabo prueba de F.P.

CONEXIONES			
Posición	HV	LV	Mide
Ground	P ₁ , P ₂	S ₁ , S ₂ , S ₃ , S ₄	CP
Ground	S ₁ , S ₂ , S ₃ , S ₄	P ₁ , P ₂	CS

Tabla 12. Prueba de factor de potencia a transformador de corriente TC.

- Prueba de relación de transformación,
- Prueba de saturación y carga “Burden”,
- Prueba de polaridad,
- Prueba de resistencia óhmica.

5.2.4. Transformador de Potencial Capacitivo

En estos equipos se debe verificar:

- Datos de placa

BAHIA A3T30

Fase de conexión: **A**
 Marca: **ARTECHE**
 Tipo: **DFK-420**
 N° de serie: **0942142-5**
 Tensión nominal: **400 kV**
 Nivel básico de impulso: **1550 kV**
 Relación de transformación: **2100/1**
 Clase de exactitud: **0.3**
 Tipo de expansión del aceite: **Membrana metálica**
 Tipo de envolvente: **Porcelana**
 Año de fabricación: **06/11/2010**

Fase de conexión: **B**
 Marca: **ARTECHE**
 Tipo: **DFK-420**
 N° de serie: **3003716-2**
 Tensión nominal: **400 kV**
 Nivel básico de impulso: **1550 kV**
 Relación de transformación: **2100/1**
 Clase de exactitud: **0.3**
 Tipo de expansión del aceite: **Membrana metálica**
 Tipo de envolvente: **Porcelana**
 Año de fabricación: **08/10/2010**

Fase de conexión:	C
Marca:	ARTECHE
Tipo:	DFK-420
N° de serie:	3003716-8
Tensión nominal:	400 kV
Nivel básico de impulso:	1550 kV
Relación de transformación:	2100/1
Clase de exactitud:	0.3
Tipo de expansión del aceite:	Membrana metálica
Tipo de envolvente:	Porcelana
Año de fabricación:	01/11/2011

- montaje adecuado
- condiciones de estado general del equipo (inspección visual)
- nivel de aceite
- conexiones primarias y a tierra,
- limpieza general,
- verificación general de conexiones (apriete de tornillería)
- sellado de gabinete,
- pruebas de aislamiento al cableado,
- verificación de valores nominales,
- verificación de su conexión a la red de tierra (continuidad).

5.2.4.1. Pruebas eléctricas a TPC's

- Resistencia de aislamiento,

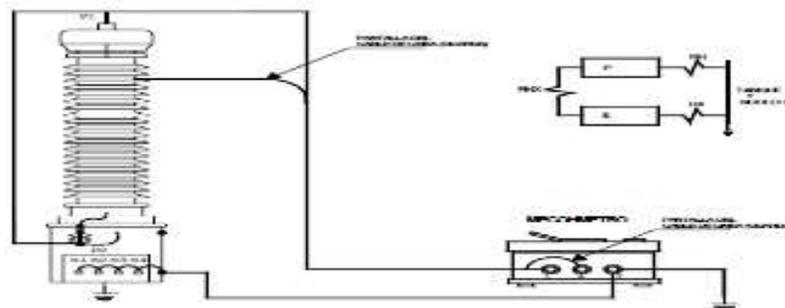


Figura 21. Diagrama de conexiones para prueba de resistencia de aislamiento a Transformador de Potencial Capacitivo

Prueba	Conexiones de prueba			Mide	Volts prueba
	L	G	T		
1	P1, P2	Porcelana	S1, S2, S3, S4	RP-RPS	5000
2	S1, S2, S3, S4	-----	P1, P2	RP-RPS	500

Tabla 13. Conexiones para prueba de resistencia de aislamiento a Transformador de Potencial Capacitivo

- Factor de potencia,

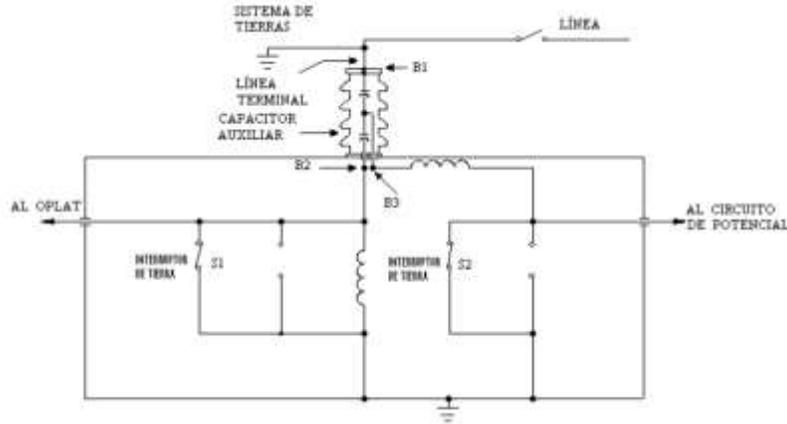


Figura 22. Diagrama de conexiones para prueba de Factor de Potencia a Transformador de Potencial Capacitivo de un módulo.

CONEXIONES						
# Prueba	Modo	Energizar	Ground	Guard	UST	Mide
1	GST	B2	B1	--	--	C(B2+B1)
2	GST	B3	B1	B2	--	C(B3+B1)
3	GST	B3	B1	--	B2	C(B3+B2)
4	GST	B2	--	B3	--	Terminal B2
5	GST	B3	--	B2	--	Termina B3

Tabla 14. Conexiones para prueba de Factor de Potencia a Transformador de Potencial Capacitivo de un módulo.

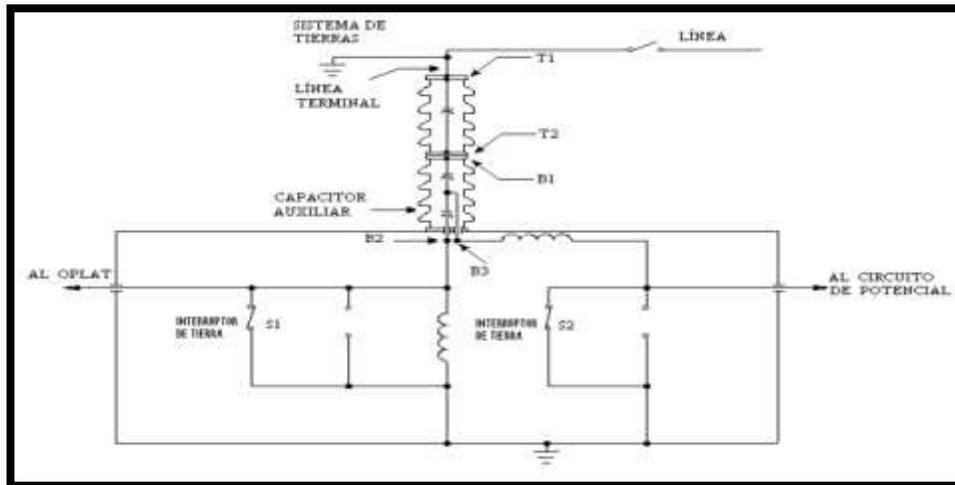


Figura 23. Diagrama de conexiones para prueba de Factor de Potencia a Transformador de Potencial Capacitivo de dos o más módulos

CONEXIONES						
Prueba Núm.	Modo de prueba	Energizar	Ground	Guarda	UST	Mide
1	GST	B1	T1	B3	--	C(T1-T2)
2	UST	B1	T1	--	B2	C(B1+B2)
3	UST	B1	T1	--	B3	C(B1+B3)
4	UST	B3	T1	--	B2	C(B3+B2)
5	GST	B2	--	B3	--	Terminal B2

Tabla 15. Conexiones para prueba de factor de potencia a transformador de potencial capacitivo de dos o más módulos.

- Corriente de excitación,

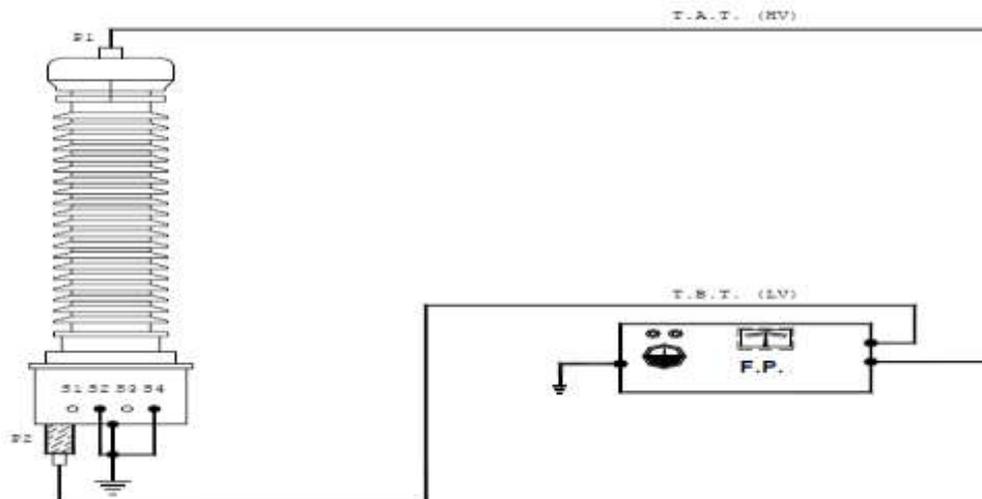
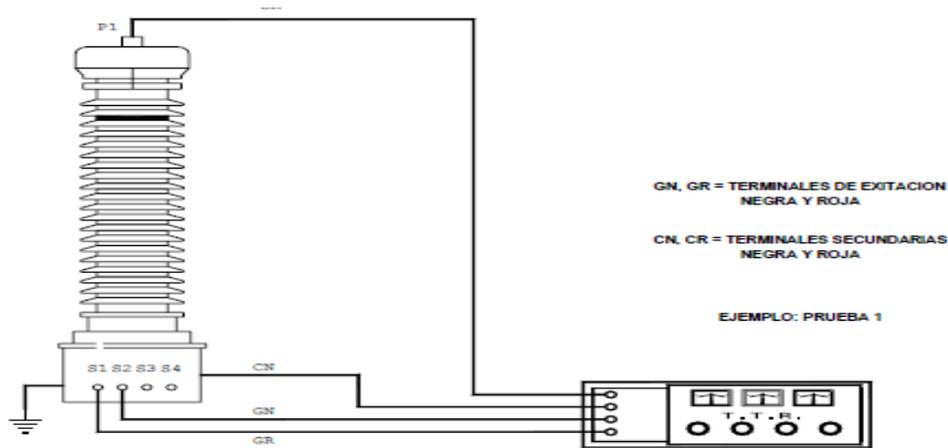


Figura 24. Diagrama de conexión para corriente de excitación a TPC

Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	T.A.T.	T.B.T.	Selector	
1	P1	P2	UST	I_e

Tabla 16. Conexiones para prueba de corriente de excitación de Transformadores de Potencial Capacitivo.

- Pruebas de relación de transformación



Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	CR	CN	GN	
1	P1	TIERRA	S2	REL. DEVANADO 1
2	P1	TIERRA	S4	REL. DEVANADO 2

Figura 25. Prueba de relación de transformación a Transformador de Potencial.

Otra de las maneras de conocer la relación de transformación, es aplicar bajo voltaje (127 volts por ejemplo) y medir con un voltímetro de precisión el voltaje de las terminales S1-S2 y S3-S4 de los devanados secundarios.

5.2.5. Puesta en servicio de AP's

En estos equipos se debe verificar:

- Datos de placa,

BAHÍA A3T30

- Fase de conexión: **A**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **MH4420GH360**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**
- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **03.09.2013**

- Fase de conexión: **B**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **MH4420GH360**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**
- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **23.08.2003**

- Fase de conexión: **C**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **MH4420GH360**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**
- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **10.01.2015**

BAHÍA A0T30

- Fase de conexión: **A**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **T33417-431-433**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**

- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **03.09.2013**

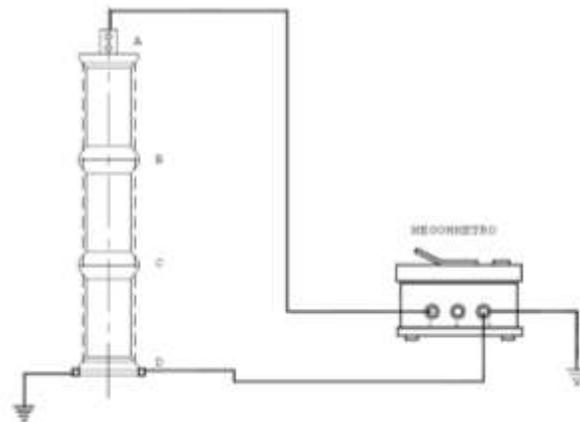
- Fase de conexión: **B**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **T33417-431-443**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**
- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **23.08.2003**

- Fase de conexión: **C**
- Marca: **Ohio-Brass**
- Tipo: **VN MCOV**
- Clase: **IV**
- Número de serie: **T33-418-430-440**
- Núm. de secciones: **3**
- Tensión del sistema: **400 kV**
- Tensión de operación continua: **360 kV**
- Corriente nominal de descarga: **20 kA**
- Fecha de fabricación: **10.04.2013**

- Montaje adecuado,
- Condiciones de estado general del equipo (inspección visual),
- Conexiones primarias y a tierra,
- Limpieza general,
- Verificación de su conexión a la red de tierras (continuidad).

5.2.5.1 Pruebas eléctricas a apartarrayos:

- Resistencia de aislamiento,



Prueba	Conexiones de prueba			Mide	V _{prueba}
	Línea	Guarda	Tierra		
1	A	-	D	R _{A+D}	5000 V
2	A	-	B	R _{A+B}	
3	B	A	C	R _{B+C}	
4	C	B	D	R _{C+D}	

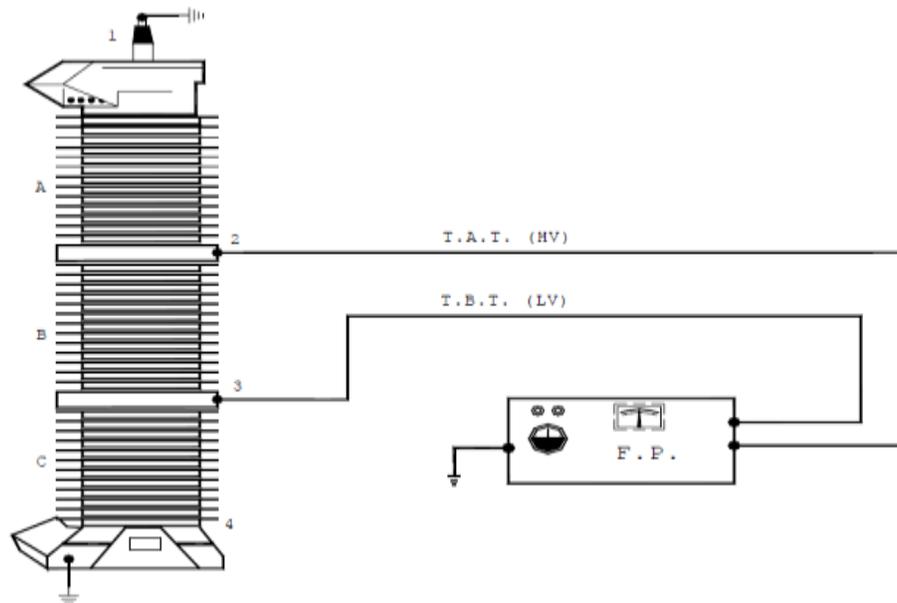
Figura 26. Conexiones para prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de 3 secciones.

Los valores de resistencia de aislamiento en apartarrayos son variables; dependiendo de la marca y tipo, pudiendo ser desde 500 hasta 50,000 megohms. Se recomienda efectuar comparaciones con apartarrayos de la misma marca, tipo y tensión. En caso de desviación notoria en los valores, se requiere efectuar una investigación.

Con la prueba de resistencia de aislamiento se detecta:

- Contaminación por humedad y/o suciedad en las superficies internas de porcelana.
- Entre-hierros corroídos.
- Depósitos de sales de aluminio, aparentemente causados por interacción entre la humedad y los productos resultantes del efecto corona.
- Porcelana fisurada, porosa o rota.
- Envoltorio polimérico degradado, contaminado o fisurado.

- Factor de potencia (pérdidas en W).



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	T.A.T.	T.B.T	Tierra	Selector	
1	2	3	1, 4	Guarda	A
2	2	3	1, 4	UST	B
3	3	2	4	Guarda	C
4	Collar en A	3	1, 2, 4	Guarda	P_A
5	Collar en B	1	2, 3, 4	Guarda	P_B
6	Collar en C	2	3, 4	Guarda	P_C

Figura 27. Conexiones de prueba de Factor de Potencia en AP's de 3 secciones.

Con las pruebas de factor de potencia se obtienen las pérdidas dieléctricas de los apartarrayos en MiliWatts o Watts dependiendo del equipo de prueba que se utilice. Debido a las diferencias de elementos de construcción de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación. La compañía Doble Engineering, en su manual de referencias proporciona información de estadística de pruebas de varias marcas y tipos de apartarrayos y que pueden servir de base para juzgar los resultados que se obtengan.

Silicon Carbide: Pérdidas más altas que lo normal, la probable causa es contaminación por humedad y suciedad o corrosión. Si las pérdidas son más altas de lo normal, la probable causa son resistores rotos, contacto deficiente o circuito abierto entre los elementos.

Oxido metálico: Pérdidas más altas de los normal, la posible causa es contaminación por humedad y suciedad, o entrehierros corroídos (diseño antiguo),

los diseños modernos no tienen entrehierros. Pérdidas más bajas de lo normal, se refieren a falta de continuidad en la configuración eléctrica interna.

5.3 Trabajos misceláneos realizados por personal de la S.E. Angostura

5.3.1 Trabajos finales realizados por personal de mantenimiento eléctrico

- Conexión del bus inferior del arreglo de doble interruptor hacia el bus 1, bus 2 y bus de transferencia.
- Interconexión de colillas a la red principal de tierra.
- Tendido de cable de control y fuerza para interruptor y cuchillas desde la caseta de control hacia la bahía del doble interruptor.
- Conexión de bajantes de la llegada de la línea hacia cuchilla de línea.
- Conexiones de puentes aéreos entre la est. 1 de LT A3T30 existente y el marco de la S.E. ANG.
- Conexiones de bajantes hacia TC's y AP's de la llegada entre la estructura 1 de la LT A3T30 existente y la nueva bahía A0T30.
- Conexión de puentes aéreos entre la LT A3T3r0 existente y el nuevo tramo tendido de la bahía A0T30 y la estructura.

5.3.2. Trabajos realizados por el área de Protección, Control y Medición (PCYM).

- Verificación de ingeniería para el esquema de Protección, Control y Medición que integrará el doble interruptor en la LT ANG A3T30, así como de la programación de ajustes y elaboración de diagramas V,I y Control, revisión de lógicas de protección y control.
- Montaje de accesorios en tablero simplex: acondicionar espacios para colocación de accesorios, montaje de tablillas corto-circuitables para señales de corriente, montaje de soportes para cable de control de señales de corrientes, control y disparos, verificación de montaje de block de pruebas para protección, montaje de canaletas para cables de control, alimentaciones Vcd y Vca.
- Integración de la nueva bahía de LT ANG A3T30, doble interruptor a esquema 87B Bus 1 y Bus 2 de 400 kV; tendido y reubicación de cable de control para señales de corrientes, disparos y bloqueos, estado de cuchillas para lógicas de nueva 87B SEL-487B.
- Integración de la nueva bahía de LT ANG-A3T30 doble interruptor, a esquema F.I. de 400 kV; tendido y reubicación de cable de control para señales de corrientes, disparos y bloqueos, e implementación de operación de 86BU-1 y 86BU-2 por interruptor 2 de la línea.
- Adecuación de alambrado de relevadores (85L, 21/21N, 67N, 50FI) y procesadores lógicos de protección y comunicaciones en tablero SIMPLEX Y, equipos convertidores MES en gabinetes de integración.
- Tendido y preparación de cables de control para señales de campo, señales de corrientes, señales de disparos, y alimentaciones de control: destapar

trincheras, tendido de cable de control del equipo primario hasta el tablero SIMPLEX de la caseta de control, desforrar cable de control, “peinar y cabecear” cable de control, etiquetar cable de control, enzapatar y conectar cable de control a su punto de tablilla correspondiente.

- Verificación de adecuación de alambrado en arreglo para señales de corrientes con cable VINANEL desde el relevador de protección hasta el block de pruebas y a tablillas de conexión: etiquetar, enzapatar y conexiones de cables a punto de tablillas.
- Revisión de configuración de variables digitales del doble interruptor a través de los enlaces UTP/EIA-232 entre relevadores y procesadores de cada bahía, con procesadores de protección y de comunicaciones.
- Programación de ajustes y pruebas de operación integral, a esquema PCYM con los dos interruptores.
- Realización de pruebas de RTC, polaridad, saturación a TC's de la bahía del doble interruptor.
- Habilitación de controles, señalización, alarmas, registros secuenciales y mediciones en la IHM de la bahía del doble interruptor.
- Programación y prueba de alarmas, señalizaciones, mandos y mediciones en el SICLE por nueva bahía.
- Verificación de conectividad y pruebas de lógicas de control del procesador de protecciones, DEI's, SICLE e IHM de nueva bahía.
- Verificar modificaciones a esquemas de control, permisivos de cierres de CU's, INT's, F.I., de nueva bahía.
- Pruebas locales y remotas del esquema de PCYM, señalización, alarmas, disparos por protección, DRM a INT-2, transferencia a I-A7010 de INT-2, TX-RX señales de tele-protección, PP1, PP2, 50FI, DTT, DTL.

5.3.3. Trabajos realizados por el área de Comunicaciones

- Instalación y fijación de 500 metros de tubería FLEXIUM de 2” por trinchera
- Tendido de 500 metros de Fibra Óptica (F.O.) desde tablero de protección A0T30 hasta bahía del interruptor A0T30
- Empalmes de distribuidores ópticos de F.O.en la subestación y bahía de la A0T30.
- Mediciones a los distribuidores ópticos de Fibra Optica en la subestación y en la bahía A0T30.
- Instalación y migración de Jumpers de Fibras Ópticas al enlace entre la subestación y la bahía A0T30.

5.3.4. Trabajos realizados por el área de Control

- Rehabilitación de gabinete tipo intemperie existente, para alojamiento de MCAD's, modelo D25's.
- Revisión, pruebas funcionales y rehabilitación de MCAD's, modelo D25's en gabinete tipo intemperie.
- Habilitar cableado interior en gabinete tipo intemperie, para DI's, AI's, DO's y alimentación entre tarjetas de I/O de MCAD's y tablillas de gabinete.

5.3.5. Trabajos realizados por el área de Control y mantenimiento eléctrico

- Realizar tendido de cableado para alimentación 127 Vca (con respaldo) y 48 Vcd para los MCAD's modelo D25's de campo.
- Montaje y aterrizamiento de gabinete MCAD tipo intemperie en campo.
- Realizar enlace de comunicación (LAN SICLE) vía F.O. entre D25's de campo y UTR de la S.E. Angostura para el monitoreo y control del Equipo Eléctrico Primario (EEP), de la nueva bahía A0T30.(En conjunto con área de comunicaciones).
- Cableado de señalizaciones y mandos de interruptor y cuchillas desde el EEP (CU-1, CU-2, CU-9, CU-8, INT.) equipos de protección al gabinete MCAD D25 de campo.
- Conexión y validación de señales y mandos entre el equipo eléctrico primario y el MCAD D25 de campo.

5.3.6. Trabajos realizados por áreas de mantenimiento eléctrico, PCYM y Comunicaciones.

- Validación de señalizaciones, alarmas y mandos en forma local y remoto desde el SICLE, previas a la P.S.
- Energización de la bahía A0T30.

6. CONCLUSIÓN

En conclusión, la aplicación de esta nueva tecnología en el Sistema Eléctrico de Potencia es, hoy por hoy, una de las soluciones más factibles de implementar un grado alto de confiabilidad, toda vez de que se tiene experiencia en aplicaciones de la S.E. Angostura.

Con la modernización del esquema de protección de LT A3T30, se logra implementar un sistema de protección el cual, de manera integrada e integral, proveerá funciones de protección, supervisión, automatización y control, con alta flexibilidad y versatilidad; con lo que se logrará implementar el arreglo de D.R.M. seleccionable para cualquier interruptor de la LT, asimismo, nos permitirá operar cada una de las bahías en forma independiente, de acuerdo al arreglo de doble interruptor con interruptor de amarre e interruptor comodín de la S.E. ANG de 400 kV.

Al estar conectada la línea de transmisión a ambos buses, se incrementa la confiabilidad y se garantiza la continuidad del servicio de energía eléctrica a Guatemala, por pérdida de cualquiera de los buses (uno a la vez), por disparo por protección diferencial de Bus (87B) o por operación del esquema de 50FI de cualquier interruptor, diferente de los de la LT.

7. Bibliografía

- CENAC. (2005). *Operación y mantenimiento de interruptores de potencia*. Celaya, Gto.: C.F.E.
- CFE. (2003). *Manual de Procedimientos de pruebas de campo para equipo eléctrico primario*. México: CFE.
- CFE. (2010). *Operación y mantenimiento de subestaciones de potencia*. Manzanillo, Colima: CFE.
- CFE. (2010). *P-SES-20 Procedimiento para Medición de Resistencia de Contactos Cuchillas e Interruptores*. Chiapas: CFE.
- Martínez, V. M. (2012). *Puesta en servicio del sistema de protección de la Subestación Eléctrica Manzanillo SF6 230/400 kV*. México, D.F.: IPN.
- Nolivos, J. A. (2012). *Diseño de subestaciones para distribución para centrales de generación hidráulica de pequeña capacidad*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Pluma, A. P. (2007). *Proyecto de ampliación y modernización de la Subestación Eléctrica Texcoco de la Comisión Federal de Electricidad*. Cuatitlan Izcalli, Edo. México: UNAM.
- Zamora, O. M. (2001). *Modelado de elementos en sistemas electricos de potencia para estudios sobre energización*. San Nicolas de la Garza, Nuevo León: Universidad Autonoma de Nuevo Leon.