



DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE 13.8 KV DEL ÁREA DE SERVICIOS PROPIOS DE LA SUBESTACIÓN MANUEL MORENO TORRES”

DESARROLLADO POR

EDUARDO ALFREDO MARTÍNEZ CASTILLEJOS

10270595

ASESORES

ING. JORGE DÍAZ HERNANDEZ
ING. OMAR OCAMPO BORRAZ



Tuxtla Gutiérrez, Chis. 06 de diciembre del 2014

Indice

1. Introducción.....	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Estado del Arte.....	1
1.3 Justificación.....	3
1.4 Objetivo.....	3
1.4 Metodología; Diagrama a bloques	4
2 Fundamento Teórico	6
2.1 Generalidades	6
2.2 Arco Eléctrico.....	6
2.3 Métodos de Extinción del Arco Eléctrico.....	10
2.5 Tensión transitoria de restablecimiento	13
2.6 Proceso de cierre.....	14
3.7 Proceso de apertura	14
2.8 Tipos de Interruptores.....	16
2.9 Transformadores de Instrumento TC	31
3 Desarrollo	37
3.1 Diagrama unifilar de los interruptores.....	37
3.2 Pruebas dieléctricas al interruptor tipo SDV7 de 13.8 Kv en vacío SIEMENS.....	44
3.3 Verificación en Sitio del Interruptor tipo SDV7 de 13.8 Kv en vacío SIEMENS.....	57
3.4 Pruebas dieléctricas al Transformador de Instrumento TC	68
3.5 Verificación en sitio del Transformador de Instrumento TC.....	73
3.6 Esquema de protecciones para los Interruptores.....	77
3.7 Esquema de Control.....	85
3.8 Control Supervisorio de los Interruptores en vacío de 13.8 kV.....	87
3.9 Cálculos	95
4. Resultados y Conclusiones	106
4.1 Resultados.....	106
4.2 Conclusiones	109
5. Referencias	110
ANEXO A	111
ANEXO B	112
ANEXO C	112
ANEXO D	113
ANEXO E	114

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La Subestación Eléctrica Manuel Moreno Torres, está compuesta por diferentes equipos eléctricos primarios y niveles de tensión de operación; cuenta con una subestación de servicios propios con nivel de tensión de operación de 13.8 kV en la cual existen interruptores con un tiempo de servicio de 30 años en operación.

El interruptor es un elemento fundamental de la subestación eléctrica, lo cual tiene la función de asegurar el flujo continuo de corriente en condiciones normales de operación y en caso de falla interrumpir el flujo de corriente aislando el elemento de falla y protegiendo los equipos.

Se han suscitado fallas en estos interruptores que están actualmente en operación, una última falla que genero perdidas monetarias sucedió el 27 de septiembre del 2014 en la subestación de 13.8 KV en el circuito del interruptor 4050 que llega a la subestación unitaria y posteriormente a casa de máquinas de la central MMT.

La falla se dio dentro del gabinete del interruptor de tipo pequeño volumen de aceite; para ser más exactos en el motor de carga junto a sus conexiones, esta falla fue provocada por un deterioro de los componentes interiores junto con el alto índice de falla de los interruptores ya que su vida útil ha sido de 30 años y actualmente siguen en operación.

Derivado del tiempo en servicio que tienen los interruptores y la tecnología con la que cuentan; en el año 2014 se proyectó la sustitución de estos equipos con interruptores que ofrecen ventajas en cuanto al diseño, capacidad en el medio aislante y mecanismo de accionamiento.

1.2 Estado del Arte

La empresa schneider-electric fabricante y especialista en distribución primaria de media tensión, fabricante de interruptores EVOLIS que son usados para proteger y controlar las redes de distribución eléctrica en media tensión. La gama EVOLIS ofrece el tamaño más reducido del mercado, para interruptores en Media Tensión que usan como medio de extinción del arco el vacío.

Estos interruptores son apropiados para la protección de todo tipo de aplicaciones: Generadores, Líneas, Motores, Capacitores, Transformadores, etc. El interruptor EVOLIS es apropiado para instalar en subestaciones de uso interior, aconsejable para la instalación o renovación de subestaciones. Tiene una capacidad interruptiva de 25 KA a 31.5KA.

GE fue pionero de esta tecnología de interruptores comenzando con un trabajo experimental en la década de 1920 con interruptores con extinción en aceite y muy baja capacidad interruptiva. Hoy, el diseño en vacío continúa siendo superior a otras tecnologías de interrupción de arco al proporcionar una dimensión más pequeña y un diseño más simple.

Contando con interconectores mecánicos y eléctricos completos para operación segura, contactos de interruptor en vacío prácticamente sin mantenimiento, indicador de erosión para los contactos del interruptor en vacío, tecnología superior de interrupción en aceite, interrupción de arco confiable y silenciosa con una capacidad interruptiva desde 15 KA hasta 30 KA.

Cutler-Hammer especialistas de equipos mecánicos y eléctricos para construcción en media tensión, han fabricado los interruptores con medio de extinción en vacío removibles tipo VCP-W, provee un control y protección centralizados para el equipo de corriente a voltaje medio y circuitos en instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos que incluyan generadores, motores, circuitos alimentadores y líneas de transmisión y distribución.

El interruptor de media tensión está disponible en capacidades de voltaje máximas desde 4.76 Kv hasta 38 Kv y en capacidades interruptivas de 18 KA a 28 KA. Ofrece un concepto de diseño total de equipo de celda, interruptor y auxiliar, el cual puede ser ensamblado en varias combinaciones para satisfacer los requisitos de aplicaciones del usuario.

La empresa IEM especialista en equipo eléctrico de potencia y subestaciones móviles, cuentan con la fabricación de interruptores en media tensión con medio de extinción en vacío o SF6 que proporciona protección por corto circuito. El interruptor y sus controladores son colocados en la parte de baja tensión de la plataforma móvil o en una plataforma adicional dependiendo de las especificaciones del cliente.

Se puede utilizar un gabinete blindado trifásico tipo metal-clad para servicio en interior o con base tipo poste para exterior. Dicho gabinete posee una cubierta primaria herméticamente sellada que brinda protección contra contactos accidentales y es independiente de los efectos ambientales para tensiones de 15.5 Kv hasta 38 Kv, con capacidades interruptivas bajas desde 20 KA hasta 30KA.

La empresa Siemens, especialista en control y equipo de potencia, cuenta con la fabricación de interruptores de potencia para 15.5 Kv, 27.6 Kv y 38 Kv, con medio de extinción en vacío, es libre de mantenimiento a lo largo de toda su vida útil. Es extremadamente potente y domina hasta 10.000 ciclos de maniobra. Este interruptor de potencia se utiliza para altas corrientes de carga de hasta 6300 A y altas corrientes de cortocircuito de hasta 72 kA.

Debido a su gran potencia, y características únicas de este interruptor se puede decir que es ideal para las maniobras y para aplicaciones industriales en subestaciones eléctricas de media tensión. Los interruptores con extinción en vacío del fabricante SIEMENS son ideales para corrientes altas como las que se manejan en subestaciones de servicios propios.

Lo que aquí se propone como proyecto, es una modernización de interruptores con medio de extinción en vacío con la mayor capacidad interruptiva que permita el incremento del índice de resistencia aislante y el índice de resistencia dieléctrica de los interruptores, aumentando la velocidad de la rigidez dieléctrica logrando la mayor eficiencia provocando que disminuya el índice de falla y costo de mantenimiento de los interruptores. Con un control supervisorio que monitorea temperatura y sobrecorrientes de los interruptores.

1.3 Justificación

Con la realización de este proyecto, se obtiene una mejora, debido a que la modernización de interruptores con medio de extinción en vacío, tiene como objetivo proporcionar un control supervisorio que monitoree la temperatura y las sobrecorrientes que lleguen al interruptor en operación; configurado y digitalizado en el software DIGSI.

Con el proyecto de la modernización de interruptores con medio de extinción en vacío, se disminuye el costo de mantenimiento correctivo-preventivo, como también se presenta un aumento en la confiabilidad del suministro eléctrico de la subestación eléctrica de servicios propios y al sustituir el uso del aceite como medio de extinción del arco eléctrico por vacío, provocara una mejora en cuestión ambiental que es uno de los puntos de la misión de la empresa.

1.4 Objetivo

Aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, utilizando interruptores de 13.8 Kv en vacío, para el área de servicios propios de la subestación eléctrica.

Objetivos específicos

- Aumentar la capacidad de corto circuito en interruptores de servicios propios.
- Aumentar la rigidez dieléctrica logrando la mayor eficiencia de los interruptores.
- Disminuir el índice de falla de interruptores de media tensión en la subestación eléctrica de servicios propios.
- Disminuir costos de mantenimiento de los interruptores.
- Disminuir el impacto ambiental con el uso de interruptores con medio de extinción en vacío.

1.4 Metodología; Diagrama a bloques

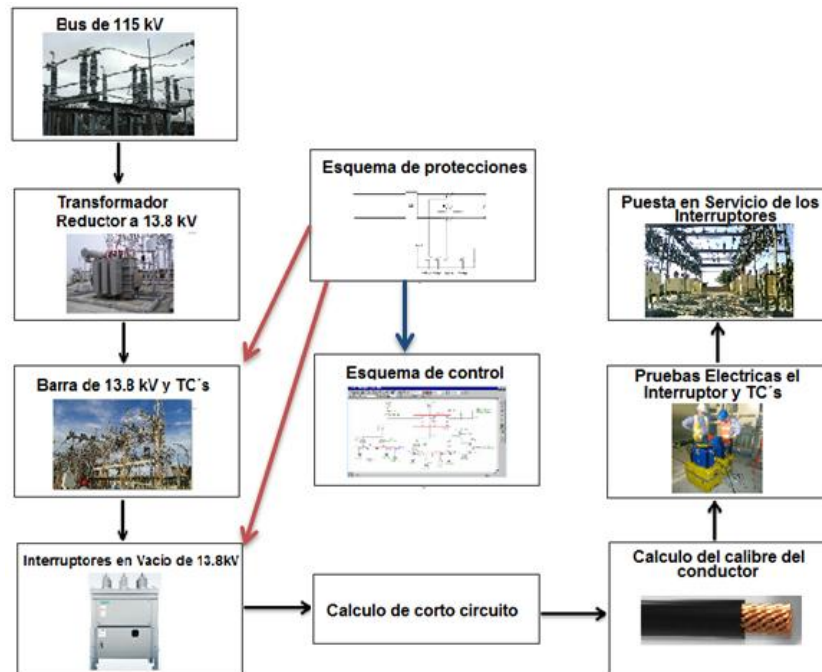


Figura 1.1 Diagrama a bloques hardware.

Etapa 1.- La subestación de servicios propios es alimentada por un bus de 115 kV, llega a dos transformadores de la marca Mitsubishi de tipo reductor una línea bifásica, uno por fase, en la cual reducen a 13.8 kV y esta su vez llegan al Bus II y al Bus I de 13.8 kV, en el Bus I están conectados tres circuitos el 4010, 4020 y 4030 y en el Bus II están conectados cuatro circuitos, el 4040, 4050, 4060 y 4070 todos los circuitos con interruptores de medio de extinción en vacío.

Etapa 2.- Se realiza el cálculo de corto circuito con falla en la barra de Bus II y Bus I, por los métodos de componentes simétricas y por el método de MVA, con el fin de comprobar que la capacidad interruptiva de los interruptores sean los ideales, se realizó el cálculo del calibre de los conductores con el fin de instalar los conductores ideales en la subestación eléctrica de acuerdo a la carga actual de cada circuito.

Para poder llevar a cabo la modernización se cumple normas y las pruebas dieléctricas a los equipos de medición e interruptores es una de ellas, antes de la puesta en servicio se realizó diferentes pruebas dieléctricas en campo a los equipos.

Etapa 3.- La subestación eléctrica de servicios propios cuenta con transformadores de corriente, en este caso en particular se utilizan dos tipos de TC's, uno de tipo dona y el otro de tipo pedestal, el de tipo dona nos sirve para medición de la corriente entrante al interruptor y el de tipo pedestal para protección y medición, este es utilizado para los esquemas de protección que a su vez transmiten los pulsos o señales a control.

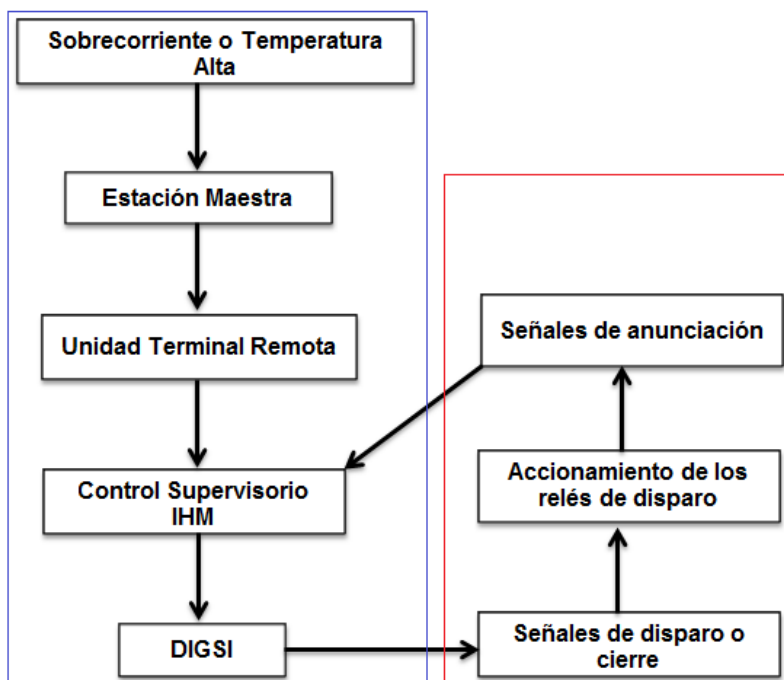


Figura 1.1 Diagrama a bloques Software.

Etapa 1.- En esta primera etapa describimos el inicio de una falla de sobrecorriente o temperaturas altas en una de las fases del interruptor en vacío de 13.8 kV, esta señal llega a la Estación Maestra, su principal función es ejecutar los controles de apertura y cierre. Despliega la información de cambio de estado o alarma con indicación visual y audible al operador (Monitor del video, impresora , y tablero mimico, etc.).

La Unidad Remota procesa la información recibida de la estación maestra y de los equipos instalados en la subestación en este caso en particular los interruptores en vacío de 13.8 kV por lo tanto envía esta información, siendo sus funciones principales en ordenes de mando el abrir o cerrar los interruptores como también el bloqueo o desbloqueo de Recierre.

Etapa 2.- El control supervisorio IHM, en ese momento su objetivo es actuar a la señal de apertura de los interruptores activando la alarma de disparo detectando el punto de la falla con el programa DIGSI, el cual indica la magnitud de la falla, en ese momento el operador activa la señal de disparo de los relevadores de disparo, 50BF, 50FI, 50, 51N y 49T.

En ese momento las Señales de anunciación notifican al usuario, si los contactos han sido abiertos o procede a una apertura de cuchillas y si están en buen estado para la apertura. Se utiliza herramientas como *Open/Close* (SP) nos indica si un equipo, tal como un seccionador, se encuentra abierto (1) o Cerrado (0). Y este a su vez retroalimenta al control supervisorio IHM (*Human Machine Interface*), para todo este proceso se utiliza la red de comunicación SICAM PAS.

2 Fundamento Teórico

2.1 Generalidades

El interruptor es un Dispositivo Electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. El proceso de conexión y desconexión de este dispositivo, se logra a través de la operación de un mecanismo que está conectado a un sistema de accionamiento los interruptores pueden estar sujetos a esfuerzos electromecánicos sumamente variables dependiendo de las características de las corrientes a interrumpir que pueden ser: resistivas, inductivas, capacitivas o combinación de estas.

2.2 Arco Eléctrico

Para comprender la naturaleza del arco eléctrico, es necesario entender primero la estructura de la materia la cual está formada por átomos, que este a su vez se divide en partículas más pequeñas que son el neutrón, el protón y el electrón. El núcleo de los átomos está formado por neutrones y protones, el cual tiene una medida de 10^{-12} Cm de diámetro, los electrones giran en orbitas alrededor del núcleo, en un átomo con carga cero se tienen igual cantidad de protones y neutrones.

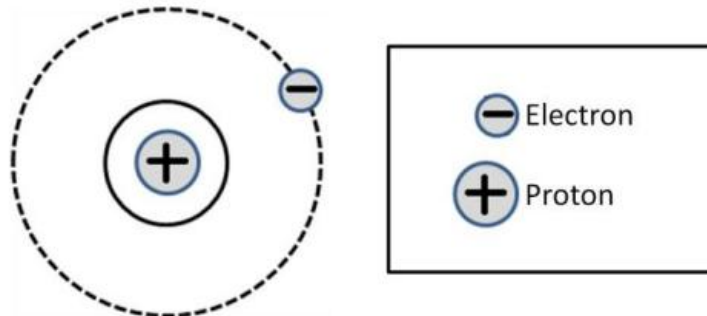


Figura 2.1 Estructura atómica del hidrogeno, consiste en un protón y un electrón.

Proceso de ionización.- La ionización es un proceso donde se desprenden uno o más electrones de un átomo o molécula, esto provoca la descomposición de los átomos eléctricamente neutros, en iones con carga positiva y electrones con carga negativa. El arco eléctrico genera una descarga capaz de producir por sí misma la cantidad de iones y electrones necesarios para mantener la circulación de corriente en el seno de una masa gaseosa.

El proceso de ionización consume cierta cantidad de energía y se efectúa de ciertas maneras: Ionización térmica o emisión termiónica que es el resultado del choque aleatorio de electrones en un medio gaseoso con temperatura alta. La ionización por impacto o emisión de campo que se produce al acelerar un electrón o un ion mediante la acción de un campo eléctrico. La energía cinética adquirida por el electrón provoca colisiones entre electrones y, por consecuencia, su desprendimiento del átomo o molécula.

Debido a la ionización, el entrehierro formado entre los contactos del interruptor, es conductivo. La emisión de electrones libres y la iniciación de un arco eléctrico entre dos electrodos, se puede producir por: aumento de la temperatura debido a emisión termoiónica o el incremento de tensión en el cátodo, provoca la emisión de campo.

Las condiciones existentes, en el momento de la separación de los contactos del interruptor provocan uno o ambos procesos anteriormente mencionados. En el proceso de la separación de los contactos, el área de contacto y la presión disminuyen (**fig. 2.2**), produciendo un incremento de la resistencia óhmica y de la temperatura. Esto se puede comprobar de acuerdo con la fórmula de la resistencia o resistividad del material (**Ecu.2.1**).

$$R = \rho \frac{L}{A} = \Omega$$

Dónde:

R – Resistencia del material

L – Longitud del material

A – Área transversal del material

P – Resistividad del material

Ecuación.2.1 Resistencia del material.

Tabla de resistividades y coeficientes de temperatura de resistividad para diversos materiales		
Material	ρ Resistividades ^b ($\Omega \cdot m$)	Coefficiente de temperatura $\alpha [^{\circ}C]^{-1}$
Plata	1.59×10^{-8}	3.8×10^{-3}
Cobre	1.7×10^{-8}	3.9×10^{-3}
Oro	2.44×10^{-8}	3.4×10^{-3}
Aluminio	2.82×10^{-8}	3.9×10^{-3}
Tungsteno	5.6×10^{-8}	4.5×10^{-3}
Hierro	10×10^{-8}	5.0×10^{-3}
Platino	11×10^{-8}	3.92×10^{-3}
Plomo	22×10^{-8}	3.9×10^{-3}
Nicromio ^a	1.50×10^{-6}	0.4×10^{-3}
Carbón	3.5×10^{-5}	-0.5×10^{-3}
Germanio	0.46	-48×10^{-3}
Silicio	640	-75×10^{-3}
Vidrio	$10^{10} - 10^{14}$	
Caucho Duro	$\approx 10^{13}$	
Azufre	10^{15}	
Cuarzo fundido	75×10^{16}	

Tabla 2.1 Tabla de resistividades y temperaturas de resistividades de materiales.

El incremento de la temperatura, puede ser suficiente para provocar la ionización térmica. El incremento de la resistencia óhmica puede ser pequeño, pero el incremento en la corriente puede ser extremadamente alto, del orden de cientos o miles de Amperes, ocasionando una caída de tensión de unos cuantos volts. Al iniciar el arco entre los electrodos se liberan suficientes electrones del cátodo con dirección al ánodo provocando que el medio se ionice.

Deionización.- La des-ionización es el proceso de restaurar un gas ionizado, compuesto de iones positivos y electrones, a su estado original eléctricamente neutro. Es por este proceso que el entrehierro formado entre los contactos de un interruptor tiene la conversión de un gas aislador, esta ionización libera electrones que mantienen el arco aún después de haber cesado la emisión de campo. En consecuencia cada electrón emitido se multiplica en número derivando energía del campo.

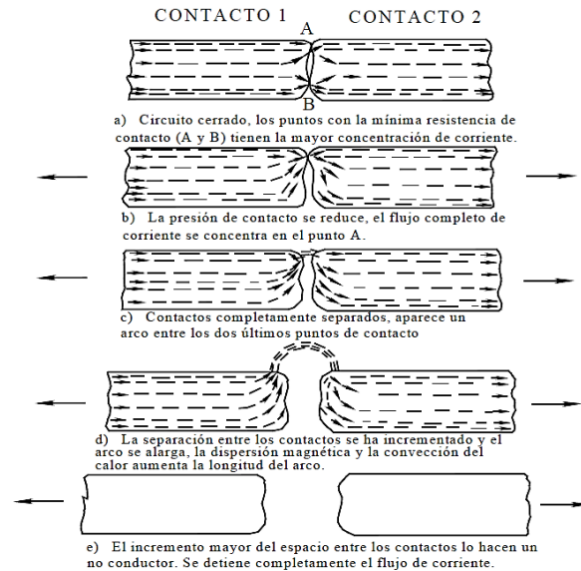


Figura 2.2 Proceso de interrupción de un circuito en aire. Las flechas pequeñas indican la dirección del flujo de corriente y las flechas grandes indican la dirección del movimiento de los contactos.

Caída de tensión del arco.- El arco eléctrico se representa como una resistencia conectada entre los electrodos que se forma. Esto implica la existencia de una caída de tensión llamada U_b . Esta caída de tensión tiene tres componentes: la caída de tensión anódica U_a , la caída de tensión catódica U_c y la caída de tensión de la columna o canal plasmático U_s . Agrupando las caídas de tensión en la proximidad de los electrodos, la tensión total del arco se puede representar en el siguiente esquema **Figura 2.3**:

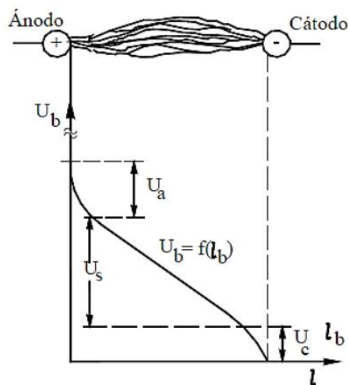


Figura 2.3 Esquema simplificado de las tensiones asociadas al arco eléctrico entre dos electrodos.

Por ser un conductor gaseoso, la caída de tensión del arco eléctrico varía en forma inversa a la intensidad del flujo de corriente. Por lo tanto, la característica tensión-corriente es decreciente, es decir, la resistencia eléctrica del arco es negativa. En efecto, si se aplica una diferencia de potencial entre dos electrodos, el arco se inicia para un valor determinado U_{b0} .

Si la corriente i se incrementa, la temperatura y la ionización también aumentan, reduciendo la resistencia al flujo de corriente y la caída de tensión a través del arco. Si la corriente i disminuye, la curva característica de corriente-caída de tensión pasa por debajo de la curva característica que se obtiene al incrementar la corriente y el arco se extingue para una tensión U_{b1} , como se indica en la **Figura 2.4**. Esto es válido solamente para corriente continua.

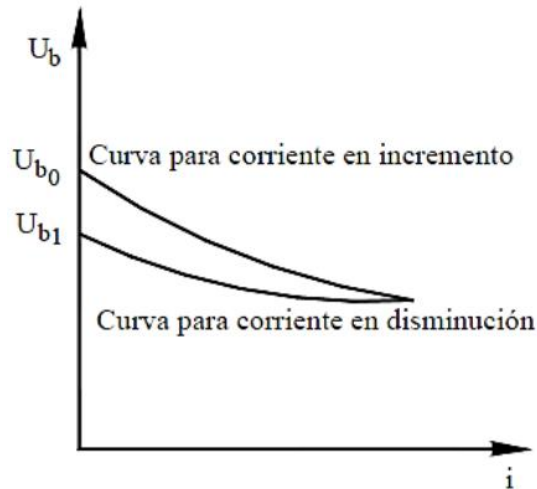


Figura 2.4 Caída de tensión a través de un arco eléctrico en función de la corriente.

En corriente alterna, la intensidad del arco varía con la frecuencia y pierde su carácter estacionario. Para producir el arco necesitamos dos conductores, a los que llamaremos electrodos, y un gas conductor al que denominaremos plasma. La diferencia de potencial entre los extremos de un arco de corriente sinusoidal, para un entrehierro constante tiene la forma que se indica en la **Figura 2.5**.

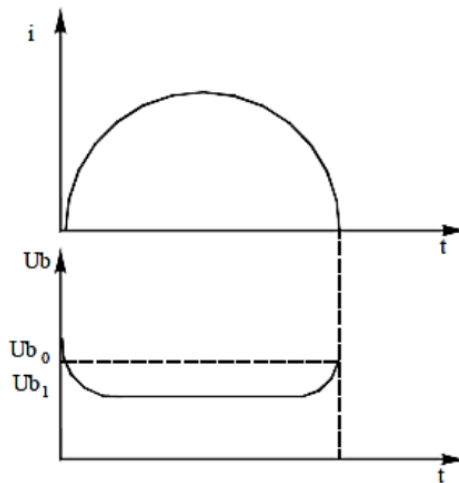


Fig. 2.5 Arco eléctrico en un circuito de C.A.

2.3 Métodos de Extinción del Arco Eléctrico

En términos generales, se conocen tres métodos de extinción del arco eléctrico en los interruptores:

- Interrupción por alta resistencia.
- Interrupción por baja resistencia o de corriente cero.
- Extinción en corriente alterna.

Interrupción por alta resistencia.- En este caso, el objetivo es incrementar la resistencia del arco en función del tiempo y reducir la corriente hasta lograr la extinción. La desventaja principal de este método de interrupción es la gran cantidad de energía disipada, por lo tanto, sólo se usa en interruptores de baja y mediana tensión, así como en interruptores de corriente directa.

Para incrementar la resistencia del arco se emplean las técnicas siguientes:

Elongación del arco.- Como la resistencia del arco es aproximadamente proporcional a su longitud, alargando el arco su resistencia aumenta, ver **Figura 2.6**.

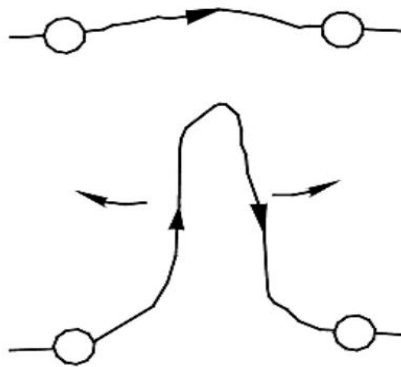


Figura 2.6 Elongación del arco eléctrico por la acción del empuje térmico.

Enfriamiento del arco. La tensión requerida para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura disminuye, por lo que enfriándolo su resistencia aumenta, ver **Figura 2.7**.

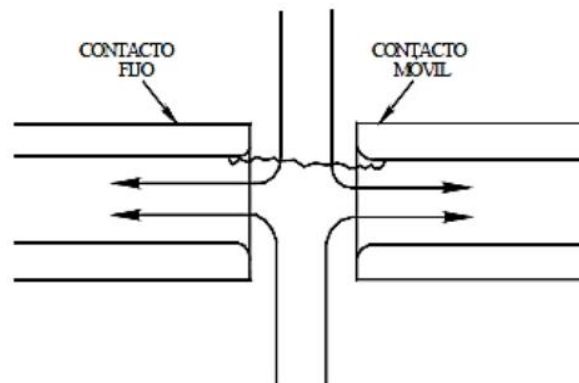


Figura 2.7 Representación esquemática de la técnica de enfriamiento del arco en un interruptor neumático.

División del arco. Cuando se establece un arco, existe una tensión apreciable entre las superficies de los contactos. Si el arco se divide en arcos pequeños, en serie, se reduce la tensión de la columna, estas técnicas son las más empleadas para aumentar la resistencia del arco de corriente directa y también se aplican en la interrupción de corrientes alternas, de hasta 660 V. Para niveles de tensiones mayores es necesario recurrir a nuevas y diferentes tecnologías. **Ver Figura 2.8.**

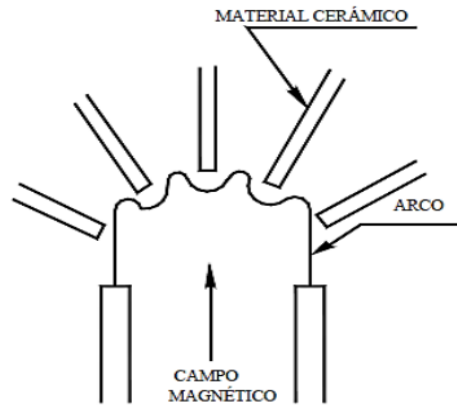
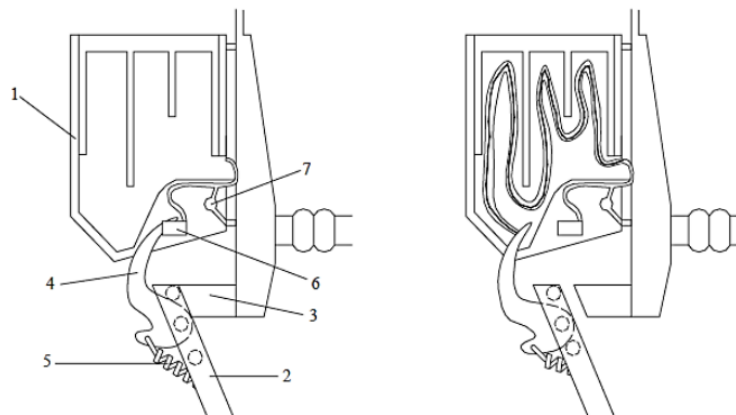


Figura 2.8 Representación esquemática de la división de un arco.



- | | |
|-------------------------|---|
| 1.- Placa apagachispas. | 5.- Resorte. |
| 2.- Cuchilla principal. | 6.- Pinza de retención de la cuchilla auxiliar. |
| 3.- Contacto fijo. | 7.- Bobina de soplado. |
| 4.- Cuchilla auxiliar. | |

Figura 2.9 Representación esquemática de una cámara de arqueo del arco.

Interrupción por baja resistencia o de corriente cero.- Este método se emplea para la interrupción de arcos de corriente alterna aprovechando que el arco se extingue por sí solo, 120 veces por segundo en un sistema de 60 Hz, cada vez que la corriente cruza por cero. Este fenómeno se representa en la **Figura 2.10** y es más conocido como histéresis del arco.

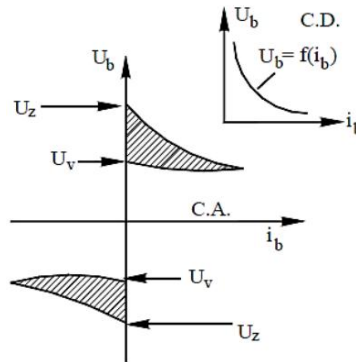


Figura 2.10 Comportamiento del arco en corriente alterna (histéresis del arco).

Extinción en corriente alterna.- La extinción del arco eléctrico en corriente alterna está relacionada con el cruce por cero de la corriente. La de-ionización o recuperación de la rigidez dieléctrica del entrehierro, inicia en el momento en que el arco se extingue (cuando la corriente cruza por cero). La rigidez crece linealmente en función del tiempo, hasta alcanzar su estabilización.

Si la tensión en el interruptor (U_{senwt}) en algún instante excede a la tensión de recuperación U_r , ocurre un reencendido. En caso contrario, si la tensión de recuperación U_r se incrementa más rápidamente que la tensión en el interruptor, no se produce el reencendido. Esto se debe a que al extinguirse el arco al cruzar la corriente por cero, la tensión del circuito excede a la tensión de recuperación. Como se ilustra en la **Figura 2.11**.

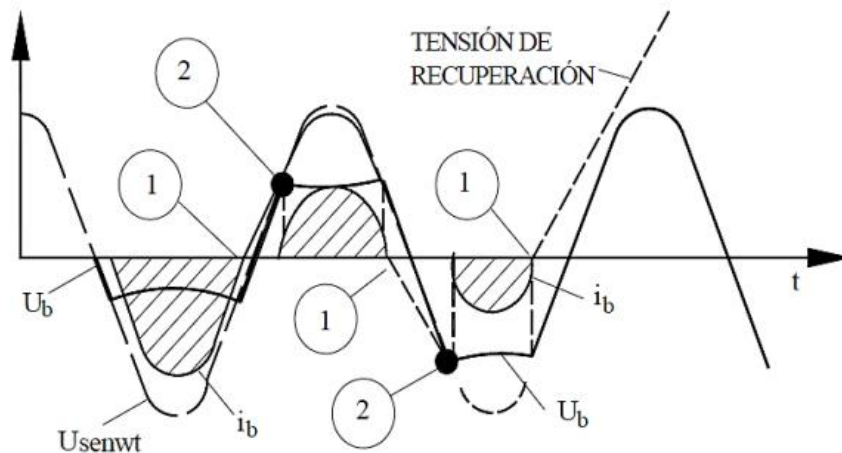


Figura 2.11 Comportamiento de las tensiones durante el proceso de interrupción.

El comportamiento anterior varía si se considera un circuito inductivo o capacitivo. Estos circuitos son muy importantes, porque los sistemas de transmisión de energía suelen tener reactores en derivación o bancos de capacitores en serie. Además, la desconexión de un transformador operando en vacío representa una inductancia. En los circuitos inductivos o capacitivos, el cruce por cero de la corriente coincide, según el caso, con el valor máximo de la tensión. En este tipo de circuitos es común que se presenten reencendidos.

2.4 Teorías generales para la interrupción de circuitos.

Teoría de SLEPIAN.- La teoría SLEPIAN, también conocida como teoría de carrera, establece que la interrupción se logra siempre que la fuerza dieléctrica del entrehierro se incremente más rápidamente que la tensión del sistema. Este proceso inicia inmediatamente después del cruce por cero, cuando los electrones son forzados a alejarse del cátodo creando una zona o capa de iones positivos en la región del cátodo.

La **Figura 2.12** muestra la representación gráfica de esta teoría, en donde se presentan dos casos. El primero donde la fuerza dieléctrica del entrehierro se incrementa más rápido que la tensión del sistema y no ocurre el reencendido. En el segundo caso, la tensión del sistema crece más rápido que la fuerza dieléctrica del entrehierro y por lo tanto ocurre el reencendido.

Teoría de Prince.- A esta teoría también se le conoce como teoría de desplazamiento. Ésta establece que el circuito es interrumpido si la longitud de la ruta del arco se incrementa durante la interrupción hasta que la tensión de recuperación no es suficiente para provocar un reencendido. Cuando la corriente cruza por cero, el arco es dividido en dos por un flujo de gas frío, quedando entre cada parte semiconductora del arco una columna de gas frío no conductivo.

Teoría de Cassie.- Esta teoría está basada en la conductividad del arco y asume que las pérdidas de un arco de alta corriente son principalmente por convección y que la temperatura es constante en todo el arco. La temperatura del arco se mantiene independientemente de la sección transversal de este.

Teoría de Mayr.- Considera que el diámetro de la columna de arco es constante y que la temperatura varía en función del tiempo y del diámetro. También asume que la caída de la temperatura se debe a la conducción térmica y que la conductividad eléctrica del arco depende de la temperatura.

Teoría combinada de Browne.- Ésta es un modelo que combina las teorías de Cassie y de Mayr. Considera que antes del cruce por cero, la corriente está definida por el circuito a interrumpir y después del cruce por cero, la tensión en el entrehierro está determinada por el arco. Se considera que la teoría de Cassie es válida para corrientes altas antes del cruce por cero y para el instante posterior al cruce por cero. Esta teoría es usada como herramienta para el diseño y evaluación de circuitos de interrupción.

2.5 Tensión transitoria de restablecimiento

Inmediatamente después de la extinción del arco, se presenta una tensión entre los contactos, que trata de establecer la conducción. A esta tensión se le ha designado como tensión de restablecimiento, y por ser de duración extremadamente corta, del orden de fracciones de ciclo, también se le denomina transitoria.

La TTR puede tener dos componentes, una de frecuencia fundamental y otra de alta frecuencia, la primera causada por un desplazamiento del neutro virtual del sistema trifásico de vectores después de la extinción de primer polo, que la efectúa condiciones de falla trifásica no aterrizada; la segunda, por un fenómeno oscilatorio de alta frecuencia que se presenta entre los parámetros capacitivo e inductivo de los circuitos y equipos que intervienen en el proceso de interrupción.

2.6 Proceso de cierre

Los interruptores deben cerrar e interrumpir los circuitos, esto puede ocasionar ciertos problemas, particularmente, si el interruptor cierra en condiciones de falla. Cuando el interruptor está abierto, la tensión en sus terminales es la tensión del sistema, a esta tensión se le denomina “tensión de cierre”.

Al valor máximo de la corriente que fluye al cerrar el interruptor se le llama “corriente de cierre”. La “potencia de cierre” es el producto de la tensión de cierre por la corriente de cierre. El tiempo de cierre de un interruptor es el que transcurre desde el momento de energizar la bobina de cierre hasta la conexión física de los contactos principales.

Durante el cierre, existen esfuerzos eléctricos entre los contactos a medida que éstos se acercan, estableciéndose arcos de pre encendido que ocasionan desgaste adicional de los contactos. El caso más crítico se presenta cuando el interruptor cierra en condiciones de falla de máxima asimetría.

3.7 Proceso de apertura

Si estando cerrado el interruptor se desea interrumpir el circuito, se libera el mecanismo de apertura el cual permite que los contactos principales se separen. La separación de los contactos genera el arco eléctrico. En la apertura, el arco cumple con funciones de gran importancia durante la interrupción, dependiendo del tipo de medio de extinción usado.

La potencia de corto circuito que el interruptor es capaz de interrumpir, está dada por el producto de la corriente de corto circuito simétrica y la tensión de restablecimiento, un ciclo después de la interrupción. Generalmente se expresan los kA de corriente interruptiva nominal simétrica para indicar la capacidad de corto circuito del interruptor.

El tiempo de interrupción está dado desde el momento en que se energiza la bobina de apertura hasta la extinción del arco eléctrico. Este tiempo consta de 2 partes: el tiempo propio desde la energización de la bobina de apertura hasta la separación física de contactos y el tiempo de arco y se expresa en milisegundos o en ciclos.

Debido a que el interruptor interactúa con el sistema eléctrico, está sometido a una amplia gama de corrientes con características capacitivas, inductivas, resistivas o combinaciones de éstas. El fabricante de interruptores debe tomar en cuenta los efectos de las corrientes de falla para un diseño adecuado del interruptor. La interrupción de la corriente consiste en convertir un espacio altamente ionizado en el entrehierro en un buen aislante con el objeto de que la corriente no fluya a través de él.

Al interrumpirse la corriente, la razón de crecimiento de la TTR y la rigidez dieléctrica varían. Si la TTR tiene una razón de crecimiento mayor a la recuperación de la rigidez dieléctrica, se presenta un "reencendido" del arco. Si la recuperación dieléctrica es más rápida que la razón de crecimiento de la TTR, se tendrá una interrupción exitosa

Se tienen básicamente dos posibilidades para evitar el reencendido del arco: el primero es disminuir la razón de crecimiento de la TTR y el segundo acelerar la regeneración dieléctrica del entrehierro. Los pasos principales que se llevan a cabo en el proceso de la interrupción en un circuito de corriente alterna, se presentan con la ayuda de la **Figura 2.12**.

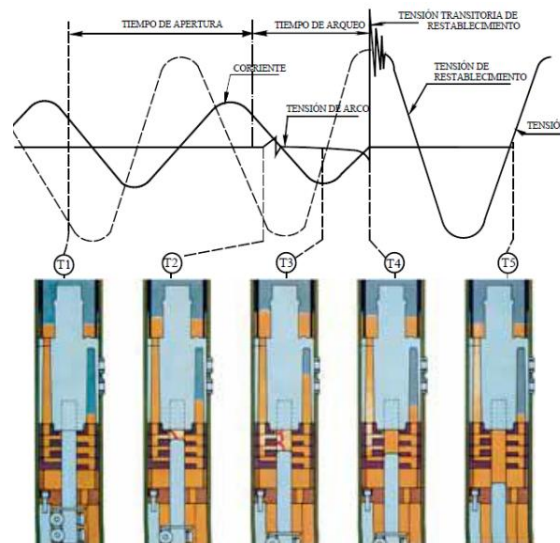


Figura 2.12 Proceso de interrupción de corriente en un circuito de C.A.

Descripción Figura 2.12

T1 El interruptor en posición de cerrado, recibe una señal de apertura. Se inicia la separación de los contactos, con la ayuda del resorte de apertura. T2 El interruptor abre y se forma el arco entre el anillo de arqueo del contacto fijo y el contacto móvil. T3 El contacto móvil se desplaza hacia abajo, abriendo aún más. En el cruce por cero de la corriente, se presenta un alto valor dieléctrico. T4 El arco se extingue, restableciéndose completamente el dieléctrico. T5 El interruptor termina el movimiento de contactos y queda en posición abierto.

2.8 Tipos de Interruptores

a) Medios de extinción

Interruptores de soplo magnético.- El primer diseño de este tipo de interruptor consistió de unas simples cuchillas operadas en aire bajo condiciones atmosféricas. Este diseño tenía una capacidad muy limitada en términos de tensión y de capacidad interruptiva, lo que obligó a desarrollar diseños mejorados que involucraron la inclusión de diferentes componentes cuya función fue mejorar el enfriamiento del arco.

El principal componente fue una caja que contenía un número de placas metálicas o aislantes. En esta caja también se incluyó una bobina de soplo magnético, principalmente para aplicaciones de media tensión. Una cámara de arqueo para este tipo de interruptor es una estructura en forma de caja fabricada con materiales aislantes. Cada cámara de arqueo rodea a un polo del interruptor y en algunos casos sirve de estructura para soportar las placas del arqueo.

Básicamente existen dos tipos de cámaras de arqueo, las cuales se caracterizan principalmente por el material de las placas de arqueo. En el primer tipo de cámara de arqueo las placas están fabricadas de acero suave o de níquel-cadmio. En este tipo, el arco es guiado hacia dentro de las placas por medio de un par de cuernos de arqueo. Subsecuentemente, el arco es atraído hacia adentro de la cámara de arqueo debido a la fuerza producida por la corriente y la presión de los gases calientes.

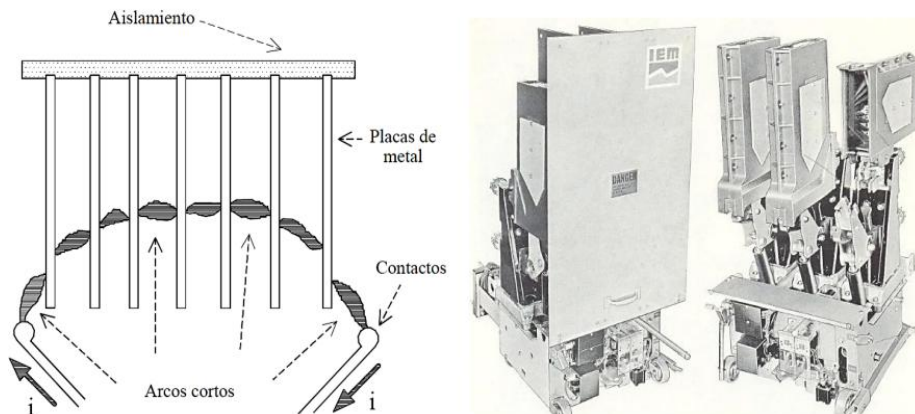


Figura 2.13 Sección transversal de una cámara de arqueo de soplo magnético, e interruptor de soplo magnético.

El segundo tipo de cámara de arqueo fue usada en interruptores para aplicaciones en media tensión, mayores a 15 KV para interrumpir corrientes de falla mayores a 50 kA. De igual forma, usó placas de arqueo aislantes fabricadas con materiales cerámicos tales como óxido de zirconio y óxido de aluminio. En este tipo de cámara el enfriamiento del arco y su extinción final se efectúa mediante una combinación de procesos.

Primero el arco es alargado y forzado a viajar hacia el interior de la trayectoria que se forma por la geometría y ubicación de las placas aislantes y sus ranuras. Al mismo tiempo, el arco se adelgaza conforme pasa a través de las ranuras y llena los espacios entre ellas. Finalmente, cuando el arco hace contacto con las paredes de las placas aislantes el arco es enfriado por difusión en las paredes, logrando su extinción.

Interruptores en pequeño volumen de aceite.- Debido a la necesidad de reducir espacio por los altos costos del terreno, a la escasez y al precio del aceite, se desarrolló en Europa el interruptor en pequeño volumen de aceite, que utiliza volúmenes menores de aceite. Estos interruptores ocupan aproximadamente el 2 % de aceite de un interruptor de gran volumen de aceite para los mismos valores nominales de tensión y capacidad interruptiva.

La principal diferencia entre estos, es que el interruptor **e n** pequeño volumen usa el aceite sólo como medio interruptivo y tiene materiales aislantes sólidos para propósitos dieléctricos, mientras que en los de gran volumen el aceite sirve para ambas funciones. Esencialmente el interruptor en pequeño volumen, consta por cada fase de un vástago móvil de contacto que se introduce en el eje del contacto fijo, ambos contactos están contenidos en una cámara interruptiva localizada dentro de aisladores huecos.

Esos aisladores son fabricados de fibra de vidrio reforzada para aplicaciones de media tensión y de porcelana para tensiones mayores. En el interruptor en pequeño volumen de aceite, cada fase tiene su propia cámara, la cual está a potencial de la línea. La parte viva y tierra están aisladas mediante soportes aislantes, lo cual clasifica a éste como un interruptor de tanque vivo.

Debido al pequeño volumen de aceite utilizado en estos interruptores, se presenta una carbonización muy rápida por la interrupción de fallas y, por lo tanto, se requiere de un mantenimiento más frecuente que en los de gran volumen. Si el mantenimiento no es efectuado en el tiempo requerido, puede presentarse degradación interna en las superficies aislantes de la cámara interruptiva, lo cual puede provocar una falla catastrófica. Esta es la principal desventaja y una de las razones del uso limitado de estos interruptores.

El tipo de cámara de extinción utilizada por los interruptores en pequeño volumen de aceite es la denominada de extinción por auto-soplado. Se denomina así porque el propio arco eléctrico suministra la energía necesaria para su extinción. Esta energía crece con la corriente que se ha de interrumpir y su capacidad de ruptura límite está relacionada con su robustez mecánica. En las cámaras de interrupción el soplado puede ser longitudinal o transversal.

En las de soplado longitudinal los gases bajo presión aseguran un barrido longitudinal del arco, como se ve en la **Figura 2.15**. Debido a la reducida sección de evacuación de gases, la presión en la cámara es normalmente alta, incluso con pequeñas corrientes.

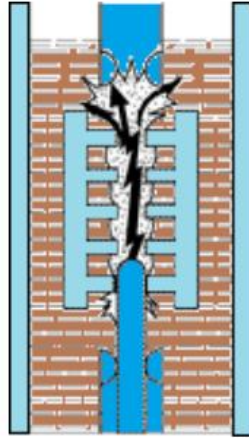


Figura 2.14 Cámara de ruptura de soplado longitudinal.

En la **Figura 2.15** se ilustra cómo, en las cámaras de soplado transversal los gases escapan por las aberturas ubicadas en la periferia de la envoltura. Debido a la mayor sección de los orificios, la presión es más débil que en el caso anterior, lo que permite la extinción rápida de grandes corrientes.

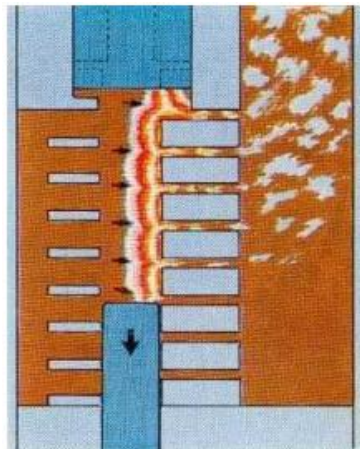


Figura 2.15 Cámara de ruptura de soplado transversal.

Existe una cámara llamada de soplado mixta que reúne las ventajas del soplado longitudinal con las del transversal. En los interruptores provistos con este tipo de cámaras, y a partir del contacto fijo, se sitúan primero las cámaras de soplado transversal y después las de soplado longitudinal.

- 1) Caperuza superior
- 2) Manómetro.
- 3) Válvula de puesta a presión.
- 4) Indicador del nivel de aceite.
- 5) Válvula de control.
- 6) Terminal superior.
- 7) Contacto fijo.
- 8) Cámara de extinción.
- 9) Aislador de la cámara de corte.
- 10) Contacto móvil.
- 11) Contactos rodantes.
- 12) Cilindro de soporte.
- 13) Terminal inferior.
- 14) Cubierta del mecanismo.
- 15) Válvula de vaciado del aceite.
- 16) Aislador de maniobra.
- 17) Aislador de soporte.
- 18) Engranaje de accionamiento.
- 19) Base.

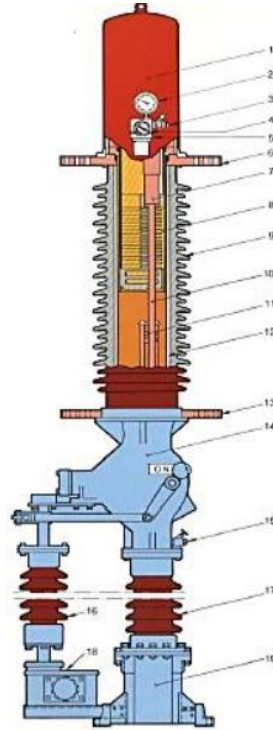


Figura 2.16 interruptor en pequeño volumen de aceite con cámara de soplado mixto.

Desventajas de la extinción por aceite:

El aceite como medio de la extinción del arco tiene las siguientes desventajas:

- Es inflamable
- Posibilidad que se forme una mezcla explosiva con el aire.
- A causa de la descomposición del aceite en el arco, produce partículas de carbón, condición que reduce su resistencia dieléctrica. Por lo tanto requiere regenerarse o cambiarse periódicamente. Lo que eleva los costos de mantenimiento.

Interruptores de sople de aire.- Esta tecnología fue presentada en 1972 y comercializada en 1940, teniendo un gran éxito en la década de los noventa. En todos los diseños de interruptores de sople de aire, el proceso de interrupción se inicia por la formación del arco entre dos contactos y simultáneamente, con el inicio del arco, con la apertura de una válvula neumática que produce un sople de aire a alta presión que alarga la columna del arco, la cual es sometida a los efectos de enfriamiento del flujo de Aire.

Dependiendo de la dirección del flujo del aire en relación con la columna del arco, existen tres tipos básicos de orientación del sople, los cuales son: sople axial, sople radial y sople cruzado. Como se puede observar en la siguiente Figura.

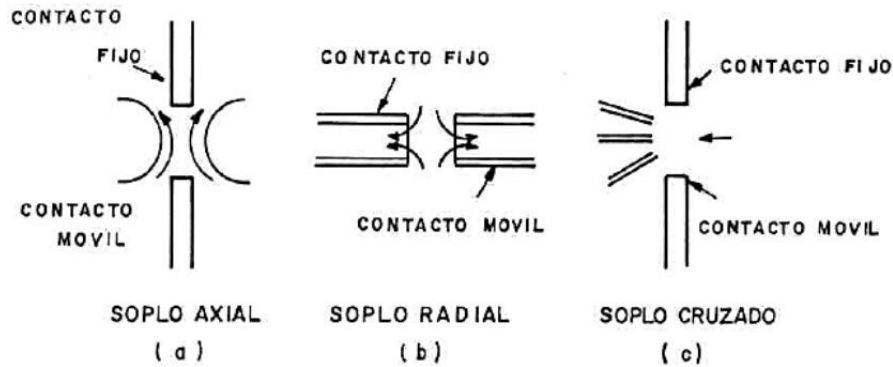


Figura 2.17 Dirección de soplo de aire (a) dirección axial, (b) dirección radial y (c) dirección transversal o sección de soplo.

Los interruptores de soplo de aire, además de que utilizan la propiedad que tiene el aire comprimido para extinguir el arco, también emplea el aire producido por la expansión para el mando de los interruptores. Las presiones de operación varían entre 15-30 bar, estos niveles son tan altos que el aire en el área del arco alcanza altas velocidades. El proceso de interrupción por soplo de aire depende del enfriamiento turbulento, en ella influye la configuración aerodinámica de las toberas, los pasajes o conductos para el flujo del aire y de masa.

El aire comprimido arrastra al arco a través de la tobera y ésta ayuda a expulsar el gas caliente y los productos del arqueo, hacia la atmósfera. La extinción se efectúa cuando se presenta la primera corriente cero y la corriente de aire comprimido aumenta estableciendo una resistencia dieléctrica entre los contactos para soportar la tensión de restablecimiento.

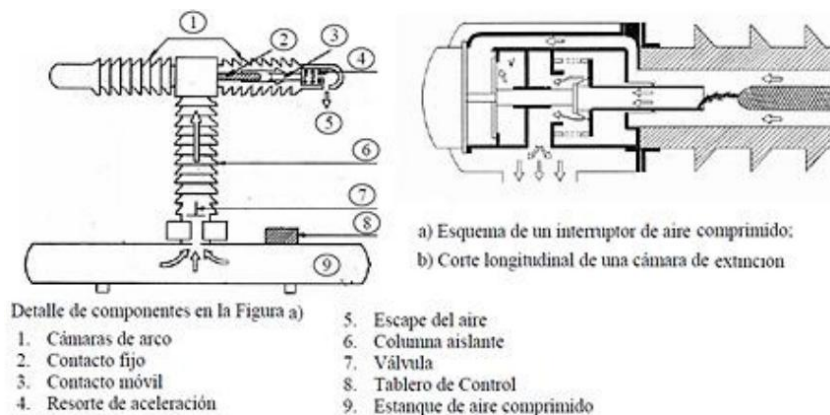


Figura 2.18 Esquema de un interruptor de potencia soplo de aire, marca AEG.

Interruptores en Gas SF₆.- El primer interruptor en SF₆ diseñado para aplicación en alta tensión fue comercializado en 1959 por la compañía Westinghouse. El diseño original de este tipo de interruptores fue una modificación a la tecnología de los interruptores de soplo de aire. Esta modificación consistió en agregar una trayectoria cerrada para los gases de escape.

El aire fue sustituido por gas SF₆ a alta presión, el cual era liberado por una válvula de soplo a través de una tobera a un recipiente de baja presión en lugar de ser liberado a la atmósfera. El gas SF₆ era reciclado a través de filtros, comprimido y almacenado en un recipiente de alta presión para ser utilizado en operaciones subsiguientes.

Los mecanismos de operación de los interruptores de dos presiones en SF₆ fueron prácticamente los mismos que se usaron para interruptores en aceite con ligeras modificaciones o adaptaciones. Esto debido a que la industria estaba acostumbrada a la tecnología en aceite, lo que facilitó la aceptación de los interruptores de dos presiones en SF-6.

Las presiones de operación eran del orden de 0.2 MPa para el lado de baja y 1.7 MPa para el lado de alta, respectivamente. Estos interruptores se clasifican del tipo de tanque muerto. El diseño del interruptor prevaleció en el mercado hasta mediados de los años setenta, que fue cuando se introdujeron los interruptores de soplo de una presión, con un diseño más simple y confiable.

Una de las ventajas de los interruptores de dos presiones es el uso de mecanismos de operación de baja energía comparado con el mecanismo de los interruptores de soplo de una presión. Sin embargo, desde el punto de vista de energía total, se debe de considerar la energía que se gasta en comprimir el gas para almacenaje y la energía adicional que se requiere para prevenir la licuefacción del SF-6 a bajas temperaturas ambientales.

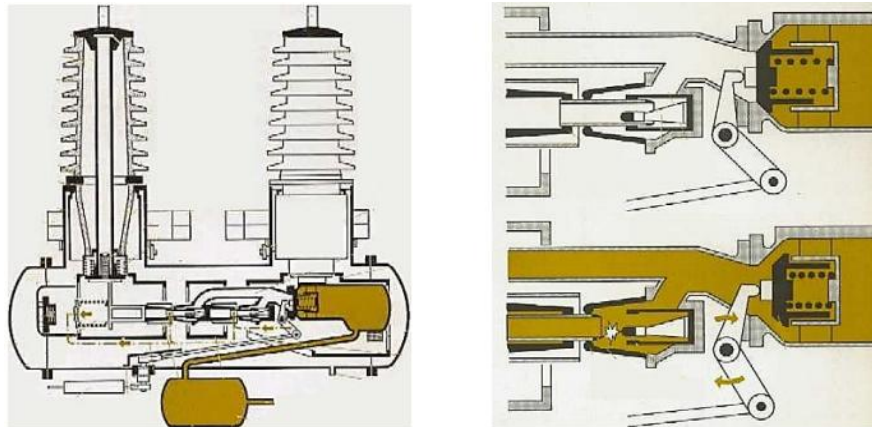


Figura 2.19 Interruptor en SF₆ de dos presiones tanque muerto.

El problema de licuefacción que se presenta a bajas temperaturas fue la desventaja principal de este tipo de interruptores, por lo que se requería el uso de calefacción. Otras de las desventajas son: los grandes volúmenes de SF₆ requeridos, las altas tasas de fugas debido a las altas presiones de operación y la complejidad del diseño debido al uso de válvulas de soplo.

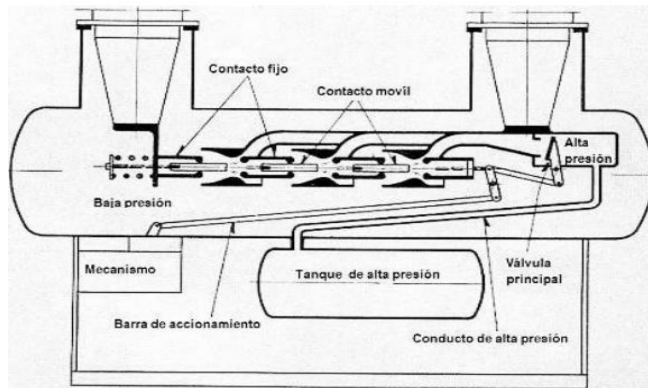


Figura 2.20 Interruptor en SF6 a dos presiones. Tanque muerto.

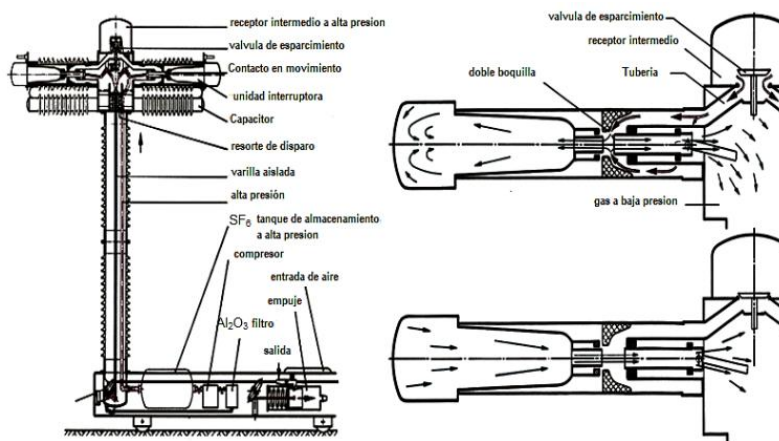


Figura 2.21 Partes componentes de un interruptor en SF6 a dos presiones Tanque vivo.

Interruptores en vacío.- Los primeros dispositivos de interrupción en vacío se comercializaron en la década de los cincuenta por la compañía Jennings y fue hasta 1962 cuando la compañía General Electric introdujo al mercado el primer interruptor en vacío para media tensión. Los interruptores en vacío toman ventaja del vacío debido a sus excepcionales características dieléctricas y a sus capacidades de difusión como medio interruptivo.

Uno de los principales problemas técnicos que se presentaron al inicio fue el desgasificación de los materiales de los contactos, que es un proceso necesario para prevenir la degradación del vacío, debido a la liberación de gases que normalmente están atrapados en los metales. Otro problema fue la falta de tecnologías adecuadas necesarias para unir o soldar confiable y efectivamente las envolventes cerámicas a los extremos metálicos de la cámara.

Estos problemas han sido resueltos incrementando la confiabilidad en el sellado de las cámaras interruptivas para prevenir fugas de vacío. En los años setenta se realizaron intentos para desarrollar interruptores en vacío para aplicaciones a tensiones mayores a 72.5 KV. Sin embargo, esos diseños no fueron adecuados para competir con los interruptores en SF6 y el poder del vacío ha quedado relegado a aplicaciones en el rango de 5 a 38 KV, donde predominan.



Figura 2.22 Interruptor de Potencia en Vacío marca SIEMENS 15.5 /27.6 / 38 Kv.

El interruptor de vacío es básicamente una botella o cámara de cerámica sellada de por vida. Las cámaras en vacío se fabrican por dos métodos El más conocido de los métodos es el de estrangulamiento, en el cual las cámaras son evacuadas individualmente en una plataforma de bombeo después de que han sido ensambladas.

Una tubería de evacuación se localiza en un extremo de la cámara, en un lado del contacto fijo. Una vez que se alcanza el vacío, el tubo es sellado con soldadura. Con el segundo método las cámaras son unidas y evacuadas en hornos especialmente diseñados. La ventaja de este proceso es que la evacuación se realiza a temperaturas mayores y por lo tanto se logra un mayor grado de pureza en el vacío durante el ensamble.

La presión de operación dentro de la cámara es del rango de 10^{-5} Torr (Torr = 1 mmHg), en el cual no se puede formar un plasma debido a la ausencia de los átomos que se requieren para la ionización. El arco en cuestión se forma únicamente en un vapor metálico, producto de la separación de los contactos, para difundirse luego en forma radial. Esto evita un reencendido del arco después del paso natural por cero de la corriente.

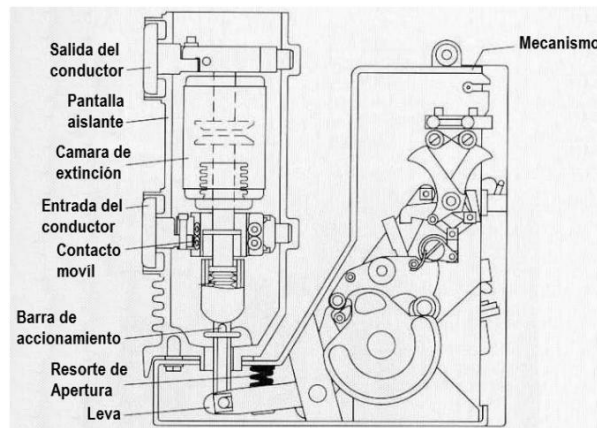


Figura 2.23 Cámara de extinción y mecanismo de resorte.

Los diseños de los contactos de las cámaras en vacío son en forma de disco o copa con una distancia de 8 a 10 mm entre ellos. Se utilizan diferentes aleaciones para la fabricación de los contactos, siendo dos aleaciones las que han dado mejores resultados para la aplicación en interruptores, la primera es de Cu-Bi (cobre-bismuto) y la otra es de Cu-Cr (cobre-cromo).

En la aleación Cu-Bi el cobre es el material base con un 98% y el bismuto con un 2%. Para la aleación Cu -Cr la composición es de hasta un 60% de Cu y un 40% de Cr. En general los contactos fabricados con la aleación de Cu-Bi tienen una resistencia de soldado de 7 veces menor que los de aleación Cu-Cr pero tienen un nivel mayor para la interrupción prematura de corriente (current chopping).

Ventajas de los interruptores en vacío:

- Son seguros y confiables.
- Son compactos.
- Tienen tasa baja de desgaste de contactos.
- Requieren poco mantenimiento.
- Máxima resistencia aislante conocida.
- Al abrirse los contactos en vacío en un circuito C.A., la interrupción se efectúa en el primer valor cero de la corriente, lográndose la rigidez dieléctrica a una velocidad miles de veces mayor que cualquier otro interruptor convencional, esta característica logra que los equipos en vacío sean más eficientes, menos voluminosos y de menor costo de operación y mantenimiento. (en bajas capacidades y tensiones hasta 34.5 KV).

b) Mecanismo de Accionamiento

Mecanismo de resorte.- Los mecanismos operados por resortes se han usado por muchos años en la aplicación de interruptores. La energía de este tipo de mecanismo, es almacenada en resortes de cierre. Esta energía es utilizada para cerrar el interruptor por medio de una señal que libera un trinquete de cierre.

El motor y la rueda dentada cargan automáticamente los resortes de cierre, lo cual genera la secuencia de cierre de contactos. Los resortes cargados son mantenidos en esa posición por un trinquete que evita rotación de la leva de cierre. Para liberar la energía de los resortes se opera una bobina o solenoide de cierre o una palanca de cierre manual.

Después de la activación de la bobina de cierre se libera un seguro de cierre secundario, mientras que el seguro primario gira hacia abajo debido a la fuerza ejercida por los resortes de cierre cargados, permitiendo la rotación de la leva de cierre que está conectada a las varillas de operación. Conforme la leva gira, acciona el varillaje que a su vez gira la flecha principal de operación provocando el movimiento de los contactos que están conectados a la flecha por medio de barras aislantes.

El movimiento del varillaje carga el trinquete de disparo. Este trinquete mantiene al interruptor en posición cerrado. Además de cerrar los contactos, los resortes de cierre proporcionan energía suficiente para cargar los resortes de apertura. La apertura de los contactos se realiza en forma eléctrica o manual, sin embargo, la apertura manual se utiliza sólo para propósitos de mantenimiento.

Cuando se envía una señal de disparo, el seguro de disparo libera el mecanismo de leva. La fuerza producida por el varillaje hace girar el mecanismo de leva liberando los resortes de apertura, los cuales están conectados a la flecha principal de operación, proporcionando la energía necesaria para abrir los contactos del interruptor. El accionamiento de un interruptor basado en resorte contiene los siguientes elementos principales:

- Fuente de energía a través de motor eléctrico en sistema reductor de velocidad formado por corona y tornillo sinfín.
- Acumulador de energía basado en resortes.
- Dos mecanismos, uno de cierre y otro de apertura, que retienen automáticamente la energía proporcionada por los resortes y la liberan a voluntad, por control local manual o a distancia, eléctricamente mediante solenoides.
- Elemento amortiguador, hidráulico generalmente que después de las maniobras del interruptor absorbe la energía sobrante, producto de la inercia de los resortes.
- Elemento de protección y control mecánico que impide maniobras falsas, tales como maniobra de cierre durante el periodo de carga de los resortes de mando, inversión de giro de la manivela cuando se desea cargar el resorte manualmente.
- Elementos que automáticamente obligan de nuevo a la carga del resorte (por motor) inmediatamente después del cierre del interruptor, dejando el mando dispuesto en pocos segundos para realizar una maniobra de cierre. mando dispuesto en pocos segundos para realizar una maniobra de cierre.

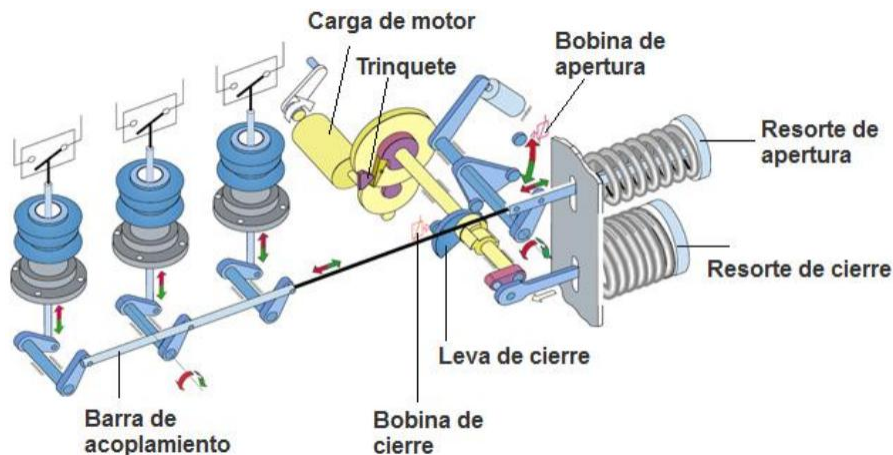


Figura 2.24 Esquema simplificado de un mecanismo típico de operación de resortes. Para interruptores de media tensión.

Existen diferentes diseños de mecanismos basados en resortes; por ejemplo, para un interruptor de soplo en SF6 de 31.5 kA de capacidad interruptiva, 36 KV, se requieren resortes de disparo que entreguen una energía de sólo 250 joules. Para un interruptor de 50 kA de capacidad interruptiva y para tensiones mayores a 123 KV, las fuerzas de soplo y las energías se incrementan considerablemente hasta 3 kJ.

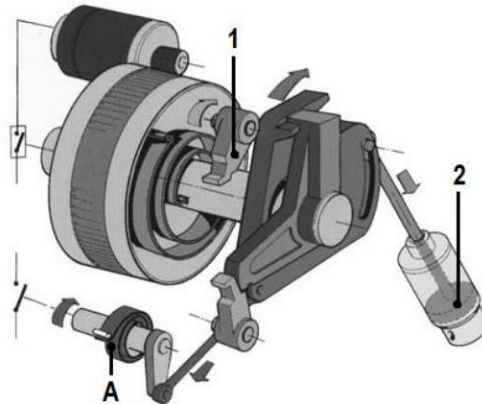


Figura 2.25 Secuencia de apertura del mecanismo de resortes.

Para abrir el interruptor, el gatillo de apertura (1) es liberado por la bobina de disparo, y el resorte de apertura (A) del interruptor realiza la operación. El movimiento del sistema de contacto es retardado por un dispositivo amortiguador (2). Con un interruptor operado a resorte, la operación de apertura es extremadamente fiable dado que la operación sólo depende del funcionamiento del gatillo de apertura y el resorte de apertura.

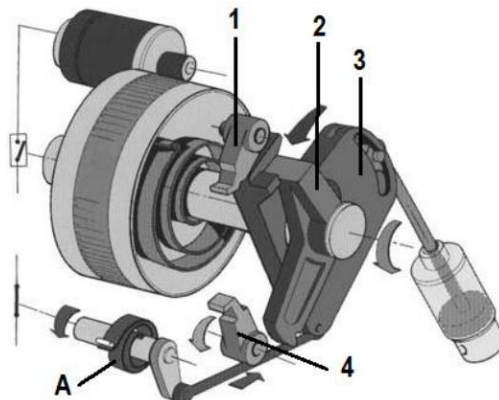


Figura 2.26 Secuencia de cierre del mecanismo de resortes (2).

La liberación del gatillo de cierre (4) es una respuesta inmediata para cerrar el interruptor. La palanca del impulsor (2) empuja la palanca de cierre excéntrica guiada (3) a la posición cerrada. El resorte de apertura (A) es cargado. La palanca de cierre (3) conectada al interruptor es enganchada por el gatillo de apertura (2) en la posición cerrada. La palanca excéntrica guiada (3) la palanca impulsora (2) es desacoplada y continúa hasta la posición de descanso.

Mecanismo neumático.- Los mecanismos neumáticos son los usados comúnmente en interruptores de soplo de aire, debido a que usan aire comprimido como medio aislante e interruptivo. Esto no significa que este tipo de mecanismos se usen sólo en este tipo de interruptores, ya que también se usan para operar interruptores en aceite y en SF6. Las partes principales de un sistema de accionamiento neumático son las siguientes:

- Fuente de energía formada por un grupo de motor-compresor.
- Tanque para almacenamiento de aire comprimido.
- Conjunto principal de accionamiento: válvulas de conexión, válvulas de desconexión, émbolo de accionamiento.
- Solenoides de conexión y desconexión
- Elementos de control y protección.
- Elementos para señalización de posición del interruptor.

La **Figura 2.27** muestra un ejemplo típico de un mecanismo neumático, el cual usa un émbolo para mover la barra de accionamiento de cierre y apertura. Estos mecanismos tienen un tanque para almacenar aire a alta presión que es utilizado para realizar al menos 5 operaciones sin necesidad de recargarlo entre operaciones.

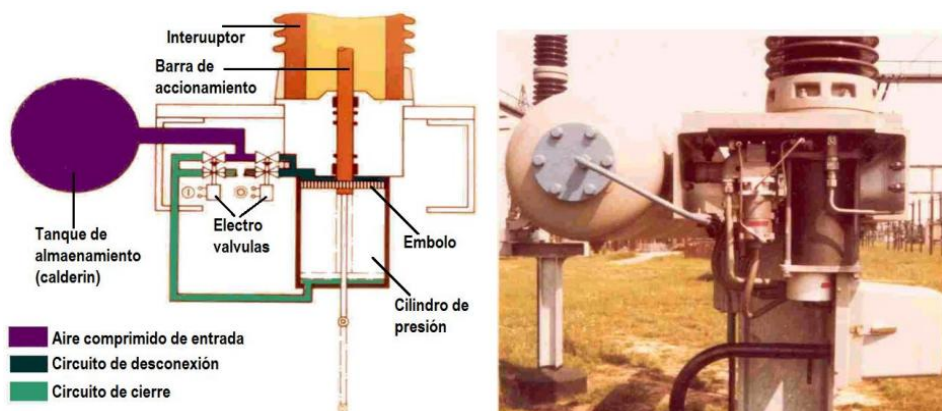


Figura 2.27 Dibujo esquemático de un mecanismo neumático de un interruptor en SF6 marca AEG de 230kV de tensión nominal.

Maniobra de conexión.- La orden de conexión se transmite eléctricamente a la bobina de conexión de la válvula de accionamiento (19). En dicha válvula, el impulso eléctrico se transforma en una orden neumática, la cual se transmite por medio de la unión por tubo corto directamente hasta el accionamiento (16). De esta forma el émbolo (20) del accionamiento se desplaza desde la posición de desconexión hacia la posición de conexión y el interruptor queda cerrado.

Durante el recorrido del émbolo y en el lado opuesto del mismo, el espacio existente queda vacío de aire, por medio de la válvula de desconexión (21). Simultáneamente, el dispositivo de contactos auxiliares se acciona de forma directa y mecánica por el émbolo de accionamiento (20) y se sitúa señalizando la posición mediante la varilla en la posición de conectado.

A través del movimiento de los contactos de dicho dispositivo de contactos auxiliares, se interrumpen los circuitos eléctricos del accionamiento de conexión. La válvula de accionamiento desconexión se cierra y de esta forma apoya y refuerza la maniobra mediante acoplamiento neumático. Después del cierre de la válvula de accionamiento de conexión, el aire de accionamiento restante que permanece en el cilindro de accionamiento se evacua mediante la válvula de descarga que hay en la válvula de accionamiento de desconexión.

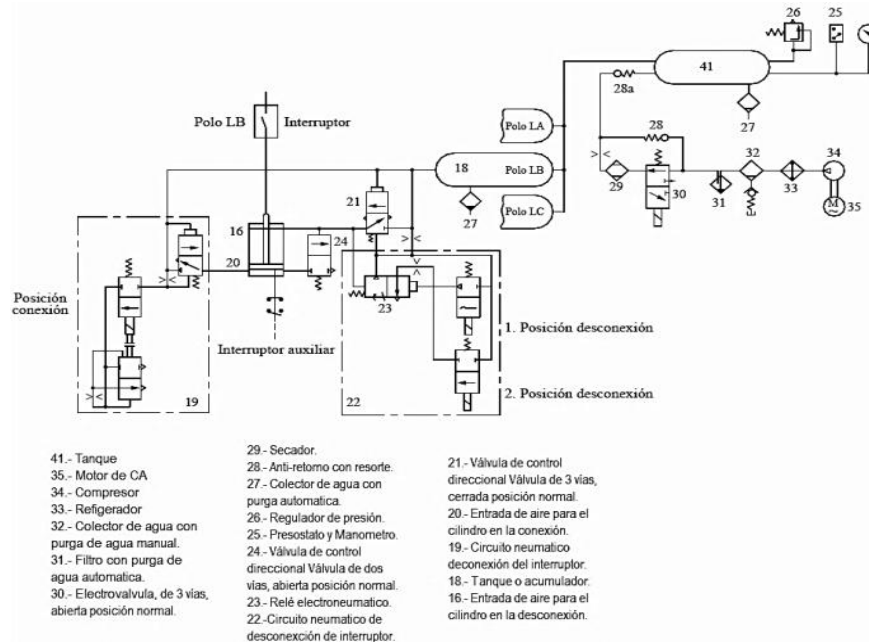


Figura 2.28 Esquema de un interruptor desconectado y sin presión.

Maniobra de desconexión.- La orden de desconexión se da de forma eléctrica a la bobina de desconexión de la válvula de accionamiento (22). En dicha válvula, el impulso eléctrico se transforma en una orden neumática que se transmite a la válvula de amplificación (23). La válvula de amplificación se abre y descarga la presión en el espacio de accionamiento de la válvula de desconexión (21), de tal forma que el émbolo de la válvula de desconexión se desplaza hacia abajo.

A través de la válvula de desconexión (21) abierta, el aire comprimido que se encuentra en el calderín llega de forma simultánea al accionamiento (16) de las columnas, así como al accionamiento de la válvula de evacuación (24) y, mediante el acoplamiento de retorno a la válvula de amplificación (24). El émbolo (20) del accionamiento se mueve desde la posición de conexión hacia la posición de desconexión y el interruptor queda desconectado.

Durante el recorrido del pistón y en el lado opuesto del mismo, el espacio existente queda vacío de aire por medio de la válvula de evacuación (24) de sección amplia. Simultáneamente, el dispositivo de contactos auxiliares cambia su posición por medio de la varilla que se utiliza para señalización de posición, la cual es accionada de forma directa y mecánica.

Al modificarse la posición de los contactos del dispositivo de contactos auxiliares se interrumpe eléctricamente el circuito del accionamiento de desconexión, provocando el cierre de la válvula de accionamiento de desconexión. Mediante el acoplamiento de retorno se comanda la válvula de amplificación (23) de forma rápida. La válvula de descarga de la válvula de desconexión (21) evacúa el aire del espacio situado por encima del pistón de accionamiento, asimismo actúa el mando para la válvula de evacuación (24).

Mecanismo hidráulico.- Los circuitos hidráulicos se han usado por muchos años en mecanismos para interruptores. Estos operan a presiones mucho mayores de fluido que los cilindros neumáticos y por lo tanto el diámetro del cilindro, el paso del fluido y la mayoría de las partes son más pequeñas. El aspecto de las fugas es más importante que en los mecanismos neumáticos, debido a que el fluido tiene que ser conservado y reciclado.

Las tolerancias de muchas de las partes son más críticas. El fluido utilizado en los mecanismos hidráulicos es nitrógeno. El mecanismo del tipo hidráulico es sólo una variación del mecanismo neumático. En el mecanismo del tipo hidráulico la energía es almacenada en un acumulador de nitrógeno y el fluido hidráulico se vuelve un eslabón operado por fluido interconectado entre el acumulador y el sistema de varillaje, es muy similar al usado con los mecanismos neumáticos.

Un sistema de accionamiento hidráulico consta de los siguientes elementos:

- Cilindro de doble efecto diferencial (2); en el cual el lado de menor superficie está en permanente comunicación con el acumulador de energía (1).
- Fuente de energía compuesta por grupo moto-bomba hidráulica (4).
- Acumulador de energía (1).
- Válvula principal de conmutación (3) para control de la posición del interruptor.
- Conjunto de solenoides de cierre y disparo Y1, Y2 / Y3.
- Recipiente de aceite (5).
- Sistema de control y protección (6) del accionamiento hidráulico, así como para la integridad misma del interruptor.
- Señalizadores ópticos de posición.

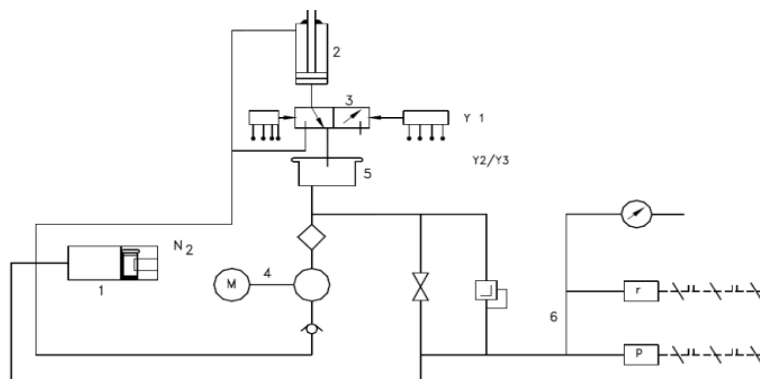


Figura 2.29 Circuito básico de accionamiento hidráulico.

Para la Maniobra de cierre nos basaremos en la **Figura 2.30**, donde en el instante que el interruptor se encuentra abierto, la motobomba inyecta presión haciendo circular el aceite del cárter (17), pasando por el filtro (21) y liberando la válvula anti retorno (22) hasta llegar al distribuidor (24), donde se localizan conectados un manómetro (30) y los microswitch de alarmas y bloqueos (26) de igual forma una válvula de sobrepresión (25).

El distribuidor sale circuito de aceite de alta presión hasta el mecanismo de accionamiento, inmediatamente después de que la bobina de cierre (E) actúa sobre la válvula anti retorno (10) el aceite a alta presión circula por los circuitos (1), (2) y (4) empujando a los émbolos (3) y (5) que a su vez actúan sobre las válvulas (11) y (12) haciendo circular el aceite con una presión tal que actúa sobre el embolo (F1).

Acoplado a la barra actuadora (8) empujándolos para el cierre de los contactos principales del interruptor y cambiando el indicador de estado (14) de abierto a cerrado. En el acumulador (13) el aceite empuja al embolo haciendo compresión sobre el nitrógeno que queda en condición para actuar cuando el mecanismo haga el proceso de apertura, los émbolos (3) y (5) de igual forma aísla al circuito de baja presión (6) que sirve al aceite de retorno al cárter.

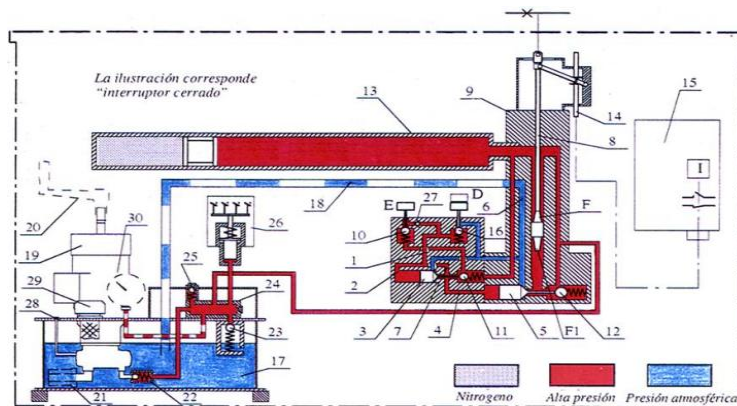


Figura 2.30 Mecanismo hidráulico en estado cerrado.

En la maniobra de apertura el proceso es más sencillo, en el instante en que la bobina de apertura (D) actúa sobre la válvula (16) se libera la presión mantenida en el sistema y haciendo circular el aceite a través del circuito (6) que va directamente al cárter. El nitrógeno comprimido en el acumulador (13) empuja al embolo haciendo circular al aceite que carece de alta presión, de igual forma el aceite desplazado por el nitrógeno hace actuar al embolo (F).

Moviendo la barra que abre los contactos del interruptor (8) y el cambiador de estado de cerrado a abierto (14). Los émbolos (3) y (5) regresan a la posición de abierto liberando el aceite que circula por el circuito de retorno (6), cuando la presión disminuye considerablemente las válvulas anti retorno (10), (11) y (12) regresan a su posición de cerrado evitando que el sistema libere aceite y una presión mayor del que se necesita para el proceso de cierre.

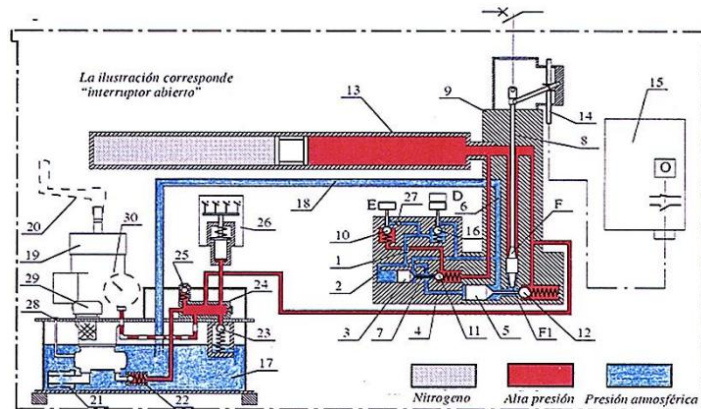


Fig. 2.31 Mecanismo Hidráulico en estado abierto.

2.9 Transformadores de Instrumento TC

En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferencias de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente de los equipos primarios, los equipos de medición y protección, es que estos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas fielmente del sistema a través de dispositivos especiales llamados transformadores de instrumentos.

La relación de las magnitudes de corriente y potencial logra también una disminución de niveles de aislamiento y capacidad y por lo mismo, del tamaño y costo del equipo. El comportamiento y la selección de los transformadores de instrumentos es crítico para la protección y medición, ya que esta será solo tan eficientemente exacta como lo sean estos según los parámetros eléctricos que se manejen.

Los transformadores de corriente según sea su construcción y según su aplicación se utilizan ya sea para medición o protección, especificaciones generales de un TC entre las cuales se mencionan los aislamientos de porcelana o aceite, potencia y carga admisible según la clase de TC.

Se detallan también las respectivas conexiones tanto en estrella y en delta, además de describir la manera en que se puede conectar el primario para modificar la relación de transformación y finalizando con las especificaciones para la elección de un transformador de corriente.

Un transformador de corriente o "TC" es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito. Un transformador de corriente por su aplicación se puede subdividir en transformador de medición y transformador de protección, no obstante los transformadores se diseñan para realizar ambas funciones y su corriente nominal por secundario puede ser de 1 ó 5 Amperios.

Circuito equivalente del Transformador de Corriente "TC".- Refiriéndonos al diagrama que se muestra y haciendo las siguientes consideraciones:

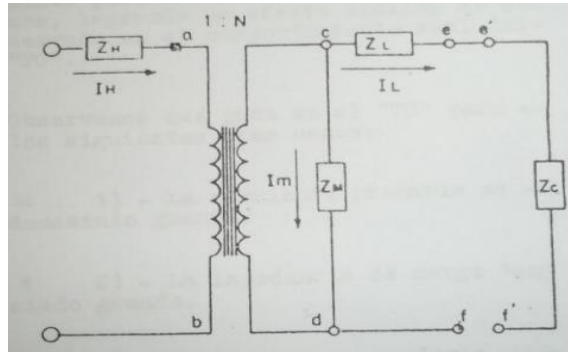


Figura 2.32 Diagrama equivalente del Transformador de corriente o TC.

En el diagrama:

Z_H = Impedancia propia del devanado de alta tensión.

Z_L = Impedancia propia del devanado de baja tensión.

Z_M = Impedancia de magnetización del transformador.

Z_C = Impedancia de carga en el secundario.

I_H = Corriente primaria.

I_L = Corriente que alimenta a la carga.

I_M = Corriente de magnetización.

1: N = Relación de transformación "RTC".

Consideraciones:

- El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador, por lo que la corriente primaria I_H es la misma de la línea y la impedancia Z_H es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

- La impedancia de carga Z_C es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el "TC" debe alimentar, esta tendrá siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de corriente y no sacar al "TC" de sus características de diseño.

Condiciones de operación del Transformador de Corriente TC

Condiciones de operación normal.- Bajo condiciones normales de operación, la corriente secundaria será $1/N$ veces la corriente primaria del "TC" y su diagrama vectorial de operación será aproximadamente el siguiente:

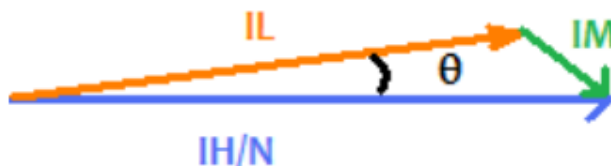


Figura 2.33 Diagrama fasorial de corrientes en secundario de transformador de corriente "TC".

Esto también se puede entender si nos enfocamos en el nodo “c” de la figura 1, como ya sabemos el primario es conectado abriendo el circuito del cual se tomara la muestra de corriente teniendo así la corriente I_H , que al ser reflejada al lado secundario por la misma relación de transformación del transformador 1:N se tiene a nivel secundario I_H/N . Esta es la corriente que entra al nodo “c”, si observamos hay dos corrientes que salen del mismo nodo, las cuales son I_L y I_M , por lo cual estas corrientes se relacionan vectorialmente como:

$$\frac{I_H}{N} = I_L + I_M$$

Ecuación 2.2 Relación de corrientes vectorialmente.

Donde el error de relación que representan la corriente de magnetización I_M y el ángulo θ son despreciables, en la figura 3.37 han sido exagerados para poder ser observados, es decir que bajo condiciones normales de operación la corriente I_H/N es prácticamente la misma corriente I_L debido a que el desfase θ entre ambas es despreciable y la corriente de magnetización es muy pequeña.

Condiciones anormales de operación.- La capacidad de transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario, depende de las características de diseño y construcción del “TC”, como son: La capacidad de sus conductores, el nivel máximo de voltaje que debe soportar el “TC” entre espiras y las características magnéticas de su núcleo.

Como sabemos en todo material magnético la permeabilidad se puede suponer como una función lineal de la densidad de flujo para determinados valores de esta última y que rebasando este rango de valores, varía en forma no lineal haciendo tender la densidad a un máximo dado por las características propias del material.

Ahora para poder entender con mayor detalle la siguiente parte es de definir un concepto fundamental para el siguiente análisis el cual es la corriente de magnetización I_M la cual es la corriente requerida para producir flujo magnético en el núcleo del transformador, es decir que si esta corriente aumenta también se incrementa el flujo magnético del transformador lo cual provocaría efectos que podrían poner en peligro al “TC”.

Observemos que pasa en el “TC” para los siguientes tres casos:
La corriente primaria es demasiado grande, la impedancia de carga es demasiado grande y el circuito secundario está abierto.

La corriente primaria es demasiado grande.- Cuando la corriente primaria I_H crece, la corriente I_H/N secundaria será proporcionalmente más grande. Supongamos que la corriente del primario I_H es mayor a la especificada en el diseño del “TC”, las corrientes secundarias I_M de magnetización e I_L corriente que alimenta la carga, crecerán también esto debido a la relación vista anteriormente al analizar el nodo “c” del circuito equivalente del transformador.

Al crecer I_M la excitación del núcleo será mayor y como lo habíamos dicho, el efecto que se presentara será similar a la disminución de Z_M provocando un crecimiento mayor de I_M que de I_L , y así un incremento en el error de relación de transformación y en el ángulo de desfase como se puede observar en el diagrama fasorial de la figura 3.38.

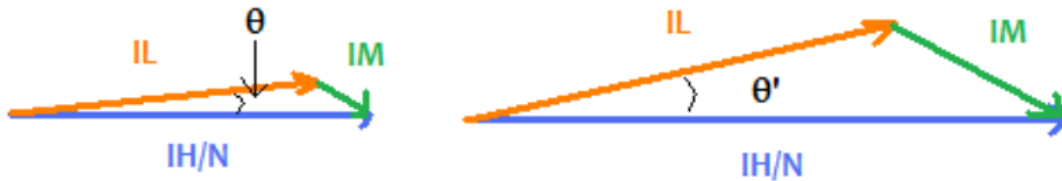


Figura 2.34 Diagrama fasorial condiciones de corriente primaria mayor, desfase θ y de corriente secundaria cambian debido al incremento de corriente de magnetización.

Efectos del incremento de la I_M en el transformador:

- Los parámetros que establece el fabricante del TC cambian.
- El núcleo se satura.
- Se reduce la vida útil del transformador.
- El núcleo se sobrecalienta.
- El ángulo de desfase entre corriente primaria y secundaria es totalmente diferente debido a que I_M ya no se desprecia como antes.

La impedancia de carga es demasiado grande.- Cuando la carga Z_C tiene una magnitud mayor a la que el “TC” puede alimentar el voltaje entre las terminales cd de la figura 1, será mayor para un valor de I_H que el transformador normalmente debe soportar sin problemas, al ser mayor V_{Cd} , la corriente de magnetización I_M crecerá logrando un efecto similar al anterior.

El circuito secundario está abierto.- Cuando el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor dado por:

$$V_{ed} = V_{ef} = \frac{I_H \times Z_M}{N}$$

Ecuación 2.3 Corriente de ruptura de aislamiento.

Que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espigas y algunas veces, la explosión del “TC”. Si la excitación del núcleo dada por I_M es grande y varía en forma repentina, como lo puede ocasionar una corriente de falla elevada, el núcleo puede quedar magnetizado y provocar errores de relación aun dentro de los valores especificados para el “TC”.

Al conectar el TC solo en el primario y se deja sin conectar en el secundario esto ocasionaría que la corriente reflejada del primario al secundario alimente a Z_M lo cual es malo debido a que toda la corriente I_H/N se convertiría en la corriente de magnetización I_M elevando muchísimo el flujo magnético e induciendo así una grandísima cantidad de tensión en Z_M lo cual provocaría que los aisladores del TC no soporten tal nivel de tensión y entren en ruptura lo cual podría provocar que el TC llegase a explotar.

Tipos de transformadores de corriente según su construcción.- Existen tres tipos de TC según su construcción:

a) Tipo devanado primario.- Este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario, los devanados primario y secundario están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado, esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones.

b) Tipo barra.- Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado, el devanado primario consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.

c) Tipo boquilla o Bushing.- El devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como devanado primario.

Tipos de transformadores según su aplicación.- Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección, mixtos o combinados.

a) Transformador de medición.- son los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

b) Transformador de protección.- Son los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir 30 veces la corriente nominal.

c) Transformadores mixtos.- En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición, y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados para los circuitos de protección.

d) Transformadores combinados.- Son aparatos que bajo una misma cubierta albergan un transformador de corriente y otro de tensión, mayormente usados en estaciones de intermedia fundamentalmente para reducir espacios.

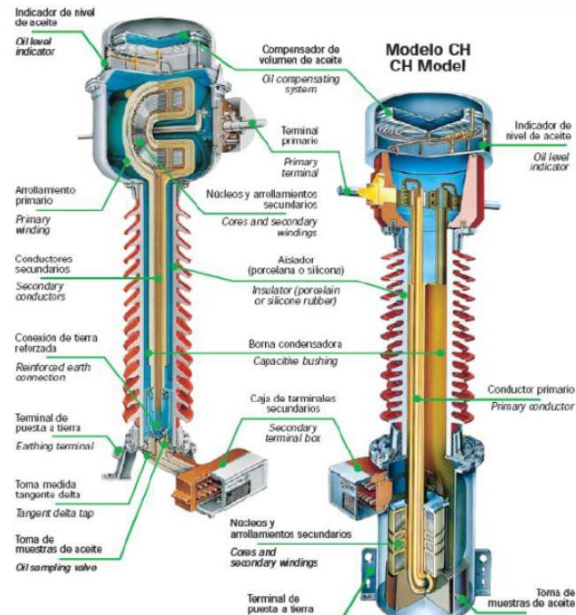


Figura 2.35 Muestra las partes de un transformador de corriente modelo CH.

Aislamiento externo.- Es el que consta de una envoltura de cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga como para que ningún arco pueda saltar bajo condiciones de contaminación como lluvia, niebla, polvo etc.

Aislamiento interno.- varía según sus características constructivas, puede ser un aislador construido con cartón prespán impregnado en aceite para el conjunto de los núcleos y arrollamientos secundarios, y otro puede ser a través de moldes de resina de epoxi que las fija, las separa y las aísla, existiendo una cámara de aire entre el aislamiento externo de porcelana y el cuerpo de resina.

Núcleo.- Los TC de medida y protección tienen un núcleo de chapa magnética de gran permeabilidad, cabe diferenciar que si es un transformador de medida, el núcleo a utilizar es de chapa de rápida saturación, mientras que si es un transformador de protección la chapa a utilizar será de saturación lenta.

Con esta distinción de núcleos se garantiza que cuando se utiliza una chapa de rápida saturación para transformadores de medición, se tendrá una buena precisión en la medida para corrientes primarias no superiores al 120% de la corriente primaria nominal, mientras que las sobrecargas e intensidades y cortocircuitos no se transfieren al secundario gracias a la rápida saturación de la chapa, por otra parte cuando se elige una chapa de saturación débil para transformadores de protección.

Se garantiza en el mantenimiento de la relación de transformación para valores de intensidad primaria varias veces mayor a la nominal, con lo que en el secundario se pueden obtener calores proporcionales a las corrientes de sobrecarga y cortocircuito aptos para poder accionar los dispositivos de protección.

Arrollamiento primario.- Es de pletina de cobre electrolítico puro, en barra pasante o formando varias espiras distribuidas por igual alrededor del núcleo.

Arrollamiento secundario.- Es de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado, uniformemente distribuido alrededor del núcleo.

Bornes terminales primarios.- Pueden ser de latón, bronce o aluminio, están ampliamente dimensionados y son de forma cilíndrica, planos o con tornillos.

Bornes terminales secundarios.- Son de latón y se hayan alojados en una caja de bornes de baja tensión estanca.

3 Desarrollo

3.1 Diagrama unifilar de los interruptores

a) Interruptor 4070

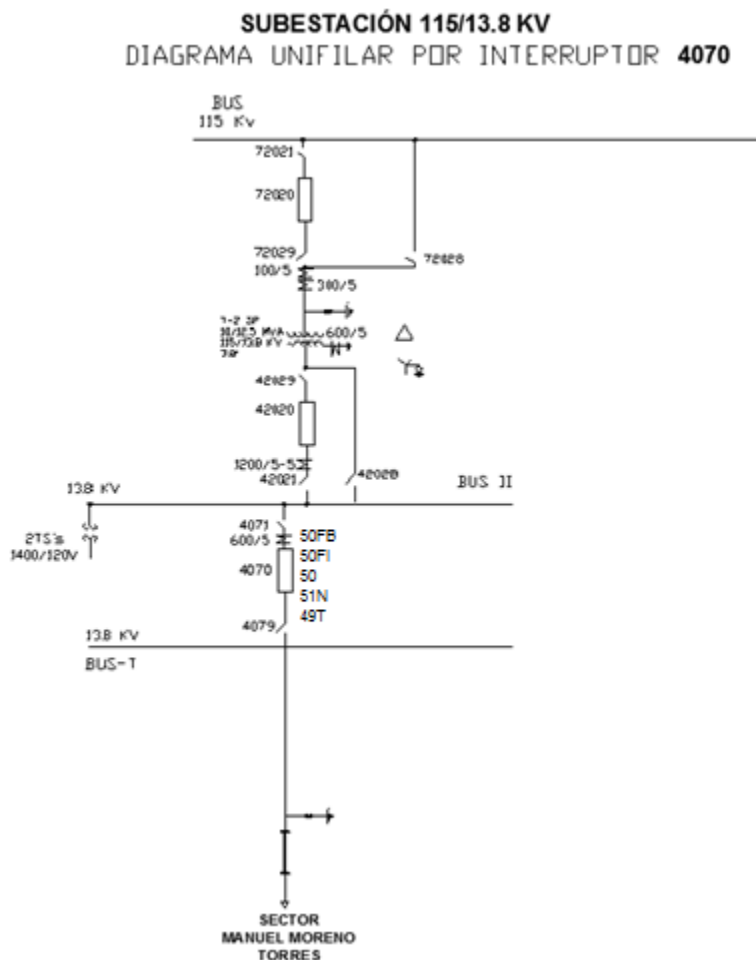


Figura 3.1 Diagrama unifilar del circuito 4070 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4070 en vacío es de 3000 KVA o 3 MVA que alimenta al Sector MMT.

b) Interruptor **4060**

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV
DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR 4050

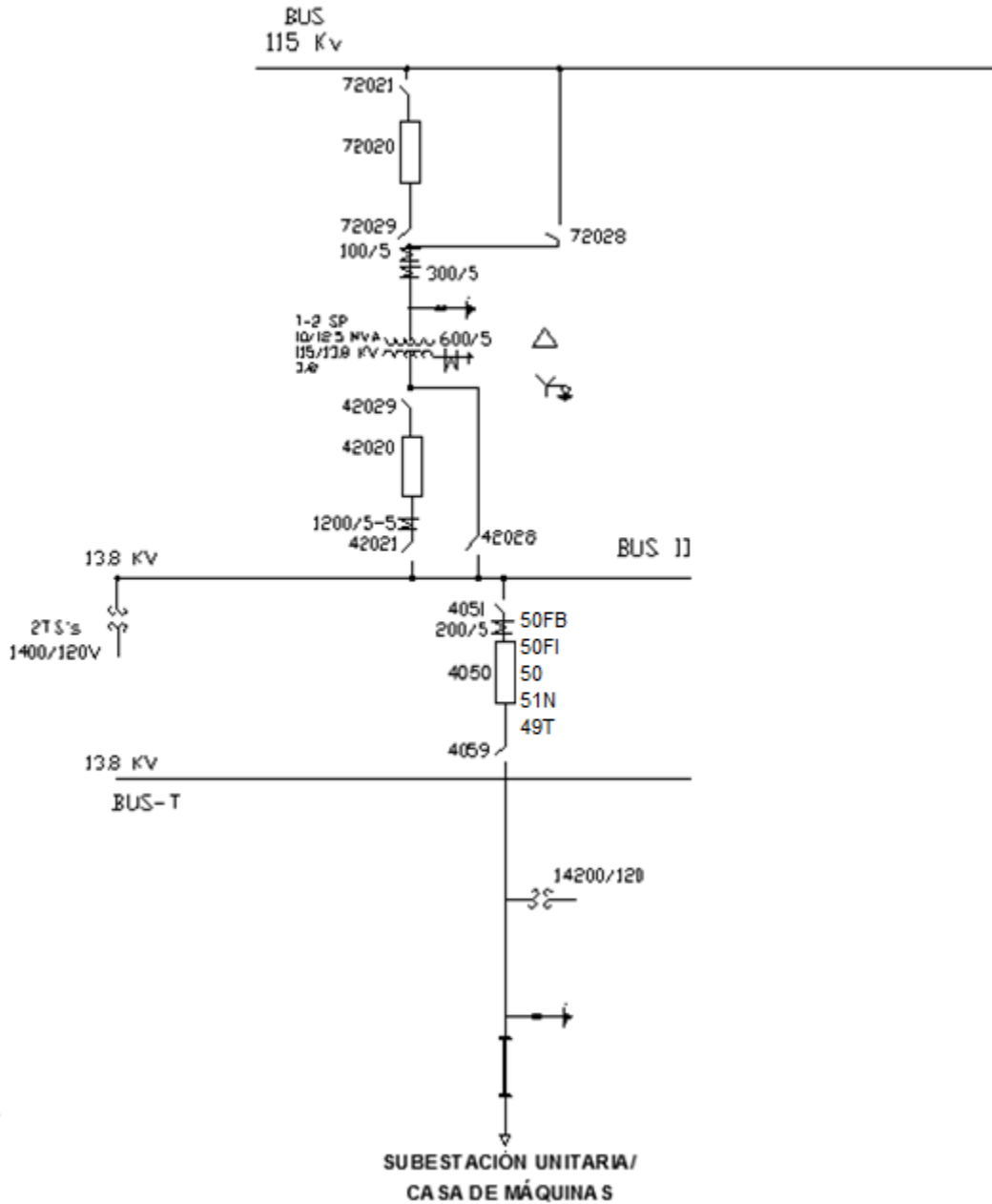


Figura 3.2 Diagrama unifilar del circuito 4060 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4060 en vacío es de 500 KVA o 0.5 MVA que alimenta a Bombeo y Vaso de la central.

c) Interruptor **4050**

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV
DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR 4050

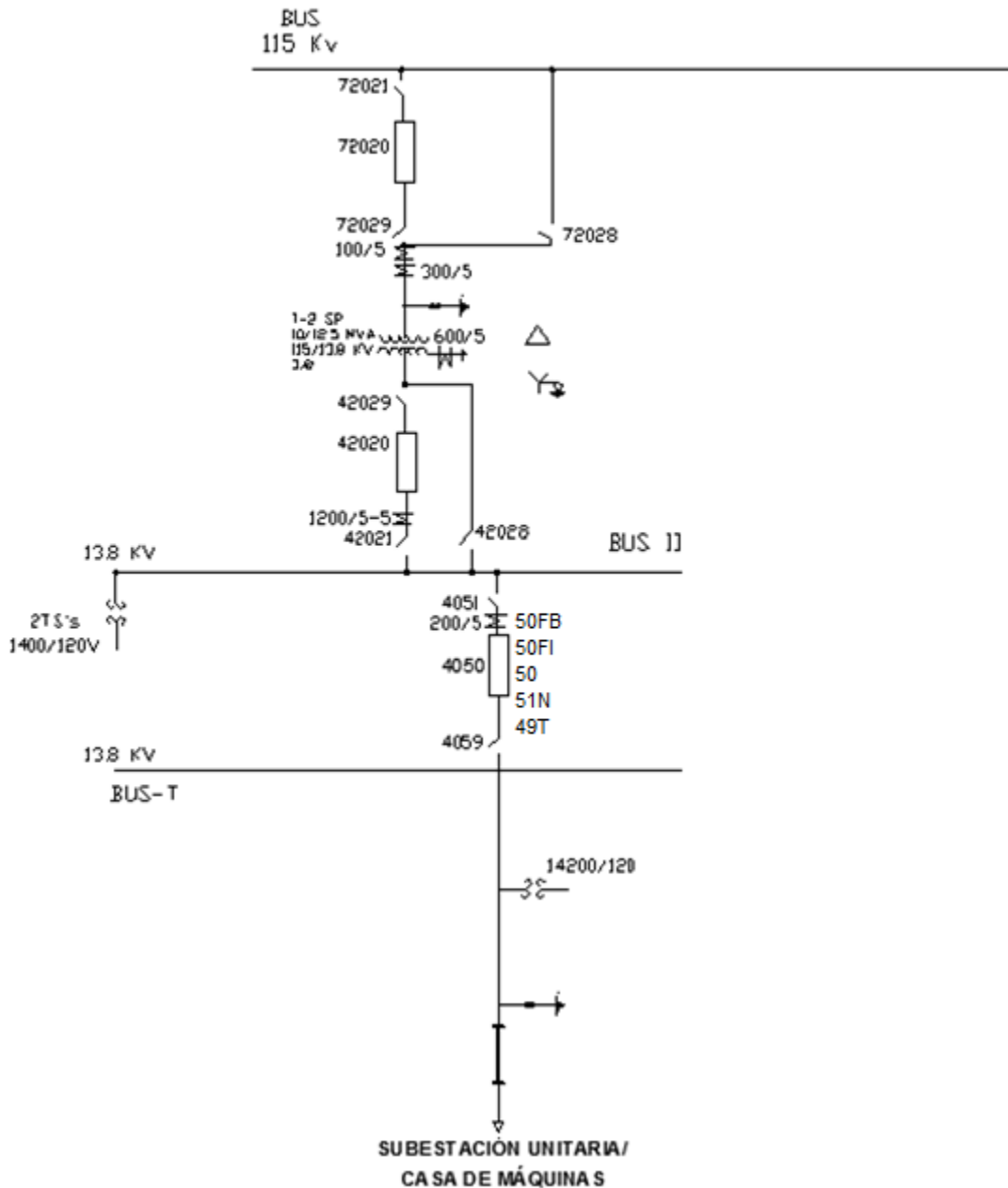


Figura 3.3 Diagrama unifilar del circuito 4050 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4050 en vacío es de 3000 KVA o 3 MVA que alimenta a Subestación Unitaria posteriormente a Casa de Máquinas (BUS NON).

d) Interruptor **4040**

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV
DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR 4040

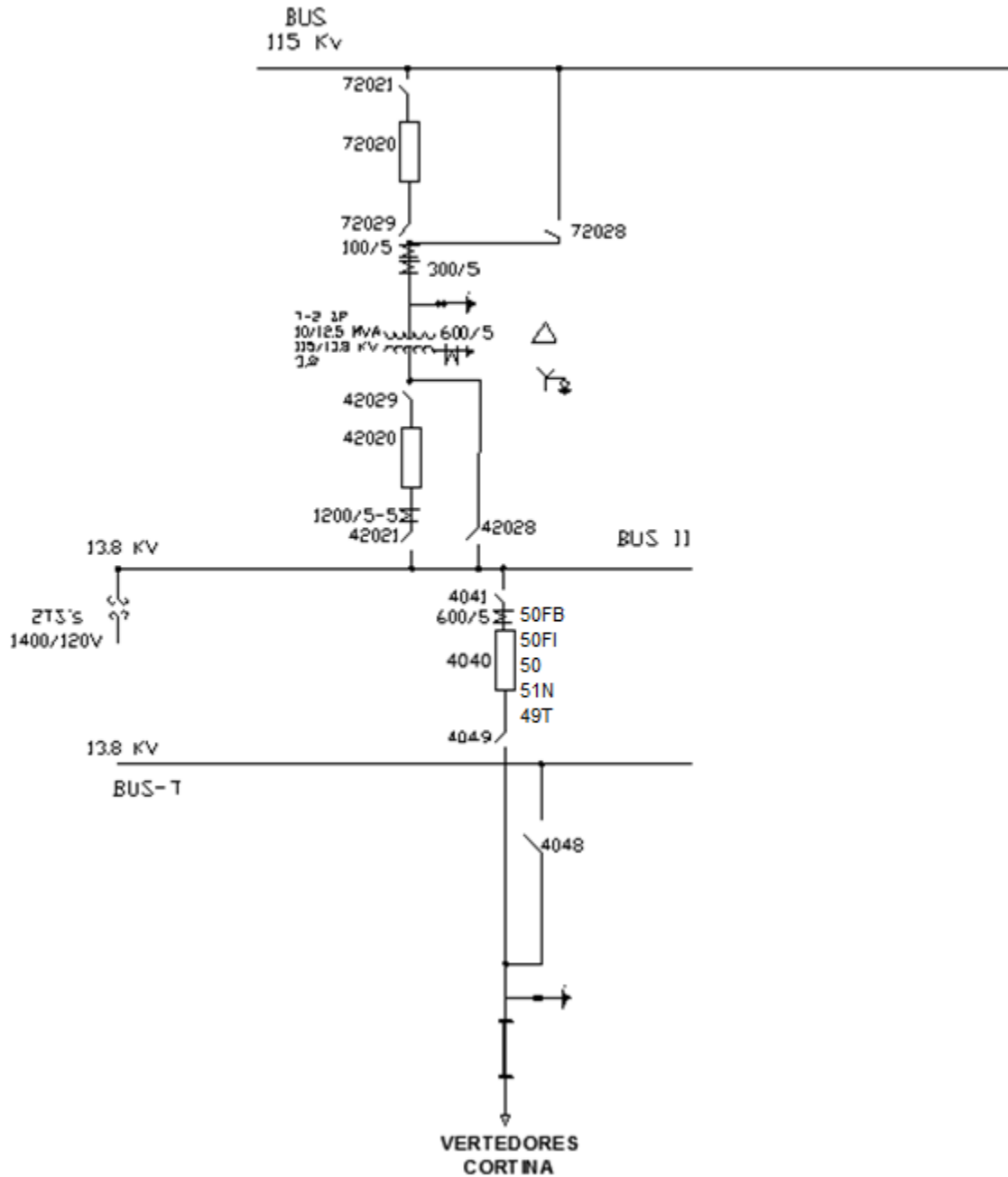


Figura 3.4 Diagrama unifilar del circuito 4040 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4040 en vacío es de 500 KVA o 0.5 MVA que alimenta a Vertedores y Cortina de la central.

e) Interruptor 4030

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR 4030

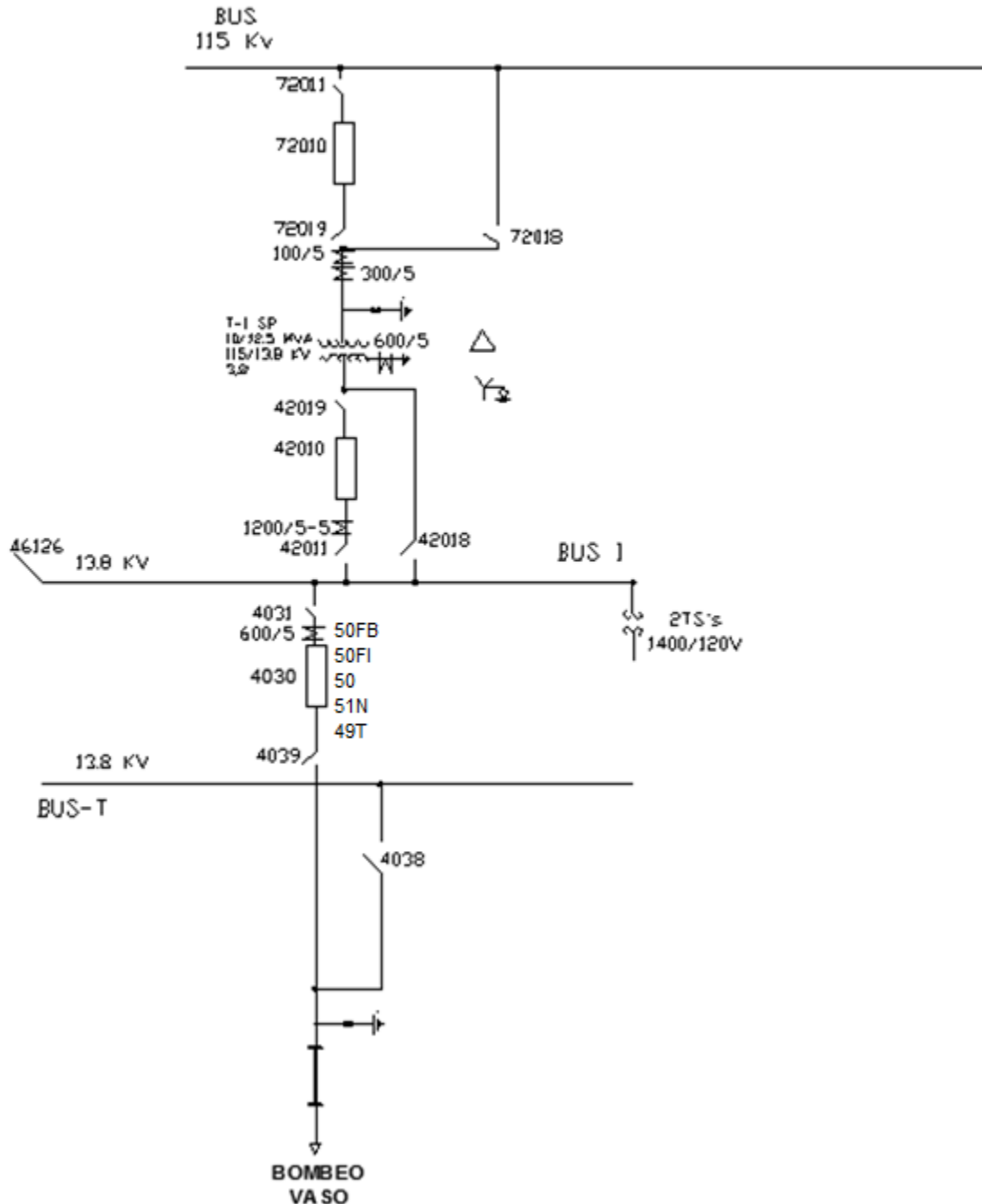


Figura 3.5 Diagrama unifilar del circuito 4030 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4030 en vacío es de 500 KVA o 0.5 MVA que alimenta a Bombeo y Vaso de la central.

f) Interruptor **4020**

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR **4020**

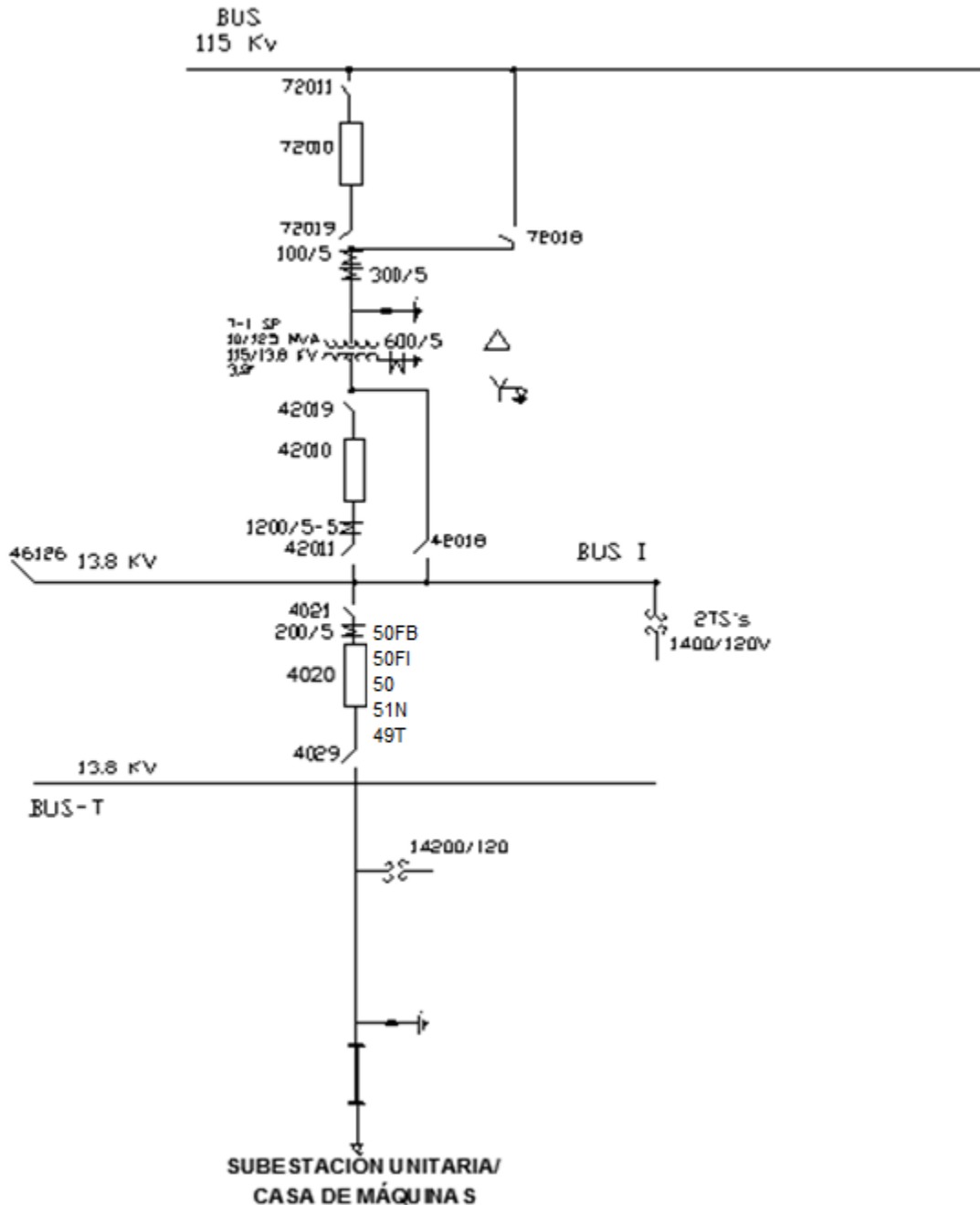


Figura 3.6 Diagrama unifilar del circuito 4020 (Barra principal y de transferencia).

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4020 en vacío es de 3000 KVA o 3 MVA que alimenta a Subestación Unitaria posteriormente a Casa de Máquinas (BUS PAR).

g) Interruptor **4010**

SUBESTACIÓN 115/13.8 KV
DIAGRAMA UNIFILAR POR INTERRUPTOR 4010

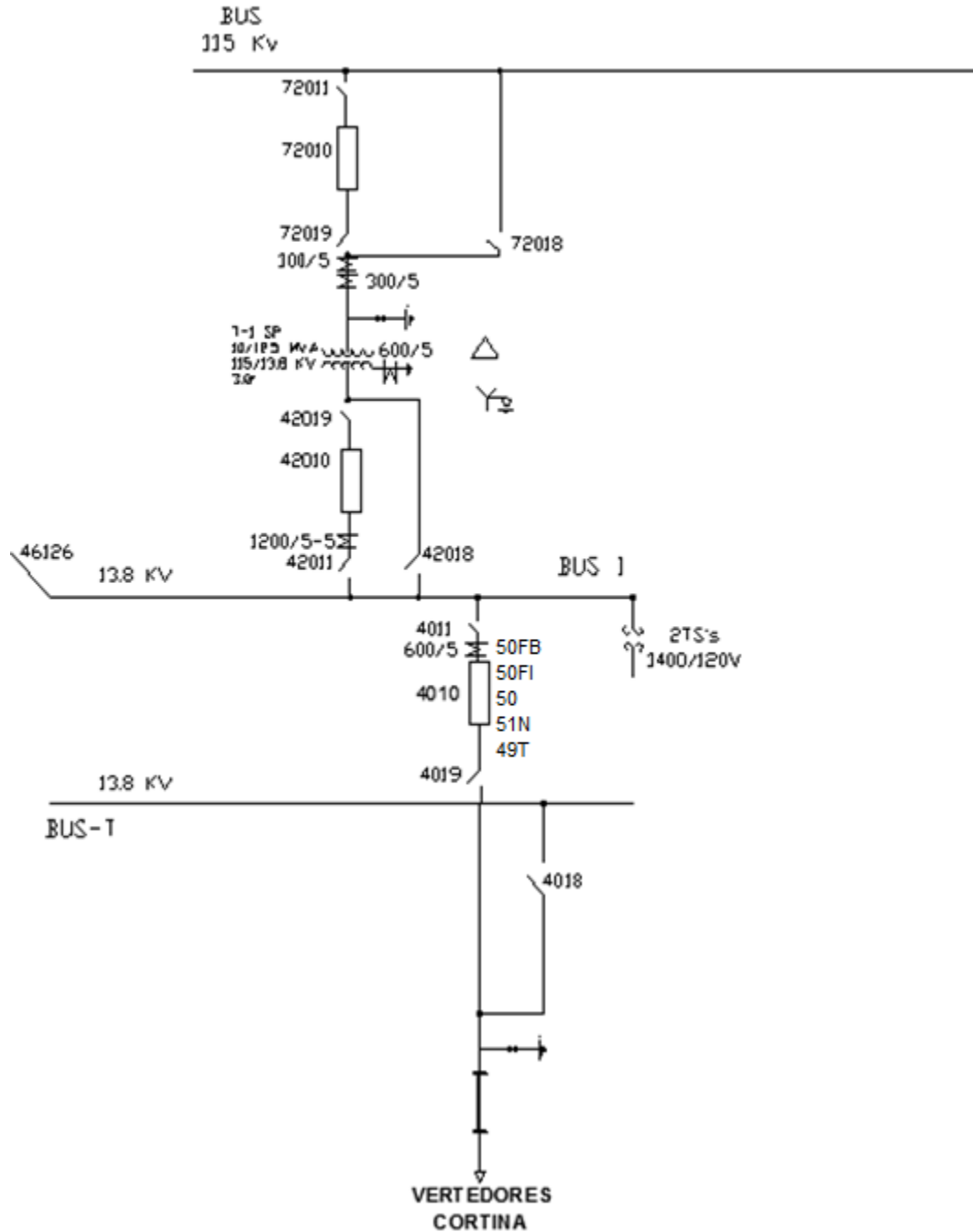


Figura 3.7 Diagrama unifilar del circuito 4010

La carga del circuito, en la cual está instalado el interruptor 4010 en vacío es de 500 KVA o 0.5 MVA que alimenta a Vertedores y Cortina de la central.

3.2 Pruebas dieléctricas al interruptor tipo SDV7 de 13.8 Kv en vacío SIEMENS

Un interruptor de potencia debe ser sometido a pruebas de diferente naturaleza, con el objetivo de verificar el correcto estado de sus componentes. Así entonces, es necesario probar sus aislamientos, su mecanismo de operación así como sus cámaras interruptivas y sus contactos.

Prueba de Resistencia de Aislamiento.- El objetivo de este procedimiento, es proporcionar los elementos necesarios para unificar los criterios, en la determinación de las condiciones que guardan los materiales que integran los aislamientos de los equipos eléctricos, mediante la prueba de la resistencia de aislamiento.

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos. La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a muchos tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

Procedimiento de la prueba de Resistencia de Aislamiento:

- a) Inspección física del equipo a probar y verificación que efectivamente esté Desenergizado y bloqueadas las cuchillas correspondientes (mecánico eléctrico).
- b) Delimitar áreas de trabajo.
- c) Verificación de fuentes de alimentación de corriente alterna y red de tierras.
- d) Recabar datos de placa del equipo bajo prueba, así como parámetros ambientales en los formatos respectivos.
- e) Instalación de plataformas hidráulicas, en caso de no contar con ellos, instalar andamios, escaleras o preparación de canastilla para ascenso al equipo bajo prueba.
- f) Aterrizar el equipo bajo prueba.
- g) Desconexión del equipo a probar.
- h) Verificar que no exista riesgo de contacto del personal a puntos que se energizarán.
- i) Efectuar la prueba de acuerdo al procedimiento No. SGP-A001-S, manual del equipo de prueba correspondiente o diagramas de conexiones anexos al presente.
- j) Anotar las pruebas en el formato correspondiente.
- k) Analizar y evaluar la prueba de acuerdo al procedimiento No. SGP-A003-S, repetir las pruebas en caso necesario.
- l) Desconexión y retiro del equipo de prueba.
- m) Conexión y verificación física del equipo probado, para recuperar su estado de operación.
- n) Retiro de plataforma hidráulica, andamios, escaleras ó canastilla que se haya utilizado.

Conexiones para realizar la prueba:

En la siguiente imagen se muestra el conexionado del interruptor para la prueba de Resistencia de Aislamiento.

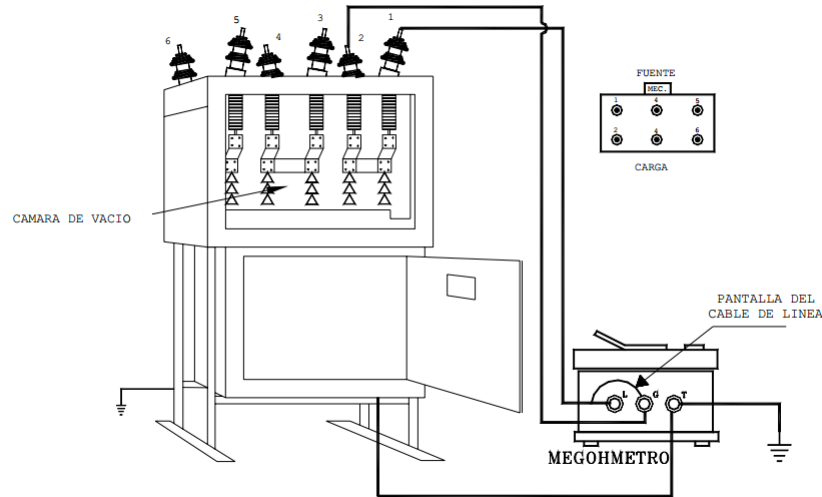


Figura 3.8 Conexión del interruptor al Megger para la prueba de R. de Aislamiento.

PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		L	G	T	
1	ABIERTO	1	2	E	Boq. 1, As
2	ABIERTO	2	1	E	Boq. 2, As
3	ABIERTO	3	4	E	Boq. 3, As
4	ABIERTO	4	3	E	Boq. 4, As
5	ABIERTO	5	6	E	Boq. 5, As
6	ABIERTO	6	5	E	Boq. 6, As
7	CERRADO	1-2	-	E	Boq. 1-2, As, Ba
8	CERRADO	3-4	-	E	Boq. 3-4, As, Ba
9	CERRADO	5-6	-	E	Boq. 5-6, As, Ba

Figura 3.9 Prueba 1 de Resistencia de Aislamiento del interruptor.

Interpretación de resultados para la prueba de Resistencia de Aislamientos

En las lecturas de la prueba de resistencia de aislamiento en los interruptores de 13.8 Kv, por lo general son altas sin tener, absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento, en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del interruptor.

En el interruptor tipo SDV7 de 13.8 Kv en vacío SIEMENS, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamientos se deben a deterioro de alguno de sus componentes aislantes.

Prueba de Factor de Potencia (F.P).- Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas, y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF6, vacío, etc.). Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando en el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen también dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y del aceite aislante.

Procedimiento de la prueba de Factor de Potencia:

- a) Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.
- b) Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- c) Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- d) Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- e) Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- f) se limpian perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- g) Se conecta al tanque o estructura del interruptor la terminal de tierra del medidor o Megger.
- h) Hay que comprobar que la humedad relativa del ambiente sea menor de 75% para efectuar la prueba.

Conexiones para realizar la prueba:

En la siguiente imagen se muestra el conexionado del interruptor para la prueba de Factor de Potencia.

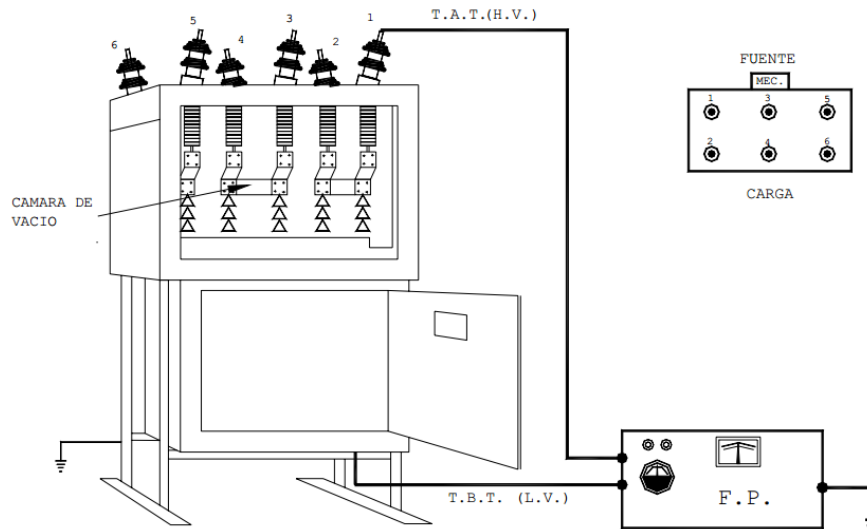


Figura 3.10 Conexión del interruptor al Megger para la prueba de Factor de Potencia.

PRUEBA #	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			M I D E
		T. A. T.	T. B. T.	SELECTOR	
1	ABIERTO	1	E	GROUND	B1, As
2	"	2	E	"	B2, As, Bc
3	"	3	E	"	B3, As
4	"	4	E	"	B4, As, Bc
5	"	5	E	"	B5, As
6	"	6	E	"	B6, As, Bc
7	"	1	2	UST	Cv
8	"	3	4	"	Cv
9	"	5	6	"	Cv

E= ESTRUCTURA Bc = BARRA DE ACCIONAMIENTO As = AISLADOR SOPORTE B = BOQUILLA
Cv = CAMARA DE VACIO

Figura 3.11 Prueba 1 de Factor de Potencia del interruptor.

Interpretación de resultados para la prueba de Factor de Potencia

Para su mejor interpretación de los resultados de esta prueba de Factor de Potencia en los interruptores en vacío, es recomendado analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con el interruptor en posición de abierto y cerrado.

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

Valores obtenidos en la prueba de Factor de Potencia	
-10 Mw a + 7.5 Mw	MEU
-0.10 w a + 0.05 w	M2H

Tabla 3.1 Resultados de la prueba de FP.

Prueba de 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, como por ejemplo el de la marca Games J. Biddle; el cual tiene un rango de medida de 0 a 20 ohms. Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

Procedimiento de la Prueba de Resistencia de Contactos:

- a) Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.
- b) Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- c) Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- d) Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- e) Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- f) El interruptor bajo prueba debe estar Desenergizado y en la posición de cerrado.
- g) Se debe aislar el interruptor en lo posible contra la inducción electromagnética, ya que ésta produce errores en la medición y puede dañar el interruptor o equipo que está en prueba.
- h) Se limpian perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del interruptor de prueba a fin de asegurar un buen contacto y no se vea afectado la medición.

Conexiones para realizar la prueba:

En la siguiente imagen se ilustra el conexionado de los circuitos del interruptor en la cual se llevara a cabo para realizar la prueba para la medición de Resistencia de Contactos.

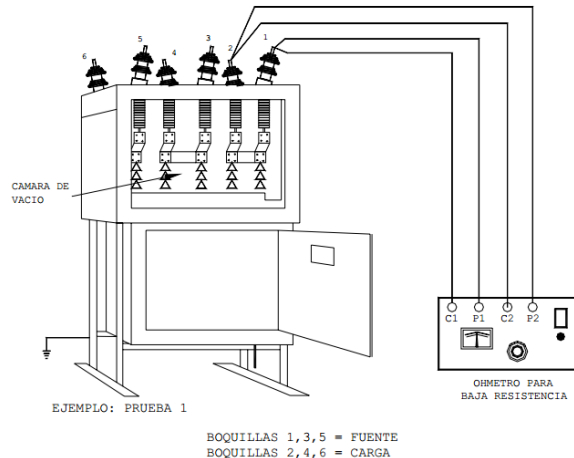


Figura 3.12 Conexión del interruptor al Megger para la prueba de Resistencia de Contactos.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				M I D E
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST. CONTACTO FASE A
2	3	3	4	4	RESIST. CONTACTO FASE B
3	5	5	6	6	RESIST. CONTACTO FASE C

Figura 3.13 Prueba 1 de Resistencia de Contactos del interruptor.

Interpretación de resultados para la prueba de Resistencia de Contactos

En esta prueba permite detectar oportunamente los problemas que se presentan por alta resistencia de contactos, que puede ser causa 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 puede variar de acuerdo al tipo y diseño del interruptor, 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 interruptores el fabricante proporciona estos valores en milivolts de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a microohms. Para los interruptores en vacío, los valores de resistencia de contactos aceptables son del orden de 30 – 100 microohms.

Valores obtenidos en la prueba de Resistencia de Contactos	
50	Microohms
60	Microohms

Tabla 3.2 Resultados de la prueba de Resistencia de Aislamiento.

Prueba de Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura.- El objetivo de la prueba es determinar los tiempos de operación de los interruptores en vacío 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 básicamente dos tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuales 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 galvanómetros 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.

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

Tiempo de cierre, es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo se han separado. Los equipos de prueba, pueden ser varios tipos y marcas, pero dentro de ellos utilizaremos uno de los más importantes, que son los de tipo cronógrafo y los del tipo oscilógrafo.

Procedimiento para realizar la Prueba de Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura

- a) Información de placa de datos del interruptor, incluyendo algunos conceptos como el tipo (Numero de modelo), ID especial, número de serie y localización.
- b) Parámetros de Comando.
- c) Activación de canales EHV/Tanque vivo mide (tiempo de contactos principales de los interruptores del circuito de tanque vivo anexo 8, tiempo de interruptor del resistor de preinserción, valor óhmico del resistor de preinserción).
- d) Remueva la cubierta frontal de protección.

- e) Conecte el cable de tierra dentro del receptáculo de tierra y aterrice el otro extremo.
- f) Conecte el cable del interruptor de seguridad dentro del receptáculo del módulo de sistema.
- g) Asegurase que el voltaje de línea es correcto (85-260, 50 o 60 Hz).
- h) Conecte terminal macho del cable del transductor de movimientos a unos de los tres conectores de movimientos en el módulo OCB/Movimientos del TDR9000.
- i) Conecte la terminal hembra del cable del transductor de movimientos (contacto tipo socket).
- j) Conecte un lado del cable de Control del Interruptor al conector DISPARO/CIERRE TRIP/CLOSE en el módulo de Sistema del TDR9000, luego conecte el otro extremo del cable de control del interruptor de circuito.
- k) Conecte el cable de contactos OCB al conector OCB en el módulo OCB/Movimientos el TDR9000 y luego a las boquillas apropiadas del interruptor.
- l) Conecte los cables monitor de contacto EHV a los conectores EHV en el módulo EHV del TDR9000 y luego a la boquillas apropiadas del interruptor del circuito.

Conexiones para realizar la prueba:

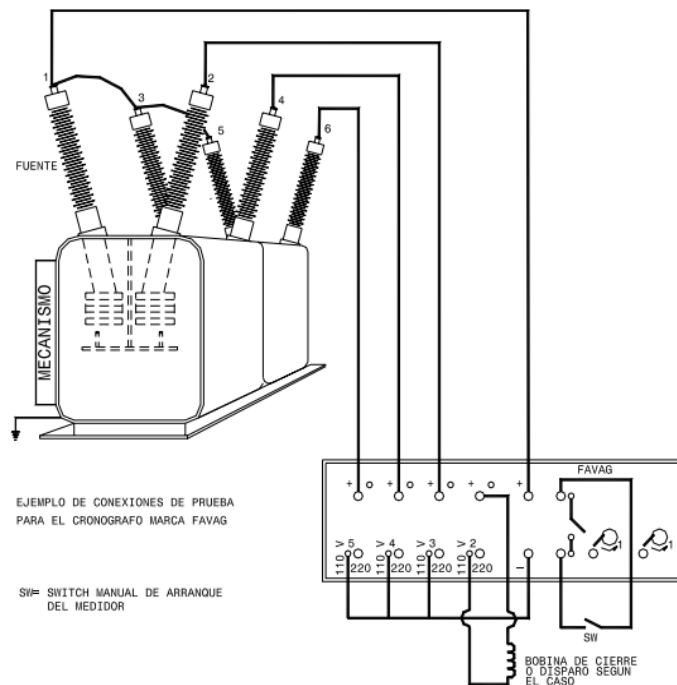


Figura 3.14 Conexión del interruptor al FAVAG para la prueba de Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura.

Interpretación de resultados para la prueba de Tiempo de Operación y Simultaneidad de Cierre y Apertura

Tiempo de Apertura.- Se efectuó en el interruptor registrado el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de disparo del interruptor, que también queda registrada.

En esta prueba se pudo medir la fase completa, que para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se abre el primer par. De esta misma prueba se pudo obtener la simultaneidad entre fases del interruptor a la apertura.

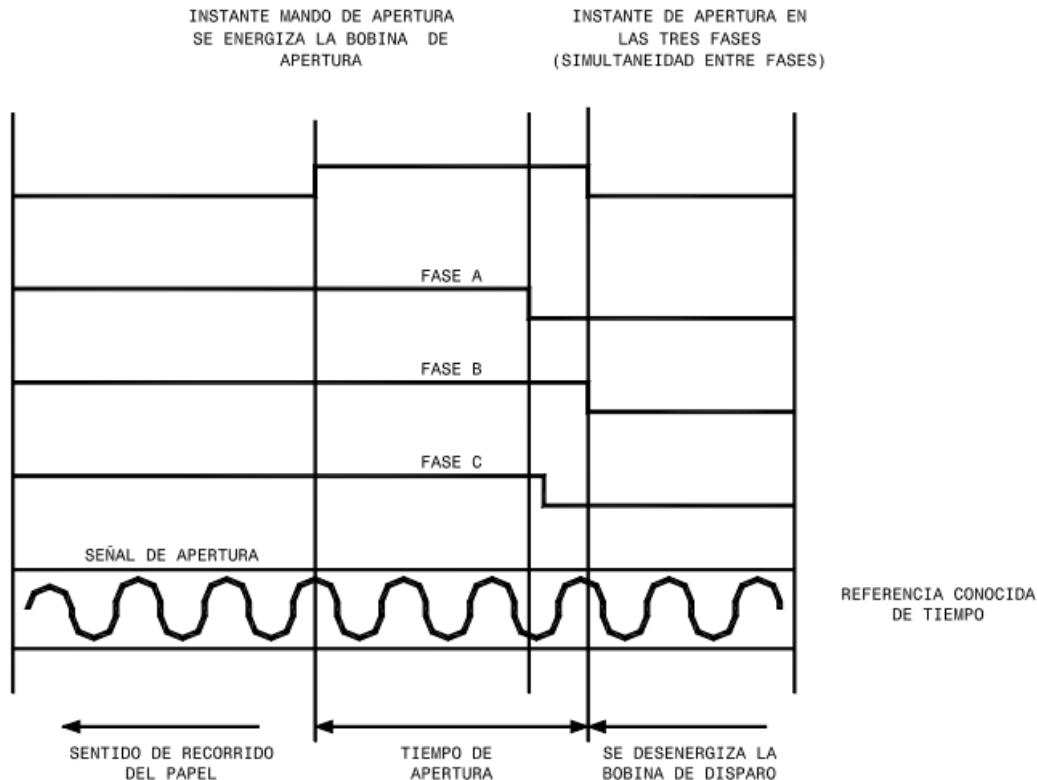


Figura 3.15 Grafica de Tiempo de Apertura.

Tiempo de Cierre.- Se efectuó en el interruptor registrado el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, que también queda registrada.

En esta prueba se pudo medir las tres fases completas. Debe tomarse en cuenta que en el caso de varios contactos en serie por fase, el registro en la gráfica corresponde al instante en que se cierra el último par.

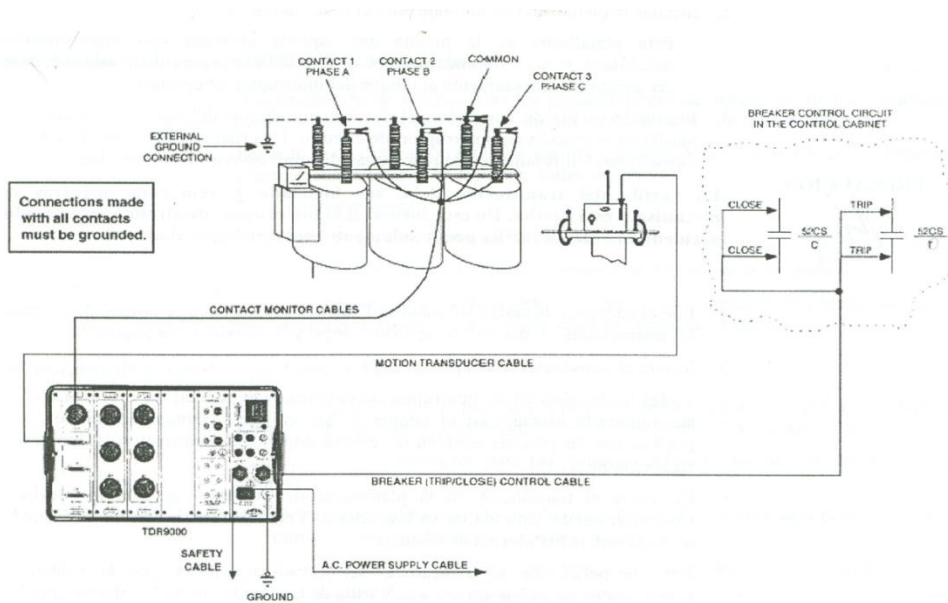


Figura 3.16 Diagrama de interconexiones de cables – tanque muerto.

Pruebas	Estado inicial	Intermedio		Estado final
		estado 1	estado 2	
Disparo (o)	Cerrado	---	---	abierto
Cierre (c)	Abierto	---	---	cerrado
Recierre (c-o)	Cerrado	abierto	---	cerrado
Disparo libre (c-o)	Abierto	cerrado	---	abierto
Recierre con disparo (o-c-o)	Cerrado	abierto	cerrado	abierto
Continuidad	Esta prueba verifica la continuidad de las conexiones de los contactos. el interruptor de circuito no esperado.			
Autodiagnóstico	Esta prueba verifica la operación del instrumento por medio de emulación de pruebas			

Tabla 3.3 Resultados de la prueba de tiempos de operación de cierre y apertura.

Equipo: Equipo de prueba TDR9000 para la medición de operación y sincronismo de contactos, computadora portátil e impresora, multímetro y equipo de protección personal.

Prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Resistencia de Aislamiento.- La prueba de resistencia de aislamiento a boquillas sirve para detectar imperfecciones en la estructura de la misma.

Procedimiento para realizar la Prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Resistencia de Aislamiento

- a) Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.

- b) Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- c) Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- d) Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- e) Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- f) El interruptor bajo prueba debe estar Desenergizado y en la posición de cerrado.

Conexiones para realizar la prueba.

Primera prueba.- Aterrizar la brida de la boquilla, conectar la terminal de Línea del Megger a la terminal de la boquilla y la terminal de Tierra a la brida de la boquilla. Observar que las conexiones estén firmes para que no provoque errores en las mediciones.

Segunda prueba.- Manteniendo aterrizada la brida, conectar la terminal de Línea del Megger a la terminal de la boquilla y la terminal de Tierra al Tap capacitivo. El voltaje de prueba en este caso debe de ser de 500 volts. El tiempo de duración para la prueba es de un minuto, debido a que las boquillas no tienen absorción dieléctrica.

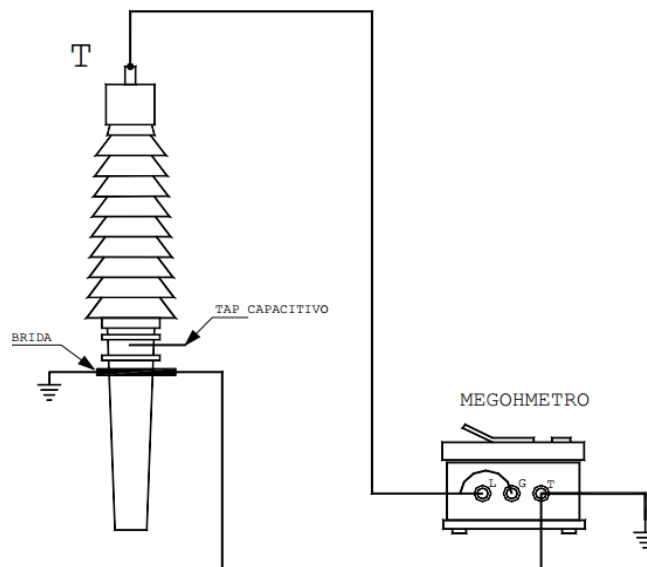


Figura 3.18 Boquillas (no instaladas) prueba de resistencia de aislamiento.

En la siguiente tabla se podrá observar los valores obtenidos de las boquillas al realizar la prueba a boquillas de Resistencia de Aislamiento comparándose con las demás boquillas del interruptor en vacío.

Valores obtenidos en la prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Resistencia de Aislamiento	
Boquilla 1 ----- 60,000	Megaohms
Boquilla 2 ----- 61,000	Megaohms
Boquilla 3 ----- 61,000	Megaohms

Tabla 3.4 Resultados de la prueba de Boquilla Bushing.

Prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Factor de Potencia.- Las boquillas de los equipo pueden probarse por varios métodos, a) Prueba de equipo aterrizado (GROUND). Esta es una medición de las cualidades aislantes del aislamiento entre el conductor central de la boquilla y la brida de sujeción.

La prueba se realiza energizando la terminal de la boquilla por medio de la terminal de alta tensión del medidor y la terminal de baja tensión del medidor a la brida de sujeción, la brida debe de estar aterrizada.

b) Prueba de equipo no aterrizado (UST). Esta es una medición del aislamiento entre el conductor central y el Tap capacitivo. Esta prueba se aplica a boquillas que cuentan con un condensador devanado a lo largo de la boquilla. El objeto principal del capacitor, es controlar la distribución del campo eléctrico, tanto interno con externo de la boquilla.

La capacitancia C1 de una boquilla, es el valor expresado en picofaradios entre el conductor principal y el Tap, La prueba incluye aislamiento principal C1 del núcleo. La capacitancia C2, es el valor expresado en picofaradios entre el Tap y la brida, la prueba incluye, Tap de aislamiento, aislamiento del núcleo entre la capa del Tap y la manga de tierra del aislador, porción del líquido o compound de relleno, porción de barrera aislante.

Procedimiento para realizar la Prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Factor de Potencia

Limpiar perfectamente la boquilla y colocarla sobre una base firme en posición vertical apoyada en su brida.

Conexiones para realizar la prueba.

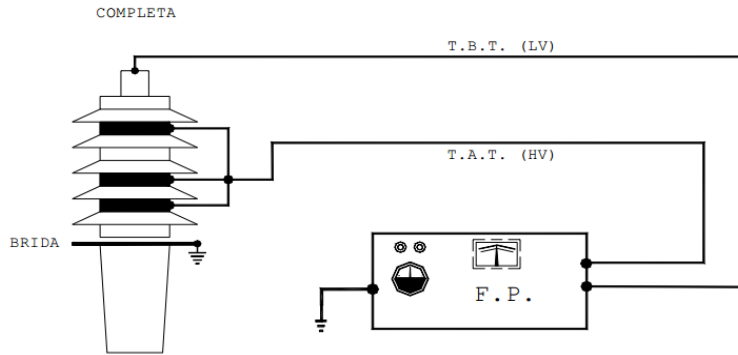


Figura 3.19 Prueba de collar caliente múltiple.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR
1	COLLARES	TERM. BOQUILLA	GROUND

Figura 3.20 Prueba 1 de Factor de Potencia a Boquilla.

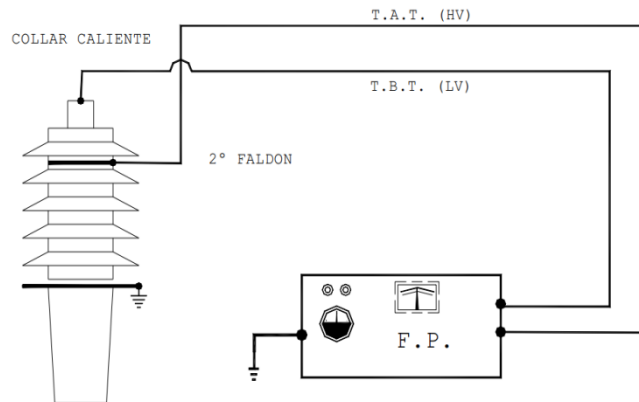


Figura 3.21 Prueba de collar caliente sencillo.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR
1	COLLAR	TERMINAL BOQUILLA	GROUND

Figura 3.22 Prueba 2 de Factor de Potencia a Boquilla.

Valores obtenidos en la prueba a Boquilla (BUSHINGS) de Resistencia de Aislamiento		
Kv para prueba	Valor de prueba	Condición del equipo
10	0.03	Buena
10	0.03	Buena

Tabla 3.5 Resultados de la prueba de boquilla de Resistencia de aislamiento.

3.3 Verificación en Sitio del Interruptor tipo SDV7 de 13.8 Kv en vacío SIEMENS

Datos de placa.-

SIEMENS					
INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO					
Tipo	Intemperie	Modelo	SDV7	Año de Fab.	2012
Tensión nominal	15.5 kV	Corriente Nominal	2000 A	Corriente de interrupción de corto circuito	40 kA
Corriente sostenida de corta duración (3s)	40 kA	NBAI	110 kV	Frecuencia	60 Hz
Tensión de control cierre y apertura	250 VCD	Secuencia nominal de operación	A-0.3seg.-CA-3min.-CA	Valor prototipo de resistencia ohmica nominal	50 mΩ
Tensión de fuerza motriz	1Ø 127 VCA	Tensión auxiliar de calefacción	2Ø 220 VCA	Potencia nominal de calefacción	200 W
Referencia Siemens	3AH3506-4	Numero de contrato	00303442	CFE	
Numero de serie	00000000000000000000	Peso total	1600 Aprox. kg		
INFORMACION DE PASAMUROS					
Marca	H-J ENTERPRISES AS1424-001	Tipo	CERAMICO	NBAI	125 kV
Voltaje de diseño	15 kV	Distancia de Fase	640.08 mm	Año de fabricación	2012
INFORMACION DE OPERACION INTERRUPTOR					
Modelo	3AH3506-4	Medio de extincion del arco	Vacio	Motor del mecanismo de operacion	127 VCA
Corriente nominal	1.57 A	Potencia nominal	200 W	Frecuencia nominal	60 Hz
Numero de fases	1 Ø	Velocidad	8000 rpm	Instructivo de operacion y mantenimiento	
NRF-028-CFE-2007 IEC 62271-100					
Siemens Energy Division Km. 8 Carr. 46 Libre Querétaro-Celaya Corridors, Cve. 78920				Hecho en Querétaro, México 324 96317 011	

Figura 3.23 Datos de placa del interruptor en vacío de 13.8 Kv.

Subestación de servicios propios MMT.- El proyecto que se documenta en esta memoria de residencia profesional se llevó a cabo en las instalaciones de la subestación de servicios propios de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (MMT), esta cuenta con certificaciones nacionales e internacionales, la subestación de servicios propios es utilizada para alimentar a toda la central.

El interruptor Siemens de circuito de distribución tipo SDV7, es un equipo construido de precisión diseñado para funcionar de manera eficiente bajo condiciones normales de operación.

Está diseñado y fabricado para funcionar dentro de los parámetros establecidos en la norma **ANSI / IEEE C37** y normas **NEMA** para interruptores de distribución. Todos los requisitos de funcionamiento de estas normas se han cumplido por estos diseños. Las normas específicas que se aplican son las siguientes:

ANSI/IEEE C37.04-1999.- Estructura de Clasificación Estándar para interruptores de alta tensión en CA.

ANSI/IEEE C37.06-2009.- Norma para interruptores de Alta Tensión nominal en CA en un simétrico de fundamento actual relacionado para tensiones superiores a 1000 V.

ANSI/IEEE C37.09-1999.- Procedimiento de prueba estándar para interruptores de alta tensión en CA con fundamentos actuales.

NEMA SG4-2009.- Alto voltaje de Corriente alterna para Interruptores.

NMX-J-529-ANCE.- El gabinete del interruptor está diseñado para cumplir con el grado de protección IP54 (contra Polvo y Salpicadura por Agua)

Levantamiento de los Interruptores en operación.- El levantamiento de una obra eléctrica en subestación se define como un servicio que está orientado a conocer el estado físico y operacional de las instalaciones en general y de los equipos existentes en una subestación eléctrica, para posterior a este tomar decisiones y de acuerdo a las necesidades requeridas realizar el diseño del proyecto.

Posteriormente se realizó un recorrido por la subestación de servicios propios de 13.8 Kv de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (MMT), con el fin de observar y detectar las carencias eléctricas, mecánicas y protecciones de los interruptores con medio de extinción en pequeño volumen de aceite, esto fue documentado y presentado a continuación:



Figura 3.24 Base deteriorada del interruptor 4060.



Figura 3.25 Mecanismo de accionamiento del interruptor 4020.

Los circuitos 4020, 2050 y 4060, son los circuitos más dañados en el interior del equipo como tanto fuera del equipo, como se puede observar en las imágenes anteriores el interruptor del circuito 4060, las bases están en total deterioro, su índice de falla es muy alto y por lo consiguiente a la empresa le está afectando monetariamente por su alto costo de mantenimiento.

En la imagen de a lado se observa el interruptor del circuito 4020, el cual el deterioro de sus componentes son notables y el alto índice de falla del circuito es notable ya que alimenta a una subestación unitaria y posteriormente baja a casa de máquinas, lo cual nos indica que es urgente la modernización.



Figura 3.26 Interruptor circuito 4050



Figura 3.27 Falla en el motor de carga del circuito 4050

La subestación cuenta con siete circuitos y el que más severo y preocupante fallo ha tenido fue el que se presentó después de hacer el recorrido, el interruptor del circuito 4050 con una carga de 4.5 MVA.

El interruptor presento un corto circuito en el interior del mismo, para ser más específicos en el motor de carga sus componentes están en completo deterioro y eso provoco un corto en sus alimentaciones por lo que el interruptor tuvo una apertura tardada y por lo consiguiente genero pérdidas para la empresa.

Montaje adecuado e instalación de los interruptores en vacío de 13.8 kV.- Antes de la instalación del interruptor de circuito de distribución tipo SDV7, hay que tener el cuidado adecuado en el diseño, planificación y construcción de los cimientos o la base sobre la que descansará el interruptor. Un análisis profundo y la construcción cuidadosa pueden evitar muchos problemas en el momento de la instalación y la operación del interruptor.

Es importante que se proporcione una superficie relativamente nivelada capaz de soportar el peso del interruptor de circuito de distribución de tipo SDV7, como también se recomiendan los pernos de anclaje de diámetro 0,75 pulgadas.

En la imagen siguiente se puede ver al interruptor de Tipo SDV7 y el anclaje de las ubicaciones típicas para los pernos de anclaje. No se requieren procedimientos especiales de nivelación.

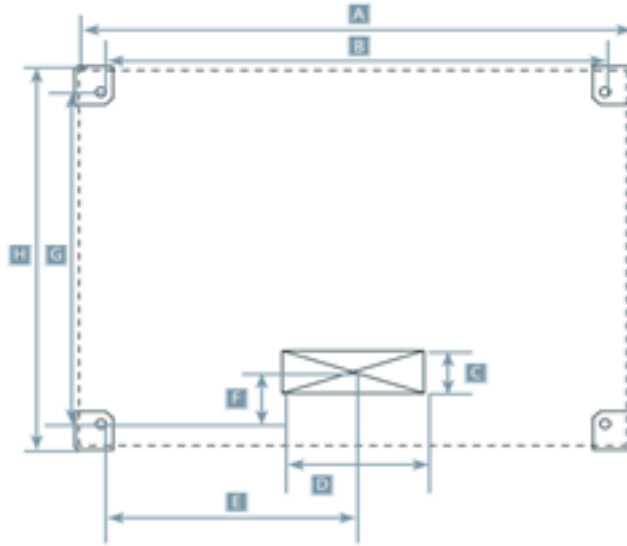


Figura 3.28 Ubicaciones típicas para los pernos de anclaje

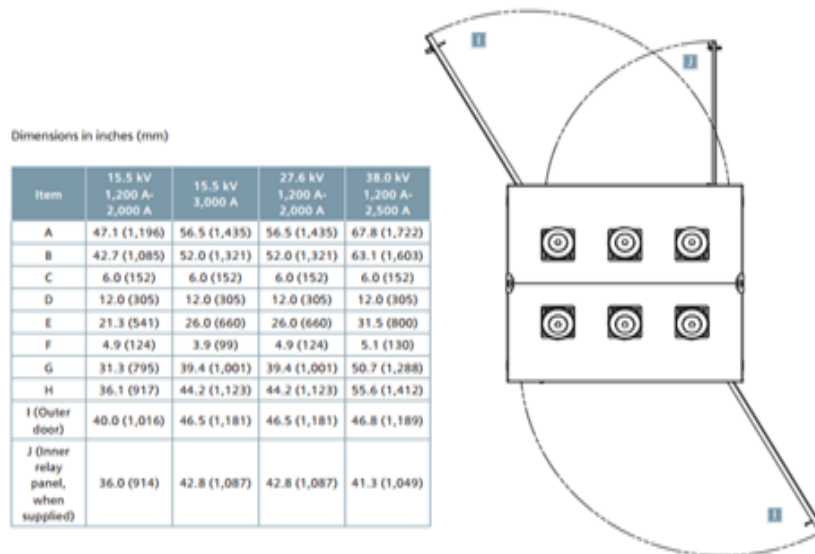


Figura 3.29 Anclaje para el interruptor de distribución tipo SDV7.

Respecto a la altura de las bases del interruptor de circuito de distribución tipo SDV7 se envía con las bases establecidos a un nivel bajo. Las bases deben ser removidas e instaladas correctamente.

Se desmontan las bases de la caja. Posteriormente se levante la caja y se instala las bases a la altura deseada. Las bases deben estar instaladas y hacia adentro, de manera que los dos lados de cada base son adyacentes a los lados del recinto y el agujero en la parte inferior de la base que está dentro del perímetro del recinto.

Instalaciones de alto riesgo sísmico.- En la siguiente figura se puede observar un esquema en el cual muestra las crucetas opcionales instaladas por requisito en caso de sismos altos. Los refuerzos transversales se pueden instalar en la parte inferior de la carcasa es de al menos 12 "(330 mm) por encima de la base.

Como también se puede observar la altura L y como instalar o modificar la altura de la base entre la superficie de montaje y la parte inferior de la caja del interruptor, la cual debe ser de al menos 4 "(102 mm) y no más de 28" (711 mm).

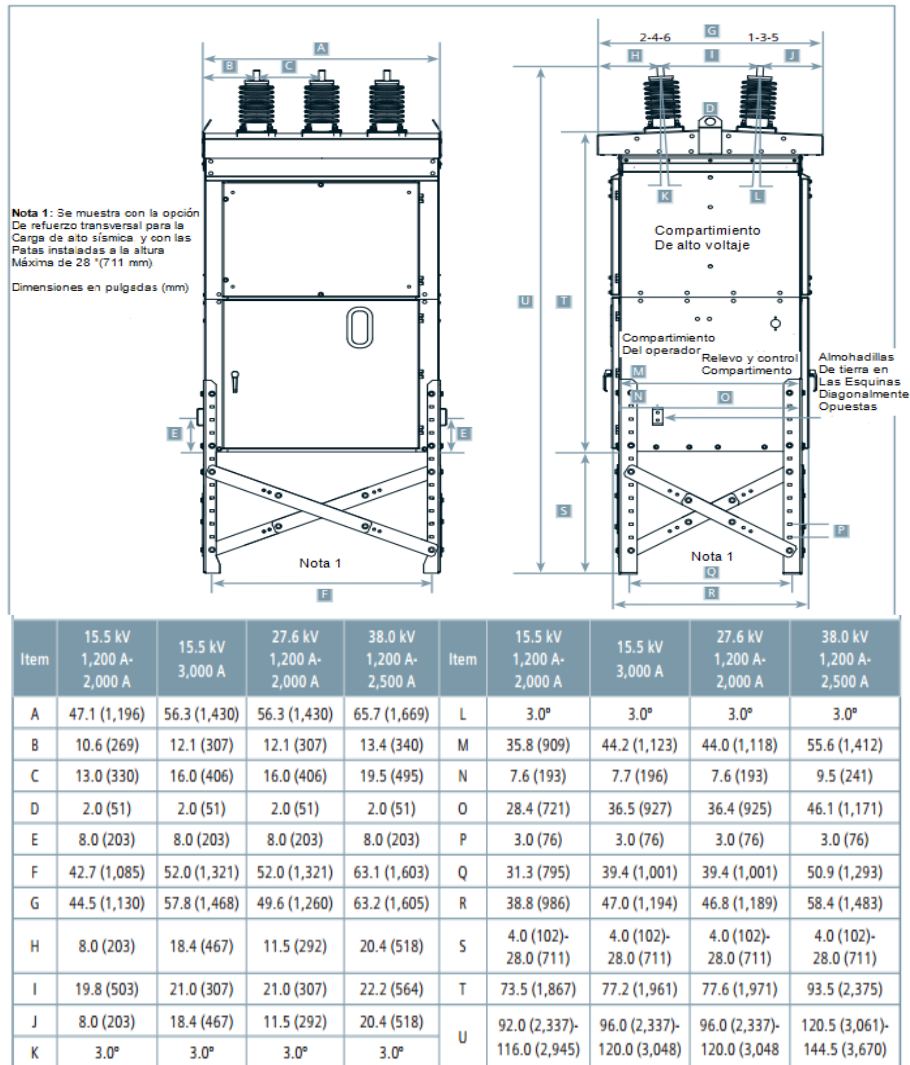


Figura 3.30 Dibujo del contorno del refuerzo transversal.

Los refuerzos transversales que se instalaron consisten en eslabones de acero los cuales son adaptables para cualquier altura de las bases (de 13 "(330 mm) a 28" (711 mm). Se Instalan los refuerzos transversales, como se muestra en la ilustración. El extremo del enlace con un único orificio está atornillado en el orificio más bajo de la base.

El enlace opuesto está atornillado con el único agujero al extremo, atornillado a uno de los dos agujeros más altos que están en la base debajo de la caja. Se utiliza el agujero más alto o segundo más alto, según sea necesario para permitir la alineación. Después se atornilló los dos enlaces juntos hacia el centro, utilizando cualquier conjunto de orificios para alinearse.

Cuando están listos los refuerzos transversales, se pasa al siguiente proceso se instalan los ocho refuerzos transversales (en cuatro juegos) para obtener el funcionamiento sísmico requerido y mayor seguridad de los mismos equipos de protección.

Como el interruptor ya está montado sobre su base, con su anclaje y refuerzo transversal adecuado se procede a abrir el seccionador de la alimentación de control en la celda blindada. El seccionador de la alimentación de control se encuentra normalmente en el panel del dispositivo secundario en la celda del medio de la sección vertical.

El seccionador de la alimentación de control normal es un portafusibles de tipo extraíble. Al quitar el portafusibles se desconecta la alimentación de control al interruptor automático en la celda asociada. En algunos conjuntos de celdas, se utiliza un interruptor automático en caja moldeada o un seccionador de cuchillas en lugar del portafusibles de tipo extraíble. Al abrir este interruptor automático o conmutador se consigue el mismo resultado: se desconecta la alimentación de control.

Conexiones primarias.- Los conductores principales deben encaminarse a los terminales del buje de manera que se mantenga la distancia dieléctrica adecuada entre los diferentes conductores de fase y de tierra. Los conductores deben ser apoyados de manera que los casquillos del interruptor de circuito no estén sometidos a esfuerzos excesivos, durante el servicio normal y en caso de una condición de corto circuito.

Los conductores son dimensionados para tener una capacidad de al menos igual a la corriente máxima del circuito y dentro de la capacidad del interruptor de distribución tipo SDV7. Las conexiones se hacen de manera que las terminales sean atornilladas en los casquillos y deben ser apretados a una superficie limpia y brillante para asegurar un buen de contacto.

Conexiones a tierra.- Se conectan las almohadillas de puesta a tierra en las esquinas de manera diagonal, opuestas de la carcasa que se proporcionan para conectar el gabinete a tierra.

Los conductores de tierra deben ser de al menos 4/0 AWG conductor en cada almohadilla de tierra. Una buena tierra de baja resistencia es esencial para una protección adecuada y para el buen funcionamiento de los componentes electrónicos, tales como relés de protección.

Las conexiones con almohadillas a tierra deben hacerse de una manera tal que se obtiene una conexión a tierra fiable. Se puede consultar el Código Eléctrico Nacional o Código Nacional de Seguridad Eléctrica para los estándares de conexión a tierra.

Conexiones del cableado de control Secundario.- Todo el cableado de control secundario instalado por el fabricante está perfectamente encaminado y se fijado en su lugar. Se completa todas las conexiones de campo de una manera similar. Compruebe que el panel de relés de protección (este equipado) y despeje cualquier cableado adicional instalado.

Una apertura en el panel de conducto se proporciona en la parte inferior del compartimento de relé y de control para la conexión de circuitos de control. Los cables de control son separados del cableado de alta tensión para evitar el acoplamiento inductivo entre ellos y deben ser dimensionados para la corriente de funcionamiento completo para evitar una caída de tensión por debajo al especificado en la placa de datos.

Todos los conductos son debidamente sellados en su entrada al compartimento de relé y control. Todos los bloques de terminales se proporcionan en el interior del compartimento de relé y el control de las conexiones necesarias para el cableado de control y el panel de relés de protección.

Los bloques de terminales para el cableado del transformador de corriente se encuentran en el compartimento del operador y los cables pueden enrutarse con facilidad desde la abertura de panel de conducto en el compartimento de relé y de control a los bloques de terminales del circuito del transformador de corriente en el compartimento del operador.

Inspecciones físicas.- El primer punto de las inspecciones físicas se trata de Verificar que el valor nominal del interruptor automático sea compatible con el sistema y con la celda.

El segundo punto de la verificación física se realiza una comprobación visual para descartar la presencia de daños. Limpie el interruptor automático para eliminar todo el polvo, suciedad y materiales extraños que pueda haber.

Comprobación del destensado de los resortes.- Se comprueba que los resortes estén destensados antes de realizar las últimas conexiones primarias. Esta comprobación se debe realizar después de desconectar la alimentación de control. Esta comprobación garantiza que los resortes de desconexión y conexión están completamente destensados.

1. Pulse el pulsador de disparo rojo.
2. Accione el pulsador de cierre negro.
3. Vuelva a pulsar el pulsador de disparo rojo.

4. Verifique que el indicador de estado del resorte muestre DESTENSADO.
5. Verifique que el indicador de estado del contacto principal muestre ABIERTO.
6. por seguridad verificar cada paso a seguir para evitar fallos en la comprobación.



Figura 3.31 Relé y compartimientos de control y del operador para el tipo SDV7-SE interruptor de circuito con acumulación de energía del operador

Procedimiento de enganche de la manivela de inserción.- Se proporciona una manivela para la inserción del interruptor como accesorio de serie. La inserción de un interruptor automático se puede realizar con la puerta frontal de la celda de extracción abierta o a través de una pequeña abertura (o ventanilla) de la puerta frontal, con la puerta cerrada.

La manivela de inserción consta de una maneta acodada con una copa especial soldada en su extremo. El extremo de la copa de la manivela está diseñado para enganchar el anclaje del eje del mecanismo de inserción durante la inserción con vástagos de resorte. Los vástagos funcionan de modo similar a los retenes de una llave de vaso de mecánica ordinaria.

La parte del eje del mecanismo de inserción visible es cilíndrica, y el anclaje del eje del mecanismo de inserción queda oculto por una cubierta hasta que se inicia el procedimiento de enganche. El extremo de la copa cuadrado de la manivela sólo se enganchará con el anclaje del eje si está alineado correctamente. El procedimiento que se utilizó y el recomendado para enganchar el mecanismo de inserción es el siguiente:

- 1.- El interruptor automático debe estar ABIERTO (la cubierta de inserción no se debe mover si el interruptor automático está CERRADO).
- 2.- Sostenga el extremo de la copa de la manivela en una mano y la maneta de la manivela en la otra mano.
- 3.- Coloque la copa sobre el extremo del eje del mecanismo de inserción. Alinee la copa con el anclaje del eje del mecanismo de inserción.
- 4.- Cuando se haya conseguido la alineación, empuje firmemente el conjunto de manivela y copa hacia el mecanismo de inserción.
- 5.- Cuando esté correctamente enganchada, la manivela debe permanecer conectada al mecanismo de inserción. Si la manivela no permanece en su posición, ajuste los vástagos de resorte media vuelta en sentido horario. Esto aumentará la presión de contacto del vástago de resorte.
- 6.- Para quitar la manivela, tire del conjunto para sacarlo del eje del mecanismo de inserción.

Comprobación del tensado del resorte automático.- Se necesita consultar la información específica sobre el cableado y la placa de datos del interruptor Siemens en vacío para determinar la tensión necesaria y la manera que se debe aplicar la señal de tensión de control.

Después de haber observado la placa de datos y la aplicación de la tensión adecuada, la alimentación de tensado de resorte se conecta a los dedos SD16 y SD15 del seccionador secundario, la alimentación de control para cierre a los SD13 y SD15 y la de disparo a los SD1 y SD2, estos son los pasos de la comprobación:

- 1.- Realice una inspección mecánica final del interruptor. Verifique que los contactos estén en la posición ABIERTO y los resortes de conexión estén DESTENSADOS.
- 2.- Compruebe los dedos de contacto y los contactos primarios superiores e inferiores, Verifique el estado mecánico de los resortes de los dedos y los contactos de seccionador.
- 3.- Compruebe si hay piezas flojas o si faltan dedos de contacto del seccionador primario o están dañados y si hay contactos de seccionador estropeados.

4.- El interruptor SIEMENS al vacío de tipo SDV7 está listo para la instalación en su ubicación asignada de la celda blindada.

Inspecciones finales.- En esta inspección hay que verificar cada punto ya que es de suma importancia la seguridad del trabajo por seguridad del equipo.

1. Se hace una inspección mecánica final del interruptor. Se verifica que los contactos están en la posición abierta, y los resortes de cierre descargados.

2. Confirme si el interruptor está configurado correctamente y que tenga una nivelación en su fundación y apropiadamente anclada a los cimientos.

3. Compruebe la estanqueidad de todo el hardware en el gabinete, las bases regulables, bujes, barras de bus y el mecanismo operador.

4. Verifique que el mecanismo de funcionamiento ha sido lubricada adecuadamente.

5. Verificar el bloqueo, soportes y otros lazos temporales que se quitan de los interruptores, instrumentos, relés de protección, etc.

6. Fusibles adecuados colocados correctamente.

7. Puentes de cableado Temporales (utilizados en los secundarios de los transformadores de corriente conectados a dispositivos externos, como se muestra en los diagramas de cableado).

8. Conexiones a tierra correctamente hechas.

9. Conexiones primarias y secundarias entrantes correctamente realizado y comprobado para cortos o terrenos no deseados.

10. Verifique que todas las tapas y los conectores atornillados están bien puestas.

11. Verificar que los relés de protección estén coordinados con otros relés de protección y dispositivos de protección en el sistema.

12. Examine los interruptores de vacío para el daño, y limpie los interruptores de vacío y otras partes aislantes con un paño limpio y seco.

13. Todos los filtros en las áreas de ventilación estén limpios y libres de material de embalaje o de la construcción.

14. Observar cualquier daño al interruptor durante la instalación del mismo y solucionar el problema.

15.- Una prueba de resistencia de aislamiento es aconsejable en el circuito de control para verificar que todas las conexiones realizadas en el campo correcto aislamiento.

16.- Se realizara una prueba dieléctrica, si es posible, se debe hacer en el circuito de alta tensión durante un minuto a las tensiones correspondientes a la tensión nominal del equipo. La tensión debe elevarse gradualmente y el circuito bajo prueba deberá mantener la tensión durante un minuto.

17.- Se Cargan los resortes de cierre manual y se empuja el botón pulsador de cierre para cerrar el interruptor.

18.- Verificamos el principal indicador de estado de contactos que muestre CERRADO. Pulsamos el botón de disparo y verificamos el principal indicador de estado de contactos de muestra, estando abiertos el indicador de estado del resorte también debe mostrar Descargada.

19.- Energizamos los circuitos de control. El motor de carga debe funcionar para cargar los resortes de cierre, y luego se apagará automáticamente.

20.- Se realizó el cierre del interruptor eléctricamente (local y remota) y verificamos que el interruptor muestre CLOSE o CERRADO y permanece cerrado por el control del principal indicador de estado de contactos. Se debe considerar que el motor funcionará de inmediato para recargar los resortes de cierre.

21.- Desconectamos el interruptor automático eléctricamente (local y remota según corresponda).

22.- Se desconecta el interruptor al pasar suficiente corriente a través de las bobinas de los relés de protección.

23.- Se recomienda repetir las operaciones de cierre y disparo varias veces para asegurar un funcionamiento adecuado.

24.- Compruebe los tiempos de disparo y de activación de la bobina de cierre en contacto parcial o contacto de cierre.

Puesta en servicio.- La puesta en servicio es un procedimiento delicado en las maniobras de CFE ya que el operador o encargado de la puesta en servicio debe verificar cada detalle de la configuración e instalación del equipo por la seguridad del mismo a la hora de la puesta en servicio estos son los pasos que se realizo para los interruptores con medio de extinción en vacío.

1.- Se comprueba que el interruptor esté abierto y todos los circuitos de control se energizan.

2.- Revisar el apriete de los tornillos que fijan los TC's de dona a la placa superior del interruptor de circuito de distribución de tipo SDV7. El torque debe estar en el rango de 20 a 25 ft-lbs (27-34 Nm).

3.- Conectar la fuente de alimentación de entrada principal al interruptor.

- 4.- Se checan todos los instrumentos, relés de protección, medidores, etc.
- 5.- Se conecta la menor carga posible y se observa cada componente.
- 6.- Conectar gradualmente mayor carga al equipo mientras observamos los componentes hasta que se conecte el interruptor a plena carga.
- 7.- Se recomienda detectar signos de sobrecalentamiento de los circuitos primarios y secundarios y un funcionamiento satisfactorio de todos los instrumentos durante la primera semana en operación.

3.4 Pruebas dieléctricas al Transformador de Instrumento TC

Prueba de Resistencia de Aislamiento.- Al probar un transformador de instrumento se determinan las condiciones del aislamiento entre los devanados primario y secundario contra tierra. Para la prueba del primario contra tierra, se utiliza el rango de mayor tensión del equipo de prueba, dependiendo de su tipo; y para la prueba del secundario contra tierra, se usa el rango del medidor para una tensión aproximada a la tensión nominal del equipo a probar, de 500 V.

Procedimiento para realizar la Prueba a TC's de Resistencia de Aislamiento

- a) Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.
- b) Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- c) Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- d) Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- e) Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- f) Desconectar cables de las terminales primaria y secundaria del transformador o dispositivo.
- g) Cortocircuitar terminales del devanado primario y secundario en forma independiente.
- h) Limpiar el aislamiento externo.

Conexiones para realizar la prueba.- Esta prueba se realiza uniendo las terminales de los devanados primario y secundario y aislando toda conexión a tierra y a tableros, siendo esto con el fin de que no intervengan en la prueba las capacitancias y /o resistencias integradas en el dispositivo; ésta prueba se efectúa únicamente a 500 V.

Todas las pruebas se harán a 1 minuto aplicando el voltaje de prueba adecuado, conforme a lo descrito anteriormente. En caso de no contar con acceso para la desconexión de la terminal P2, la prueba de resistencia del aislamiento no podrá ejecutarse.

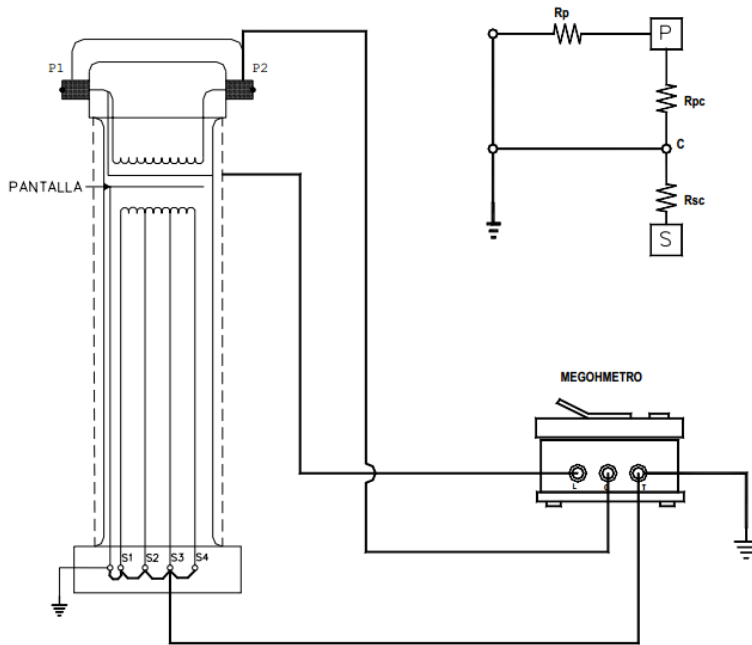


Figura 3.32 Conexión del TC para prueba de Resistencia de Aislamiento.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	VOLTS PRUEBA
	L	G	T		
1	P1, P2	PORCELANA	S1, S2, S3, S4	RP-RPC	5000
2	S1, S2, S3, S4	—	P1, P2	RSC	500

Figura 3.33 Prueba 1 y 2 de Resistencia de Aislamiento.

Valores obtenidos en la prueba a TC's de Resistencia de Aislamiento	
Prueba 1 ----- 60,000	Megaohms
Prueba 2 ----- 58,000	Megaohms
Prueba 3 ----- 59,000	Megaohms

Tabla 3.6 Resultados de la prueba al Tc de Resistencia de Aislamiento.

Prueba de Factor de potencia.- Con esta prueba de factor de potencia se determinan las pérdidas dieléctricas de los aislamientos de los devanados primario y secundario que integran a los transformadores de instrumento.

En cuanto a los transformadores de corriente se refiere, estos tienen un devanado primario (devanado en alta tensión), el cual puede estar formado de una o varias espiras.

Procedimiento para realizar la Prueba a TC's de Factor de Potencia

- a) Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.
- b) Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- c) Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- d) Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- e) Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.
- f) Se debe limpiar el aislamiento externo.
- g) Para el devanado primario utilizar el rango mayor de voltaje del medidor, y para el devanado secundario aplicar un voltaje no mayor de 500 volts.
- h) En caso de no contar con acceso para la desconexión de la terminal P2, la prueba de factor de potencia no podrá ejecutarse.

Conexiones para realizar la prueba.- Los transformadores de instrumento TC's tienen un devanado primario (devanado en alta tensión), el cual puede estar formado de una o varias espiras. Para realizar la prueba, debe cortocircuitarse el primario, aterrizándose el devanado secundario (devanado de baja tensión). Para transformadores que se encuentren almacenados, deberá tenerse especial cuidado en aterrizarlos lo mejor posible para efectuarles la prueba.

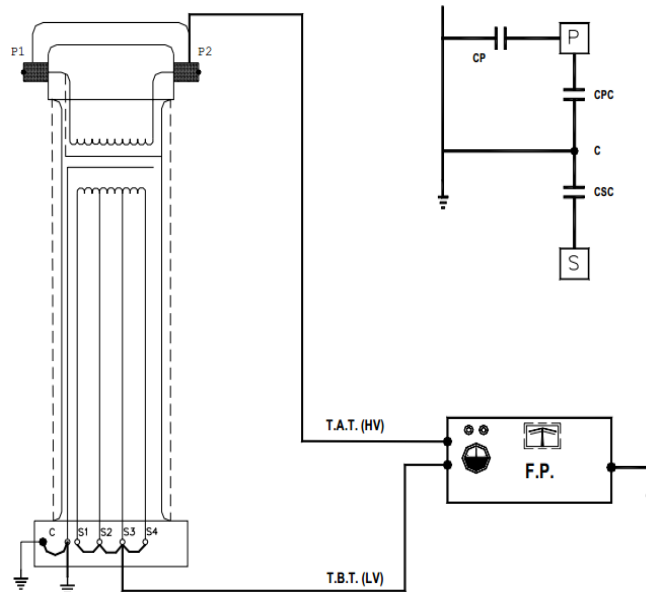


Figura 3.34 Conexión del TC para prueba de Factor de Potencia.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	VOLTS PRUEBA
	T. A. T.	T. B. T.	SELECTOR		
1	P1- P2	S1, S2, S3, S4	GROUND	CP - CPC	2500
2	S1, S2, S3, S4	P1- P2	GROUND	CSC	500

Figura 3.35 Prueba 1 y 2 de Factor de Potencia.

Valores obtenidos en la prueba a TC's de Factor de Potencia	
0.10 %	Prueba 1
0.10 %	Prueba 2

Tabla 3.7 Resultados de la prueba al TC de FP.

Prueba de Relación de Transformación TTR.- Con el medidor de relación de transformación convencional, se pueden medir relaciones de transformación hasta 130, siendo esto útil para transformadores de corriente de relación hasta 600/5, y para transformadores de potencial con relación hasta 14400/120.

Para relaciones mayores se debe utilizar el accesorio del medidor o acoplar un segundo TTR. Si se dispone del medidor trifásico no se tiene ningún problema ya que éste puede medir relaciones de hasta 2700.

La prueba de relación de transformación a transformadores de corriente, también se realiza con un transformador de alta carga, un variac y dos amperímetros. Conforme a los datos de placa, debe efectuarse la comprobación en las relaciones de que disponga el transformador.

Procedimiento para realizar la Prueba a TC's de Relación de Transformación TTR

- Se tramita la libranza respectiva al operador y tiempo después el operador confirma la libranza.
- Se tiene la precaución y seguridad que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y de las cuchillas seccionadoras.
- Se aterriza el tanque y la estructura del interruptor a probar. Se aterriza durante 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba o al personal de trabajo.
- Se desconecta de la línea o barra, las terminales del interruptor a probar.
- Se prepara los recursos de prueba indispensables para realizar la prueba como son: instrumentos, herramientas, probetas, mesas de prueba, etc.

Conexiones para realizar la prueba.- Para efectuarla es necesario puentear o cortocircuitar las terminales del devanado secundario de la relación a comprobar, aplicando al devanado primario diferentes valores de corriente preestablecidos y midiendo las correspondientes corrientes en el devanado secundario.

Si por el rango de medida del equipo de prueba no se pudiera obtener la relación, intercalar el transformador auxiliar propio del equipo. La otra manera de conocer la relación, es aplicar bajo voltaje (127 volts por ejemplo) y medir con un volmetro de precisión el voltaje de las terminales s1-s2 y s3-s4 de los devanados secundarios.

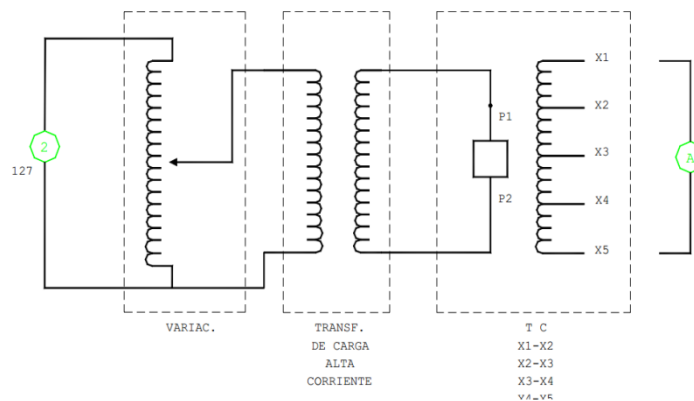


Figura 3.36 Conexión del TC para prueba de Relación de Transformación TTR.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CR	CN	GR	GN	
1	P1	TIERRA	S1	S2	REL. DEVANADO 1
2	P1	TIERRA	S3	S4	REL. DEVANADO 2

Figura 3.37 Prueba 1 y 2 de Relación de Transformación TTR.

Valores obtenidos en la prueba a TC's de Relación de Transformación TTR

El porcentaje de diferencia en la relación de transformación medida con respecto a la teórica no debe ser mayor de 0.15 %.

3.5 Verificación en sitio del Transformador de Instrumento TC

- Datos de placa



Figura 3.40 Datos de placa del TC tipo Pedestal de 13.8 Kv.

INFORMACION DE PASAMUROS		
Marca	Tipo	NBAI
H-J EMPRESAS AS1424-001	CERAMICO	125 kV
Voltaje de diseño	Distancia de fuga	Año de fabricación
15 kV	640.08 mm	2012
INFORMACION DE OPERACION INTERRUPTOR		

Figura 3.41 Datos de placa del TC tipo Dona de 13.8 Kv.

La presente norma de referencia actualizada y revisada fue la tomada como base para todas las observaciones que se deriven de la aplicación de misma, en el ámbito de CFE. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de LAPEM, quien por medio de su departamento de Normalización y Metrología, coordinará la revisión de todo lo involucrado a los interruptores en vacío.

Para una correcta instalación y manejo de los TC's de medición y de protección de los interruptores en vacío de tipo SDV7 SIEMENS, se requiere aplicar la norma **NRF-028-CFE-2005**, quien se encarga de revisar y corregir documentos normalizados CFE, relacionados con interruptores de potencia para distribución 15.5 kV a 123 kV.

Para la correcta utilización de esta norma de referencia que se tomó de referencia, es necesario consultar y aplicar las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), tanto normas Mexicanas como también es necesario aplicar normas de referencia a las siguientes o a las que las puedan sustituir, todas las normas siguientes deben cumplir con la norma **NOM-008-SCFI**.

NOM-008-SCFI-2005.- Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-H-074-1996-SCFI.- Productos de Hierro y Acero Recubierto de Zinc (Galvanizados por Inmersión en Caliente).

NMX-J-438-ANCE-2004.- Conductores – Cables con Aislamiento de Policloruro de Vinilo, 75 °C y 90 °C para Alambrado de Tableros – Especificaciones.

NMX-J-561-ANCE-2004.- Pruebas de Contaminación Artificial en Aisladores Para Alta Tensión Utilizados en Sistemas de Corriente Alterna.

NRF-001-CFE-2000.- Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles adquiridos por CFE.

NRF-008-CFE-2000.- Boquillas de Porcelana para Equipos de Distribución con Tensiones de Operación de 38 kV y Menores.

NRF-027-CFE-2004.- Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV.

En la subestación de Servicios Propios de 13.8 kV de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se encuentran Transformadores de corriente de tipo pedestal al costado de los interruptores de tipo pequeño volumen de aceite que por lo que se pudo observar y detectar que es un punto de falla ya que por el tiempo en operación y por ser un equipo que trabaja en aceite la confiabilidad es muy baja.

Estos transformadores de corriente se utilizan para el ámbito de protección o para el ámbito de medición ambas actividades son realizadas con los transformadores de corriente. Para la modernización se requirieron de transformadores de corriente para medición de tipo Dona o Bushing los cuales ofrecen una tecnología que permite la confiabilidad de operación en la S.E de servicios propios.

Transformadores de Instrumento tipo Pedestal.- Estos transformadores de corriente operan con corrientes relativamente altas; estos transformadores son construidos con devanado primario y secundario, ya que el primario la constituye la línea a la que van a conectarse y el secundario se utiliza para protecciones.



Figura 3.42 Transformador de instrumento tipo pedestal para medición y protección en operación.



Figura 3.43 Transformador de corriente tipo pedestal para medición y protección en mal estado.

Se realizó el cambio de transformadores de corriente de tipo pedestal para la medición y protección de los interruptores, por el mal estado y deterioro de sus componentes provocado por los 30 años en operación.

Utilizando el nuevo equipo obtendremos mayor seguridad y confiabilidad del esquema de protecciones y posteriormente al esquema de control ya que de los TC's de protección y medición se obtienen los datos para poder dictaminar una falla y la magnitud de la misma en el equipo o en el circuito entero.

Transformadores de Instrumento tipo Dona.- Estos transformadores de corriente operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden construirse sin devanado primario, ya que el primario la constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso, a los transformadores se les denomina tipo Dona o Bushing.

Los transformadores de instrumento tipo dona que ya incluye el interruptor SIEMENS en vacío como parte de sus componentes, se alimenta por el efecto de inducción de la corriente, utiliza para medición de corrientes entrantes al interruptor por el lado de alta, no utiliza un lado primario. Su único objetivo es proteger de sobrecorrientes al interruptor en operación.

Tiene el devanado secundario completamente aislado y permanentemente ensamblado en el núcleo, pero no tiene devanado primario, el devanado primario consiste en pasar el conductor con la corriente consumida a través de la "Dona", este tipo de construcción genera la confiabilidad del usuario ya que se elimina un punto de falla en la subestación y las mediciones son más exactas.

Cargas Normalizadas para Transformadores de Corriente					
Según Normas ANSI C.57.13					
Corriente Secundaria de 5 Amps.					
Designación de Carga	Resistencia ohms	Inductancia mHenrys	Impedancia ohms	Volt-Amperes a 5 Amps.	Factor de Potencia
Cargas de Medición					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45.0	0.9
Cargas de Protección					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Tabla 3.8 cargas normalizadas de los TC's tipo Bushing.

Conexión del transformador de corriente.- En el interruptor tipo SDV7 de distribución con barreras de interfase y el buje de transformadores de corriente instalados en el compartimento principal se ilustra el casquillo de (TC's) toroidales que se encuentran instalados en el compartimento principal del interruptor de circuito de distribución de tipo SDV7.

Los casquillos pasan a través de los TC's. Hasta dos TCs pueden montarse alrededor de cada casquillo. Las conexiones de TC buje están conectados a los bloques de terminales separados situados en el compartimento del operador de bajo voltaje. Los TC's están alimentados por el efecto de inducción electromagnética es por eso que no utilizan el lado primario.

En la **Figura 3.9** de conexión se puede apreciar el conexionado de los transformadores de instrumento o de corriente tipo dona o Bushing en el cual está ubicado dentro del interruptor en la cubierta principal del interruptor en vacío de 13.8 kV.

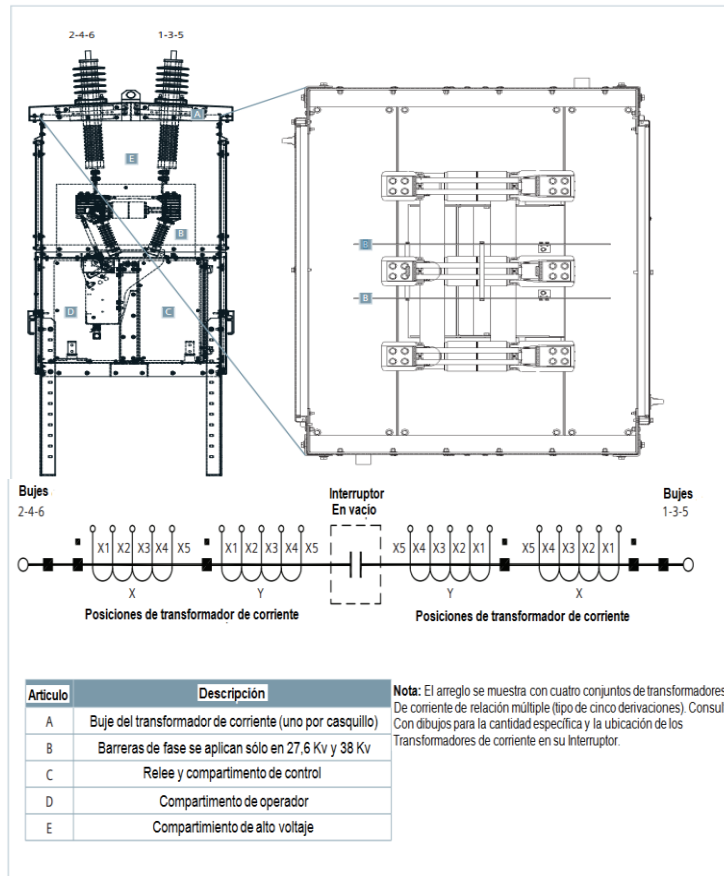


Figura 3.9 con barreras de interfase y el buje de transformadores de corriente instalados en el compartimento principal

3.6 Esquema de protecciones para los Interruptores

En este proyecto de Modernización de interruptores de 13.8 kV del área de servicios propios de la subestación Manuel Moreno Torres, se requiere de un sistema de protecciones seguro y confiable, en el cual proteja a los interruptores y los circuitos de la subestación.

Este tipo de protección está diseñada para producir la desconexión de los 7 circuitos 4010, 4020, 4030, 4040, 4050, 4060, 4070, en caso de fallas debidas a cortocircuitos, sobrecorrientes, sobrevoltajes, con el fin de aislar la parte fallada y preservar la integridad de los interruptores y de los equipos involucrados en la subestación de servicios Propios.

Nomenclatura "ANSI"	Protección Primaria
50BF	Protección de disparo de interruptor
50FI	Protección de falla de interruptor
50	Protección de sobrecorriente instantánea

51N	Protección de sobrecorriente temporizado a neutro
49T	Relé térmico para máquina, aparato o Interruptor.

Tabla 3.1 nomenclatura de las protecciones “ANSI”

Protección de apertura del interruptor de los relevadores (50FI/50FB).- Su finalidad de esta protección es detectar la falta de apertura del interruptor al recibir la orden de disparo enviada por alguna protección. Para su operación se requiere que se tenga presente la operación de otra protección que envíe orden de disparo. Si al transcurrir cierto tiempo no ha abierto y hay suficiente corriente que opere detectores de falla de esta protección, el esquema será activado.

Una situación de riesgo sería que se presente una falla en algún equipo primario como una línea, transformador, bus, etc. y que por cualquier razón un interruptor no abra; el objetivo principal de este esquema de protección es aislar la falla, abriendo todas las fuentes que contribuyen con corriente, por tanto el sistema abarca los siguientes puntos:

- 1.- Poder reconocer cualquier falla que puede ocurrir dentro de la zona de protección descrita.
- 2.- Iniciar el disparo del mínimo número de interruptores necesarios para eliminar la falla.
- 3.- Operar lo bastante rápido para mantener la estabilidad del sistema y prevenir un excesivo daño en el equipo, manteniendo el grado previsto de continuidad en el servicio.

Funcionamiento del relevador de protección 50FI.- El primer punto se cubre a través de los relevadores normales de protección y de la supervisión de existencia de corriente a través del interruptor.

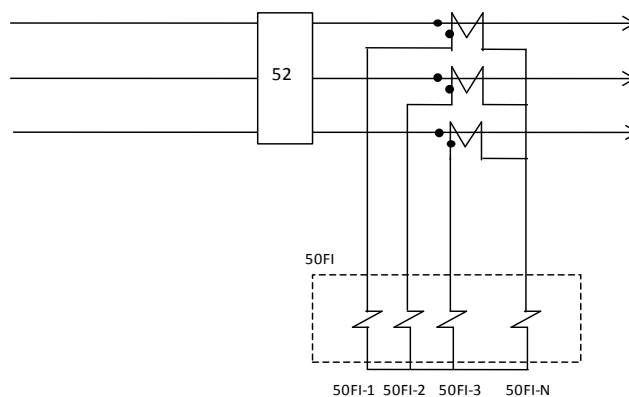


Figura 3.21 Lógica del esquema de disparo por falla del interruptor.

Para detectar si existe sobrecorriente, el relevador 50FI cuenta con bobinas intercaladas en el circuito de corrientes de la protección primaria PP1 o de la PP2 o en líneas de 115 kV en serie con las corrientes que alimentan al 67N. Ver diagramas unifilares de subestaciones para consultar ubicación.

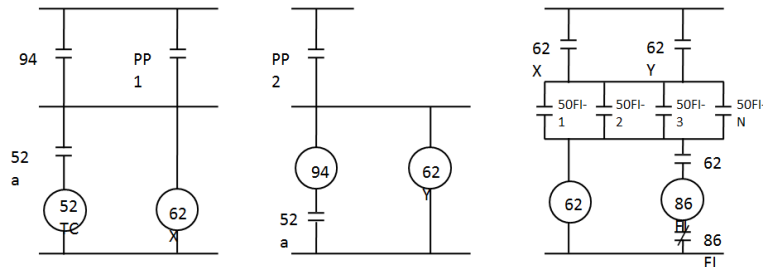


Figura 3.22 Lógica del esquema de protecciones 50FI.

La dinámica del relevador es que al cerrarse el contacto de la PP1 se energiza la bobina del relevador auxiliar del Timer 62X o al cerrarse el contacto de la PP2 se energiza la bobina del relevador auxiliar del Timer 62Y, cualquiera de las dos bobinas cierra su contacto correspondiente; si existe sobrecorriente se energiza el Timer 62, el cual un tiempo después cierra su contacto y hace operar al 86FI que es el que manda abrir los interruptores locales de respaldo.

Tiempo efectivo.- Es el tiempo de operación medido desde que se cumplen sus condiciones de operación hasta la salida de disparo del relevador, lo que deberá de verificarse con pruebas en campo. El ajuste que se le hizo de tiempo al relevador 50FI quedo con un disparo a un tiempo efectivo de 160 milisegundos de operación y el redisparo a un tiempo efectivo máximo de 30 milisegundos de operación.

Consideraciones adicionales.- Cuando el 50FI reciba un arranque sostenido por más de 5 segundos, deberá generar una señal de alarma. La función de redisparo deberá ser supervisada por corriente y el ajuste a un nivel más bajo que el detector del 50FI. En caso de que no sea posible habilitar esta supervisión, es recomendable analizar la aplicación a detalle.

Con el propósito de cubrir fallas de discordancia de polos, ajustar la función de desbalance de corrientes con tiempo de operación de 1.8 segundos, solo para disparo sobre el interruptor protegido.

Funcionamiento del relevador de protección 50FB.- Es un esquema de falla del interruptor que necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor, pero el interruptor falla al operar.

La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo. Esto es particularmente importante en los circuitos que alimenta la subestación de servicios propios de 13.8 kV, ya que alimenta a toda la central MMT y una falla de esa magnitud compromete a la empresa.

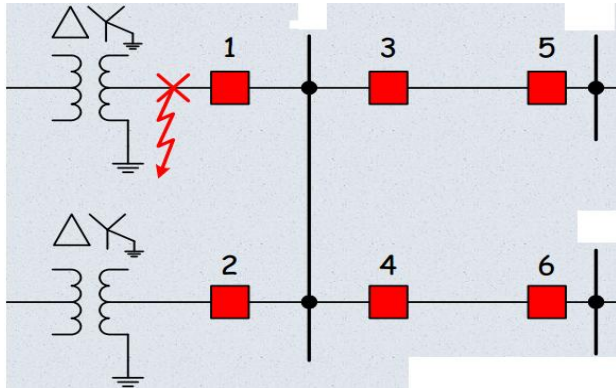


Figura 3.23 Protección 50FB falla al interruptor.

La protección 50BF para falla del interruptor actúa cuando hay problemas mecánicos con el interruptor. Esta protección pone a todos los circuitos de la barra fuera de servicio, o sea despeja todas las alimentadoras de la barra. Esto lo demostramos con el siguiente circuito de la protección 50BF.

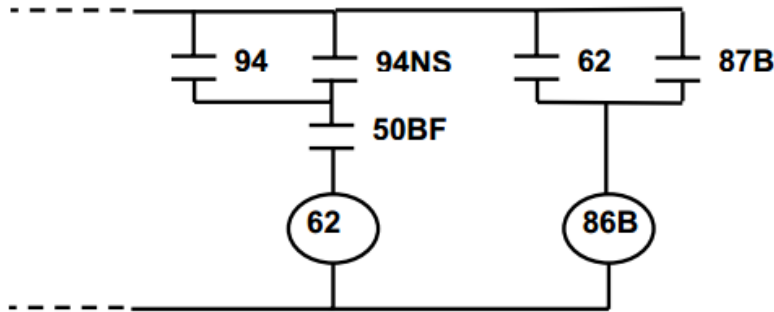


Figura 3.24 Circuito de contactos de la protección de falla del interruptor.

El circuito anterior es la descripción de la falla del relevador de disparo sobrecorriente (50FB), para el esquema de protecciones de la subestación de servicios propios MMT se usaron dos criterios para el ajuste de corriente de puesta en trabajo: la mínima corriente de falla en la línea y la corriente obtenida de un porcentaje sobre la máxima carga de MVA's.

Es por ello que si ocurre una falla en la línea cualquiera de los relés auxiliares de disparo de protección primaria (94P) o de protección secundaria (94NS) actúa en respuesta a la acción de disparo. La corriente de falla hace operar al relé 50FB, por estar ajustado para operar a una corriente de falla baja, cierra sus contactos y permite la operación de disparo.

El 62 es un relé retardador de tiempo (de hasta 100mS), si pasado dicho tiempo la falla no es despejada, entonces cierra contactos y energiza el relé auxiliar 86B que saca fuera de servicio a toda la barra de 13.8 kV.

En el caso que la falla fuese en la barra, la protección diferencial de barra (relé 87B), se puede también actuar el relé 86B teniendo el mismo efecto, sacando en servicio toda la barra de 13.8 kV.

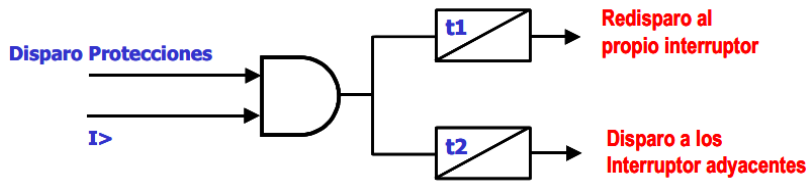


Figura 3.25 Lógica de la falla del interruptor 50BF (FI).

Protección de apertura del interruptor por cortocircuito de los relevadores (50/51N).- La protección de sobrecorriente, en los sistemas de protección es de los más comunes, debido a que una sobrecorriente es la anomalía que ocurre con mayor frecuencia, la protección de sobrecorriente es la protección que actúa al existir un aumento de corriente por arriba de los valores normales de operación.

Los esquemas de protección de sobrecorriente dependen de dos factores, el nivel mínimo de corriente establecido para su operación (Pick Up) y el tiempo en el cual el relevador opera, es decir, la respuesta que tendrá el esquema de protección con respecto al tiempo.

Estas dos protecciones van de la mano más sin embargo son diferentes ya que la protección 51N es protección contra sobrecarga y la protección 50 es una protección contra cortocircuito retardado o instantáneo.

La función del relevador 51N es que provee protección contra fallas a tierra. Debido a que no existen corrientes de secuencia zero en condiciones normales de operación, esta función puede ser ajustada con una mayor sensibilidad que la función de sobrecorriente de fase.

Si las funciones 50 y 51N no son utilizadas en el neutro del generador, pueden utilizarse para detectar fallas a tierra en el sistema (respaldo), conectándolas en el transformador de corriente de medición y protección.

Funcionamiento del relevador de protección 50/51N.- Estas funciones proporcionan protección rápida (inmediata) contra fallas de alta corriente, para fase y neutro respectivamente. Los ajustes para dichas funciones deberán ser tales que no operen para fallas fuera de su zona de protección primaria.

La función de sobrecorriente responde a la magnitud de corriente sobre un valor especificado, existiendo tres tipos básicos: electromecánicos, de estado sólido y micro procesados. Los relevadores de estado sólido y micro procesados, tienen las características múltiples de las curvas y pueden duplicar prácticamente cualquier curva de los antiguos relevadores electromecánicos.

En sistemas sólidamente aterrizados, la tierra es común a todos los elementos y una falla a tierra se determina por la corriente que circula por ella. Lo anterior no siempre se cumple, en sistemas industriales grandes o en redes de distribución, esto es común.

En la subestación de servicios propios de 13.8 kV se implementó este relevador el cual tiene la ventaja de liberar en forma selectiva e inmediata el circuito puesto a tierra. Requiere que la mínima corriente de falla sea suficiente para operar el relevador de falla a tierra.

Es por ello que es de suma importancia la magnitud de la resistencia de puesta a tierra, ya que debe permitir el paso de la circulación de la corriente suficientemente para que los relevadores de falla a tierra la detecten y liberen el circuito fallado o en su defecto la barra del bus de 13.8 kV. Este es el principio de funcionamiento de los relevadores 51N.

En condiciones normales de operación los relevadores 50/51N no deben actuar por desbalance, ya que desde el punto de vista práctico este no debe ser mayor al 30% del valor nominal de la carga. En casos como el restablecimiento de “zonas oscuras” en sistemas de distribución, el desbalance suele “verse” como una falla a tierra.

Al utilizar este relevador de protección las ventajas son grandes como por ejemplo las magnitudes de corriente de falla a tierra son bajas, no hay riesgos de arco eléctrico en fallas a tierra, y la operación es continua después de la primera falla a tierra. Como podemos ver es factible la protección dentro de la subestación de servicios propios de la central Hidroeléctrica MMT.

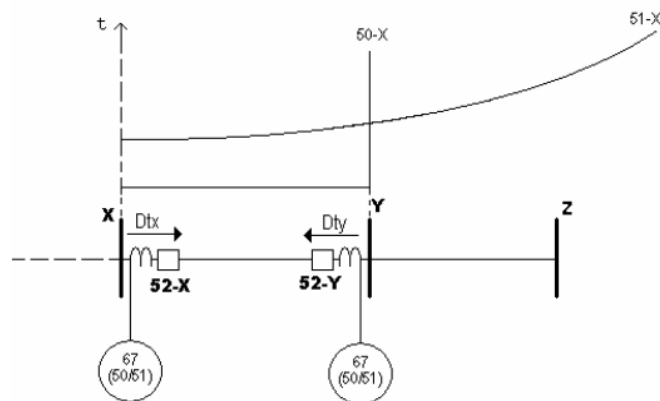


Figura 3.26 esquema de protecciones direccional de sobrecorriente del circuito 4010.

En este esquema de protecciones en la cual se demuestra las direcciones de disparo de los interruptores que son provocados por los relevadores 50/51N que detectan una sobrecorriente en un tiempo de 3 ms en la barra X que es la barra del bus de 13.8 kV.

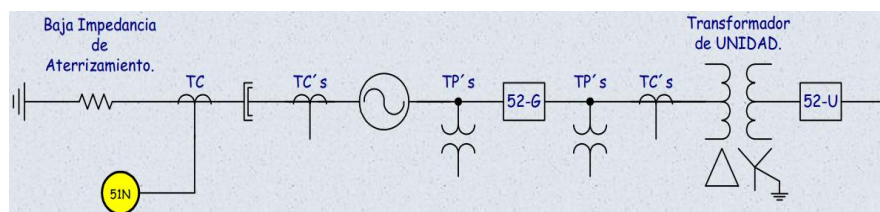


Figura 3.27 esquema de protecciones del relevador 51N.

En los circuitos 4010, 4020, 4030, 4040, 4050, 4060,4070, fueron utilizados los relevadores de corriente temporizados a Neutro desde el Transformador de corriente midiendo los niveles de corriente de 2.3 Amperes a 3 Amperes.

Se mejoró el esquema de protecciones de la subestación de servicios propios de 13.8 kV de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres utilizando combinaciones de relevadores multifuncionales y procesadores de protección como se muestra en el siguiente diagrama de la subestación del BUS II de la subestación.

Protección de apertura del interruptor por relevador de temperatura (49T).-

Esta protección es común en transformadores, en este proyecto de modernización de interruptores en vacío SIEMENS de 13.8 kV se implementó para los interruptores el relevador para la protección 49T.

Este relevador térmico funciona cuando la temperatura de los contactos del interruptor debido a una sobrecarga o sobrecalentamiento se exceda la temperatura al valor fijado por el fabricante, por lo consiguiente se activa la alarma y manda una señal al operador ocasionando a un disparo del interruptor.

Para la protección del interruptor se tiene una protección de sobrecarga con escalón de preaviso integrado para temperatura e intensidad. La temperatura se determina sirviéndose de un modelo de monocuerpo térmico (según CEI 60255-8), que tiene en cuenta la aportación de energía al medio de funcionamiento y la emisión de energía al entorno, efectuando de acuerdo con esto el seguimiento constante de la temperatura.

De este modo se tienen en cuenta la carga previa y las oscilaciones de carga. Para la protección térmica de interruptores (en este caso especialmente de los contactos) se puede ajustar otra constante de tiempo T_{th} . Las condiciones térmicas se determinan correctamente con el equipo en marcha y con el equipo parado.

La temperatura ambiente o la temperatura del refrigerante se pueden acoplar serialmente a través de un equipo exterior de detección de la temperatura (Thermobox). El modelo se adapta entonces automáticamente a las condiciones medioambientales. En caso contrario se parte de una temperatura ambiente constante y de la temperatura nominal del fabricante.

Para el ajuste de la constante de tiempo del interruptor se tomó en cuenta la temperatura que maneja el fabricante del equipo. El valor de la corriente de arranque debe ser por lo menos 15% encima de la corriente nominal; es decir, corrientes menores al 115% son permisibles en forma permanente.

Se consideró dos niveles de ajuste de actuación que corresponden a Alarma y Disparo del interruptor. El ajuste de alarma debe corresponder a un 90% de la temperatura de los contactos para que se pueda llevar a cabo el disparo de los mismos.

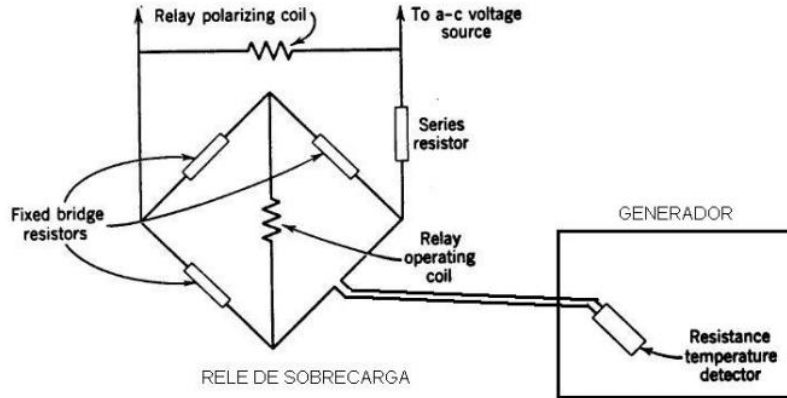


Figura 3.28 Protección térmica del interruptor con RDT

Esta protección opera utilizando detectores resistivos de temperatura (Detector – RTD) que fueron instalados en el interruptor de cada circuito de la subestación de servicios propios. Para el cálculo se considera que la temperatura modifica el valor de la resistencia y se utiliza de acuerdo al circuito anterior. El ajuste del relé debe ser efectuado según las instrucciones del fabricante del equipo.

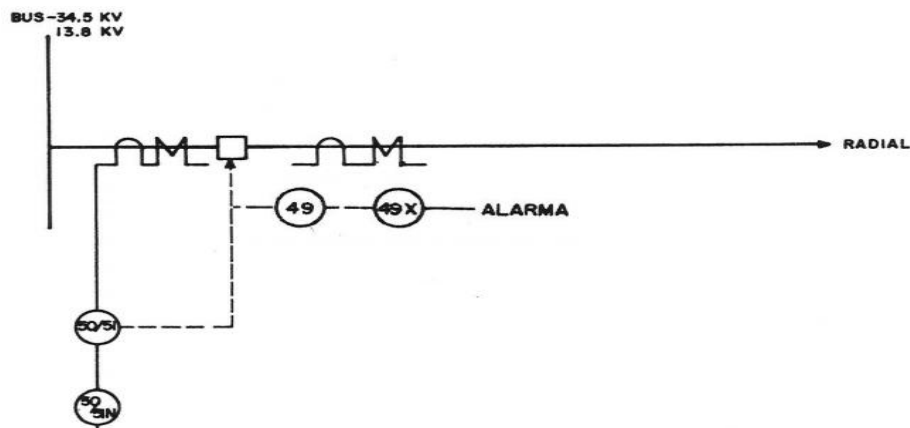


Figura 3.29 Esquema de protecciones de la subestación de servicios propios MMT.

Se aplicó la lógica de respaldo de fallo de interruptor por medio del relevador (50FI), la cual requiere el uso de elementos de sobrecorriente instantáneos de fase y a tierra (G) como también se necesitó de los relevadores multifuncionales (50FB), (50/51N) de los cuales el primordial objetivo es disparar al interruptor por fallas adversas de cortocircuito o sobrecorrientes de maniobras detectados por los relevadores.

Este esquema de protecciones también se utilizó y se programó un temporizador que se ajusta con un tiempo igual a la suma de los tiempos de operación del relevador, de apertura del interruptor, de restablecimiento de los detectores de falla más un margen de seguridad.

Y como agregado a protecciones se realizó la protección de temperatura del interruptor por medio de sus contactos se utilizó el relevador (49T) en el cual se utilizó la temperatura ideal del fabricante de SIEMENS y esos parámetros térmicos nos sirvió como referencia al disparo del interruptor.

3.7 Esquema de Control

La función principal de la red de control en la subestación de servicios propios de 13.8 kV de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres es optimizar y mantener en operación el sistema eléctrico de la central con altos márgenes de seguridad, que le permita a la parte eléctrica coordinar sus operaciones normales y de emergencia en la subestación de Servicios Propios.

La operación de los sistemas de potencia y en sí de la subestación de Servicios Propios, es realizada por el área de control, por medio de la cual su función primordial es desarrollar las siguientes funciones.

Una de las funciones más importantes es la de control de carga y frecuencia de la subestación ya que se necesita tener una frecuencia de 60 Hz para la función correcta de la central, la ejecución de acciones correctivas en condiciones de emergencia que no es más que realizar los disparos de los interruptores o barras en condición de falla.

Otra función importante es la de supervisar y controlar el sistema de la subestación de servicios propios, para poder brindar así la seguridad y confiabilidad de los equipos de la central MMT, para ello se requiere de procesar la información de protecciones para poder tener el control de la subestación.

Para que las señales de control puedan ser detectadas y con ello las funciones anteriores se llevaran a cabo se necesitó de redes de comunicación de voz Monocanal en la banda VFH-FM, con esto el departamento tendría la seguridad de controlar los equipos y los disparos de emergencia del interruptor o del Bus de manera correcta.

Comunicación Microondas.- Por lo que la subestación requería de un medio de comunicación con alto grado de seguridad y confiabilidad para respaldar la operación eficiente de la subestación de servicios propios de la central Manuel Moreno Torres y que den como resultado un servicio continuo y de buena calidad para los equipos de la misma central se optó por el siguiente sistema.

Las redes actuales cuentan con sistemas monocanales (VHF) y bicanales (OPLAT), que actualmente ya no satisfacen todas las necesidades a nivel comunicación y en casos excepcionales las de protección de equipo primario de la subestación, resultando insuficientes para cubrir las necesidades que involucran la operación de la subestación.

Debido a estas consideraciones se implementó el sistema de control y comunicaciones de (Microondas) que permite satisfacer la demanda de canales de comunicación y para soportar los proyectos a futuro, como la comunicación inalámbrica multicanal.

Fibra óptica.- Se utilizó fibra óptica la cual enlaza la subestación de servicios propios a protecciones para poder transmitir un gran volumen de información por una sola fibra, lo cual contribuye a obtener pérdidas menores, inmunidad al ruido, los repetidores se pueden espaciar más y peso ligero.

Fueron construidas y diseñadas con un blindaje especial de cable alumowell, para ser instalados en lugares estratégicos de la subestación, cumpliendo con las mismas funciones que el cobre, solamente que con menores costos y mayor seguridad y confiabilidad de la información.



Figura 3.30 Conexión de la fibra Óptica.

A través de los hilos de fibra óptica se están transmitiendo protecciones por comparación direccional, disparos transferidos directos, voz, mediciones, ordenes de control. Lo cual han tenido éxito y confiabilidad en la subestación MMT.

En la caseta de control se utilizan dos tableros de suma importancia ya que es donde se encuentra el control general para la subestación eléctrica de servicios propios de la central Ing. Manuel Moreno Torres.

Un tablero sirve para la llegada 1, Acople, llegada 2 y transferencia, con referencia (=D01+R01), para cada una de ellas se previó un relé con función principal 50/51 tipo 7SJ642. El total de equipos en este tablero es de cuatro. El segundo tablero mantiene cinco salidas, con referencia (=D02+R02). Cada una de las salidas posee un relé con función principal 50FB/50FI tipo 7SJ642. El total de equipos montados en el segundo tablero es de cinco.



Figura 3.31 Tablero de control y protección =H10+R10.

En los tableros se encuentran principalmente los equipos funcionales de los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación eléctrica de servicios propios, también son conocidos como tableros de fuerza por la importancia de los equipos. A continuación se hará mención del esquema de control de la subestación eléctrica de servicios propios de 13,8 kV.

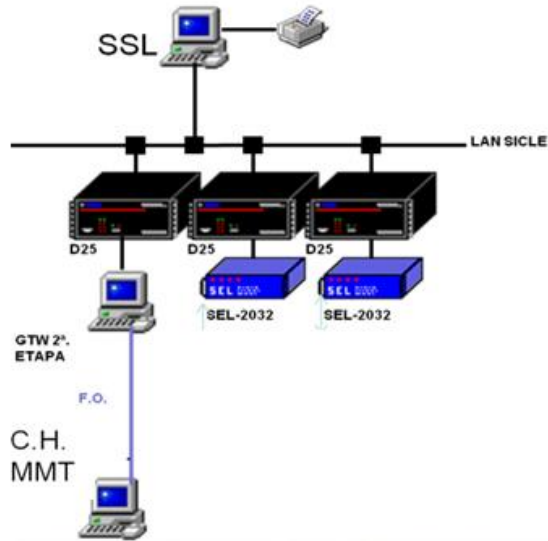


Figura 3.32 Esquema de control de la subestación de servicios Propios de 13.8 kV MMT.

La subestación de servicios propios carecía de protecciones y control la confiabilidad y seguridad tenía un índice muy bajo, después de la modernización de equipos SIEMENS de 13.8 kV el departamento de protecciones opto por agregar un esquema de protecciones a los interruptores por lo tanto el control se modernizo así como el control supervisorio que más adelante hablaremos del trabajo realizado.

3.8 Control Supervisorio de los Interruptores en vacío de 13.8 kV

Es un equipo que ha sido diseñado con la finalidad de obtener información y control de las instalaciones de un sistema eléctrico a “Control Remoto” desde una estación maestra mediante un canal de comunicaciones a una unidad terminal remota instalada en la subestación eléctrica de 13.8 kV de Servicios Propios en la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

Este equipo a su vez traduce las órdenes y las ejecuta a un gabinete de interfase que está diseñado para realizar el acoplamiento de señales al equipo propio de la subestación eléctrica de Servicios Propios.

Estacion Maestra.- Las principales funciones basicas de la Estación Maestra son las siguientes: ejecuta controles de apertura y cierre. Desplega la información de cambio de estado o alarma con indicacion visual y audible al operador (Monitor del video, impresora , y tablero mimico, etc.).

La Estación Maestra da indicación visual y bloqueo de control para puntos de libranza, también nos brinda la señalización de “Abierto” –Cerrado- en transición en la operación de cuchillas y la adquisición de señales analógicas.

Unidad Terminal Remota.- Esta Unidad Remota procesa la información recibida de la estación maestra y de los equipos instalados en la subestación en este caso en particular los interruptores en vacío de 13.8 kV por lo tanto envía esta información y la retroalimenta a la Estación Maestra, siendo sus funciones principales en ordenes de mando el abrir o cerrar los interruptores como también el bloqueo o desbloqueo de Recierre.

Sistema de informacion y Control Local de Estación (DIGSI).- En este punto veremos la tendencia de evolucion de los equipos de Control Supervisorio hacia el programa DIGSI. En este proyecto se continuan vigentes todos los principios de la teoria de Control Supervisorio tradicional.

Lo cual hablamos que este control supervisorio tiene la funcion de monitoreo y control Remoto de la subestacion de servicios propios de 13.8 kV de la central Hidroelectrica MMT. Esto solo es un subconjunto de las funciones del CICLE. Se tiene adicionalmente la funcion de registro y secuencia de eventos con una resolución de 1 milisegundo.

Con este programa se reduce el uso de traductores para la supervicion de mediciones, ya que los multimedidores realizan esta función más eficientemente. Además al tener una sola fuente de información para las mediciones, se evitan las diferencias entre las lecturas en la Estacion Maestra y los medidores locales.

El sistema de automatización de Siemens está basado en el sistema “Full Server” o SIPROTEC, los cuales conforman un sistema modular y abierto, donde las tareas específicas de control y protección del sistema son realizadas por sistemas numéricos programables e integradas a través de la tecnología de las comunicaciones “Internet Technology”, o mejor conocido como IT.

Todos los equipos de control y protección son de la serie SIPROTEC, los cuales son configurados utilizando el programa DIGSI. Este programa es propiedad de la empresa Siemens y únicamente funciona con estos equipos. Utilizando este programa se obtiene como resultado establecer todos los parámetros de configuración, anunciación y medida, es decir, todo lo asociado con relé para su correcto funcionamiento.

Entre estos parámetros se destacan los “CFC” (*Continuos Function Chart*), para la configuración de los enclavamientos en los equipos, como por ejemplo el “Default Display” y “Control Display”, para la configuración de la interfaz gráfica del equipo y la configuración matriz, lugar donde se configura el origen y el destino de cada una de las señales que reciben y salen del relé, ya sean provenientes o para CFC, los niveles de mando superior, entradas o salidas binarias.

En la **Imagen 3.33** se puede apreciar la vista general de la configuración del interruptor Siemens en vacío de 13.8 kV, a través del software DIGSI, ya que pertenece a la familia SIPROTEC es posible hacer esta configuración.

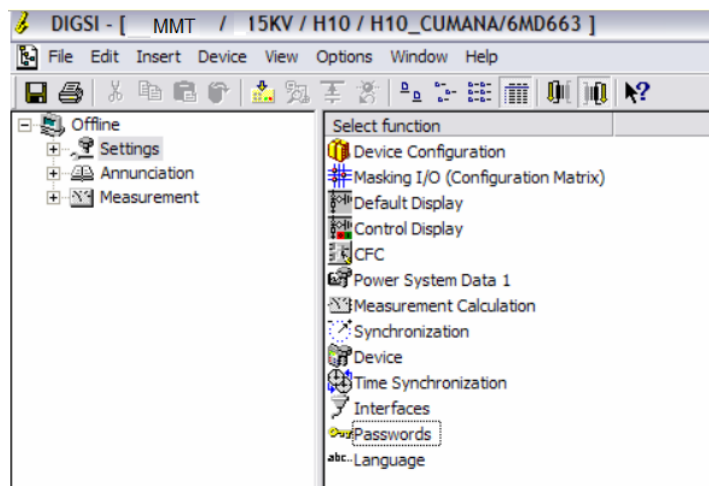


Figura 3.33 Vista de opciones para configurar los interruptores en DIGSI.

Debido a que cada una de estas señales son diferentes y usos similares, el programa DIGSI maneja varios tipos, operables y entendibles por los relés SIPROTEC, los cuales según el requerimiento que presenta el cliente se utilizan para la adecuada configuración del sistema. Estas se dividen en:

Señales de Anunciación. Estas son las que se utilizan para dar notificaciones al usuario. No se utilizan para dar notificaciones al equipo para mantener un adecuado *performance* del sistema. Se subdividen en: ON/OFF (SP) que nos sirve para indicar que un equipo, tal como el interruptor o una cuchilla se encuentra presente o no presente.

Open/Close (SP) nos indica si un equipo, tal como un seccionador, se encuentra abierto (1) o Cerrado (0). El *External signal Point*, son las señales que se desean enviar al sistema de interfase del interruptor. También se encuentran las señales del tipo *Single Point Fast* (SP), las cuales son destinadas por su rapidez a las señales de protección. Estas son del tipo ON/OFF y del tipo *Open/Close*.

La siguiente figura corresponde a lo que se observa en la matriz de configuración de un equipo SIPROTEC en DIGSI. Como se puede apreciar, este se encuentra dividido en tres principales grupos: *Information*, *Source* y *Destination*. En el campo *Information* se presenta al usuario la señal y el tipo de la misma. En el campo *Source* se indica el origen de esta señal. En donde se encuentra varias opciones:

- A través de una entrada binaria del equipo (*Binary Input*).
- A través de una tecla función del equipo (Function Key).
- La misma proviene de un mando superior (System Interface).
- La misma proviene de una señal que debe ser comprobada (C.F.C).

Finalmente en el campo *Destination* se indica hacia donde se dirige esa señal, la misma puede ser orientada a los siguientes destinos:

- A una salida binaria (*Binary Output*).
- A un led del equipo (*Led*).
- Hacia los niveles de mando superior (*System Interface extended*).
- Hacia una logica de enclavamiento (C.F.C).
- Hacia la pantalla grafica del relé (*Control Menu*).

Para entender mejor lo mencionado anteriormente, observamos la **Figura 3.34** notese en *Destination* se encuentran marcadas por un circulo algunas de las señales que el equipo enviara al “*System interface*” (S), esto se refiere para que las mismas puedan ser configuradas y luego vistas en los mandos superiores.

Number	Information		Type	Source		Destination												
	Display text	Long text		BI	F S C	B	LE	O	W	S	X	C	D	CM				
00320	Warn Mem. Data	Warn. Limit of Memory Data exceeded	OUT															
00321	Warn Mem. Para.	Warn. Limit of Memory Parameter exceeded	OUT															
00322	Warn Mem. Oper.	Warn. Limit of Memory Operation exceeded	OUT															
00323	Warn Mem. New	Warn. Limit of Memory New exceeded	OUT															
00051	Device OK	Device is Operational and Protecting	OUT															
00055	Reset Device	Reset Device	OUT															
00056	Initial Start	Initial Start of Device	OUT															
00067	Resume	Resume	OUT															
	Reset LED	Reset LED	InsSP		X													
	>Light on	>Back Light on	SP															
00125	Chatter ON	Chatter ON	OUT															
00147	Error PwrSupply	Error Power Supply	OUT															
00177	Fail Battery	Failure Battery empty	OUT															
	DataStop	Stop data transmission	InsSP															
00016	>DataStop	>Stop data transmission	SP												X			
	Test mode	Test mode	InsSP												X			
	HvTestMod	Hardware Test Mode	InsSP				X											
00003	>Time Synch	>Synchronize Internal Real Time Clock	SP, Ev															
	SynchClock	Clock Synchronization	InsSP, Ev															
00068	Clock_SynchError	Clock Synchronization Error	InsSP															
00069	DayLightSavTime	Daylight Saving Time	OUT															
00070	Settings Calc.	Settings calculation is running	OUT															
00071	Settings Check.	Settings Check	OUT															
00072	Level2 change	Level2 change	OUT															

Figura 3.34 Vista parcial de la “*Matriz de Configuración*” del equipo SDV7.

Ya explicadas y definidas cada una de las principales señales que los relés SIPROTEC en la subestación de Servicios Propios de la central MMT, se procede a representar los procedimientos para configurar los C.F.C del interruptor en vacío, la configuración de la pantalla gráfica del equipo para mando y anunciación de la configuración de señales para mandos superiores a través del protocolo IEC 61-850 de automatización.

Configuración de enclavamientos a través del editor C.F.C.- Las lógicas para los enclavamientos presentados en el diagrama de control supervisorio, también se utilizan para realizar los enclavamientos de los interruptores a través del programa DIGSI, específicamente a través del editor CFC (*Continuous Function Chart*). Aquí se configuran los enclavamientos electrónicos o los *interlocking* donde se colocan las lógicas para apertura o cierre de los interruptores.

El editor CFC es una herramienta de ingeniería abierta y de aplicación universal destinada a editar gráficamente funciones de automatización basadas en bloques de función preprogramados. El editor nos apoyo en crear un programa de usuario ejecutable, probarlo y cargarlo directamente al relé.

Los bloques preprogramados se posicionan, siguiendo descripciones tecnológicas, por “Arrastrar y Colocar” (*drag and drop*) sobre un área de trabajo de un esquema CFC, donde se interconectan y se configuran. Para que el programa creado por el usuario pueda ser ejecutado en el relé, todos los esquemas, que presentan el programa en sí, se compilan, se verifica su coherencia y se traducen al código correspondiente de los interruptores.

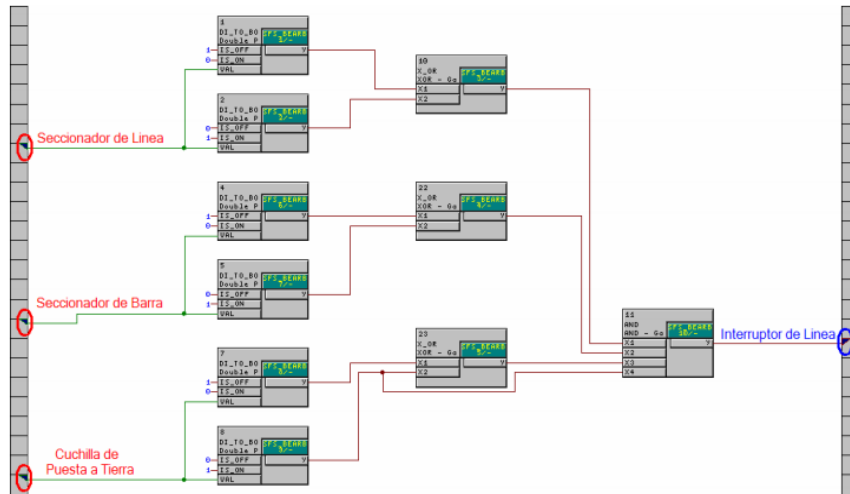


Figura 3.35 Vista de un CFC del interruptor 4050 de la S.E. de Servicios Propios.

Configuración de la interfaz gráfica de los interruptores Siemens.- Los equipos SIPROTEC constan de dos pantallas gráficas para dar información sobre los interruptores de la subestación de Servicios Propios, una pantalla de operación y una pantalla de anunciación o monitoreo. A través del *control display* y el *default display* se pueden configurar las señales de los interruptores para su operación y anunciación. En la **Figura 3.36** se observa el programador para la configuración del equipo.

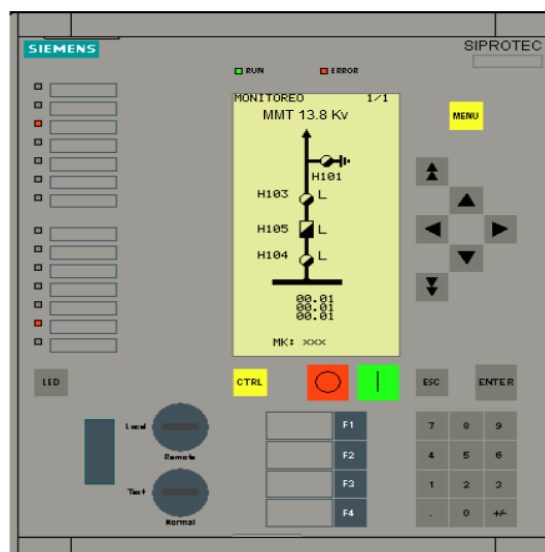


Figura 3.36 Vista de la pantalla gráfica del programador para sobrecorrientes y temperatura.

Es importante destacar que las señales provenientes de la matriz de configuración se asocian a su equipo respectivamente en la pantalla de control, indicando como debe presentarse en el interruptor en posición abierto, posición cerrado y en posición indeterminado.

Sin olvidar el verificar que cada equipo se asocie adecuadamente a la señal correspondiente, hay que tomar en cuenta la gravedad que puede presentarse si se comete un error asignando las señales de los equipos y se ejecuta la apertura del interruptor y se abre otro.

Por otra parte, se puede observar en la pantalla que justo al lado del equipo de encuentra una letra "L". Esta se refiere a cómo se encuentra posicionado al selector en el armario de agrupamiento para el equipo. Si se encuentra en "local", el relé presentará al usuario la letra "R". Si la señal no puede ser comprobada el equipo asigna por defecto la letra L. Nótese que la cuchilla de puesta a tierra no posee letra a su lado, esto es debido a que la misma no es motorizada, por lo tanto no permite mando desde el equipo ni de mandos superiores.

Configuración de las señales del relé hacia los mandos superiores.- Debido a que todos los equipos se encuentran conectados entre ellos a través de la red SICAM PAS, los protocolos de comunicación, en este caso IEC 61850, requiere que los equipos identificados en la red, para lo cual se designa en cada uno una dirección IP.

De esta manera se sabe de donde proviene una señal y hacia donde se debe enviar una señal. cada una de las señales que irán a los niveles de mando superior y a través de qué protocolo de comunicación se debe configurar primeramente en DIGSI.

El programa DIGSI la configuración se encuentra dividido en cuatro partes, las cuales se encuentran ligadas una a la otra y es necesario configurarlas en el orden presentado a continuación.

Configuration.- La rama de configuración donde se agregan y configuran los equipos de la subestación de servicios propios de 13.8 kV, se especifica en este programa, como también designa sus respectivas señales en IEC 61850 y la dirección IP de cada equipo.

Mapping.- Es este el lugar donde todas las señales que el equipo envía por IEC 61850. Según las señales que se marquen, son las que serán enviadas a los mandos superiores. Este se divide en señales de control y señales de motorización.

Tepology.- En este rubro se presentarán únicamente las señales que fueron marcadas en el mapping. Básicamente lo que se busca es organizar cada una de las señales para su mejor entendimiento, presentando las señales finales marcadas por el programador, asignando diferentes niveles a estas para su mejor organización.

Templates.- aquí se permite administrar la información de cada uno de los equipos asociados en la subestación de servicios propios de 13.8 kV de la central Manuel Moreno Torres.

Finalmente, luego de programadas todas las señales que se dirigen a los mandos superiores se debe configurar un computador que funcionará como HMI (*Human Machine Interface*). Estos se encuentran en los niveles de mando superior, los cuales cuentan con procesadores modernos y una pantalla que permita una adecuada visualización de los interruptores en la subestación de Servicios Propios.

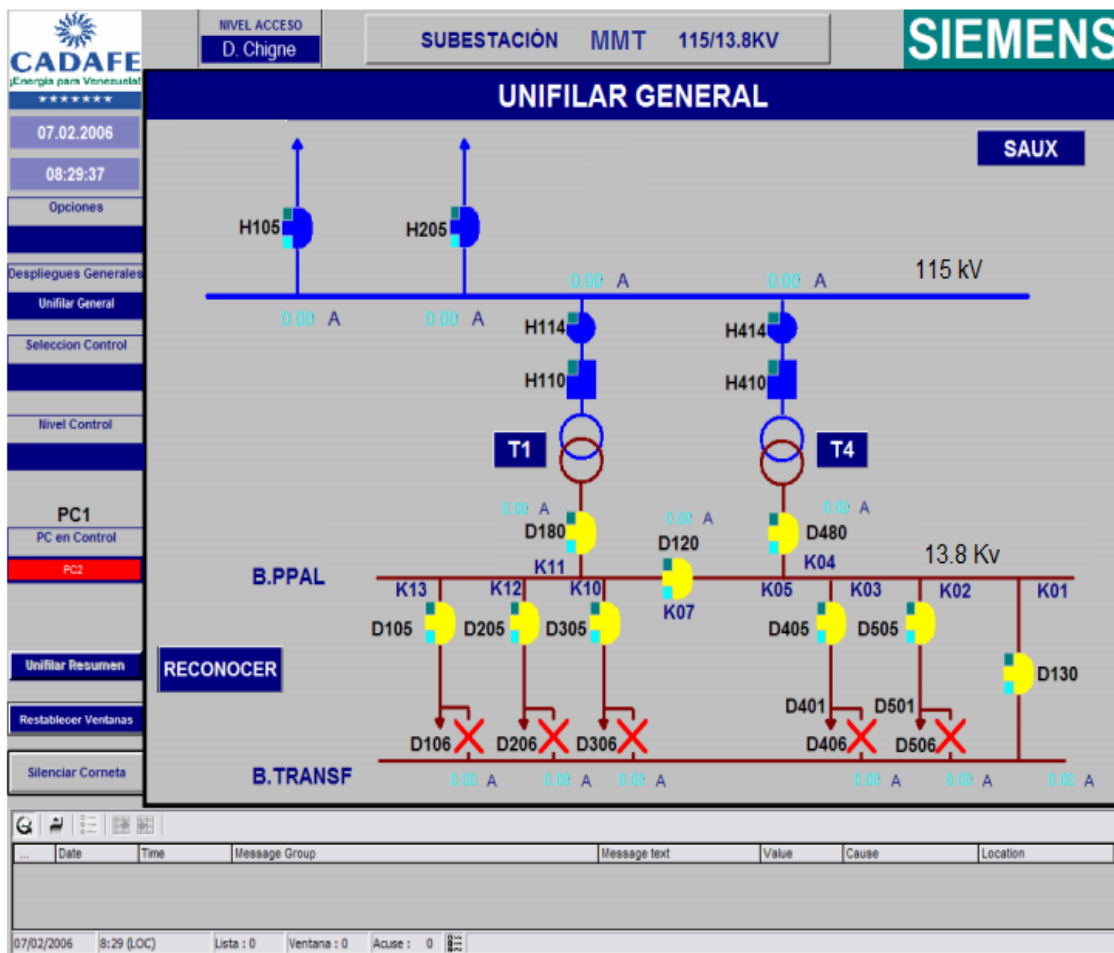


Figura 3.37 Vista del control Supervisorio de la subestación Eléctrica de Servicios Propios de 13.8 Kv Manuel Moreno Torres.

Como se mencionó anteriormente, los valores “00” y “11” son situaciones indeseables, ya que la misma no arroja ningún tipo de información de la posición de los interruptores en cada circuito. Siguiendo con la figura anterior, se observa la subestación de Servicios Propios, en la cual se encuentran una serie de menús de lado izquierdo y en los despliegues generales se encuentran una serie de opciones las cuales permiten al operador tener conocimiento de:

Lista de alarmas y eventos.- En este apartado se puede conocer los últimos 5 sucesos que han ocurrido, por lo tanto si se desea conocer el listado completo de alarmas o eventos ocurridos en la subestación, existe la posibilidad de acceder a estos datos a través del menú.

Tendencias.- Aquí se presenta al usuario las curvas de voltaje de la barras de 13.8 kV Bus PAR y la barra de 13.8 kV Bus NON, las cuales se actualizan en tiempo real.

Status.- En este rubro se presenta al usuario el estado de cada interruptor y cada uno de los equipos asociados a las comunicaciones con los mandos superiores. Y en el **Menú de control**, que es donde se permite la operación de cada uno de los interruptores en la subestación de Servicios Propios. Desde aquí se realiza la apertura y cierre de cada uno de los interruptores, además presenta la información de la sobrecorriente por fase que circula en el interruptor.

Debajo de este menú se encuentra el asociado a las medidas, alarmas, enclavamientos, eventos y tendencias de cada tramo seleccionado en el menú de control, este se denomina “selección control”. A continuación se muestra el esquema general del control supervisorio de la subestación de Servicios Propios de 13.8 kV de la Central Hidroeléctrica MMT, el esquema demuestra el funcionamiento del IHM y el diagrama de conexionado con los controladores.

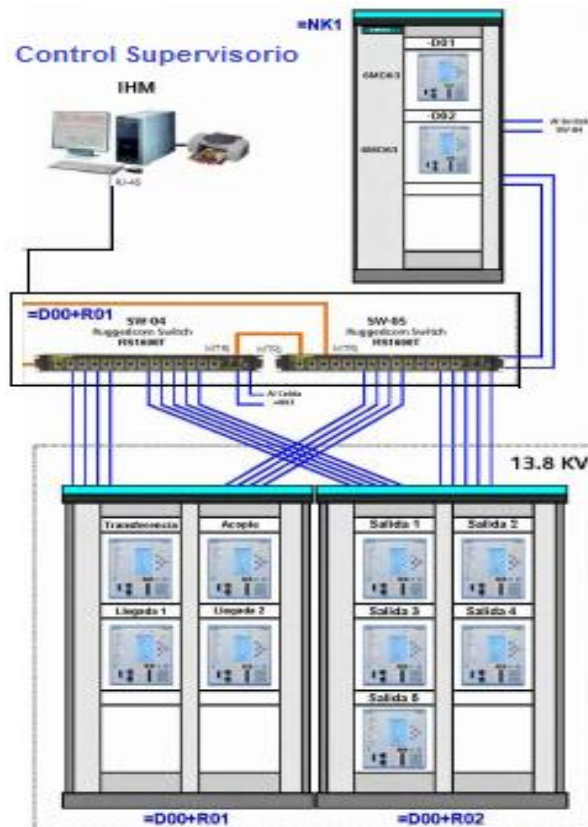


Figura 3.32 Esquema de control supervisorio de la subestación de servicios propios de la Central Hidroeléctrica MMT.

3.9 Cálculos

Calculo de corto circuito de la subestación 13.8Kv MMT (Método de componentes simétricas)

1.- Diagrama de cargas

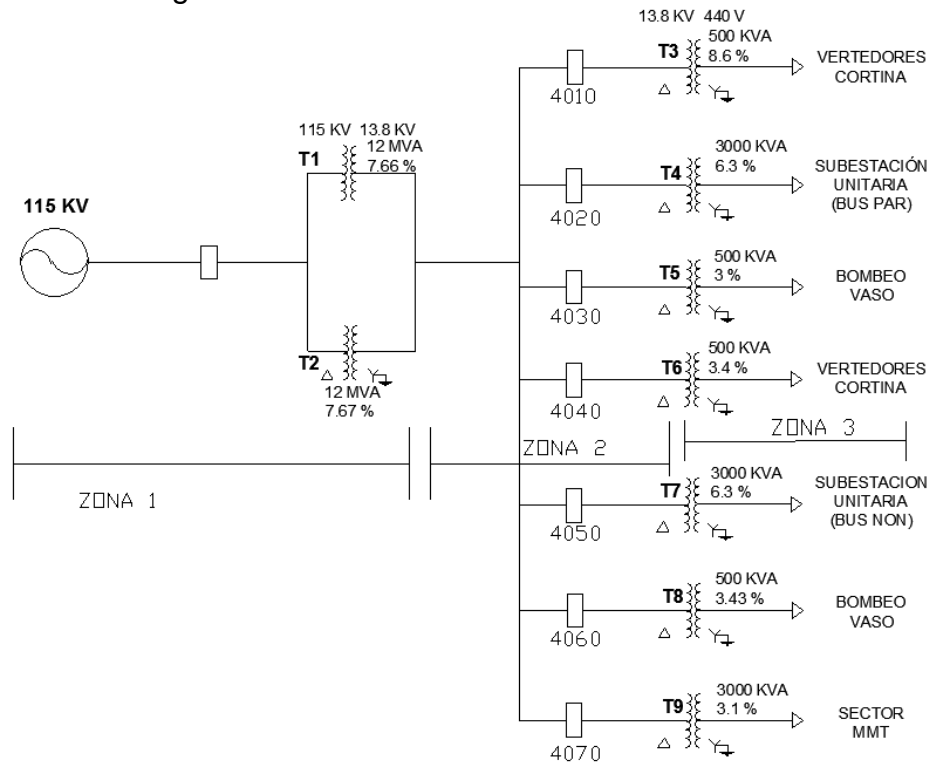


Figura 3.40 Diagrama de cargas de la subestación de Servicios Propios de 13.8 kv MMT.

Datos:

$$MVA_{B2} = 10 \text{ MVA} \quad P_{CC} = 6000 \text{ VVA}$$

$$KVB_2 = 13.8 \text{ KV}$$

$$1.- KVB_{Zona 1} = 13.8 \left[\frac{115 \text{ kv}}{13.8} \right] = 115 \text{ Kv}$$

$$2.- KVB_{Zona 2} = 115 \left[\frac{13.8 \text{ kv}}{115} \right] = 13.8 \text{ Kv}$$

$$3.- KVB_{Zona 3} = 13.8 \text{ Kv} \left[\frac{0.440 \text{ Kv}}{13.8 \text{ Kv}} \right] = 0.440 \text{ kv}$$

Formula:

$$Z_{PUB2} = Z_{PUB1} \left[\frac{KVA B2}{KVA B1} \right] \left[\frac{KV B1}{KV B2} \right]^2$$

Sustitución:

$$T_1 = 0.0766 \left[\frac{10}{12} \right] \left[\frac{115}{115} \right]^2 = j.063833 \text{ PU}$$

$$T_2 = 0.0767 \left[\frac{10}{12} \right] \left[\frac{115}{115} \right]^2 = j.063912 \text{ PU}$$

$$T_3 = 0.086 \left[\frac{10}{0.5} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j \text{ 1.72 PU}$$

$$T_4 = 0.063 \left[\frac{10}{3} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.21 \text{ PU}$$

$$T_5 = 0.03 \left[\frac{10}{0.5} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.6 \text{ PU}$$

$$T_6 = 0.034 \left[\frac{10}{0.5} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.68 \text{ PU}$$

$$T_7 = 0.063 \left[\frac{10}{3} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.21 \text{ PU}$$

$$T_8 = 0.0343 \left[\frac{10}{0.5} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.686 \text{ PU}$$

$$T_9 = 0.031 \left[\frac{10}{3} \right] \left[\frac{0.440}{0.440} \right]^2 = j.103 \text{ PU}$$

2.- Diagrama de secuencia positiva

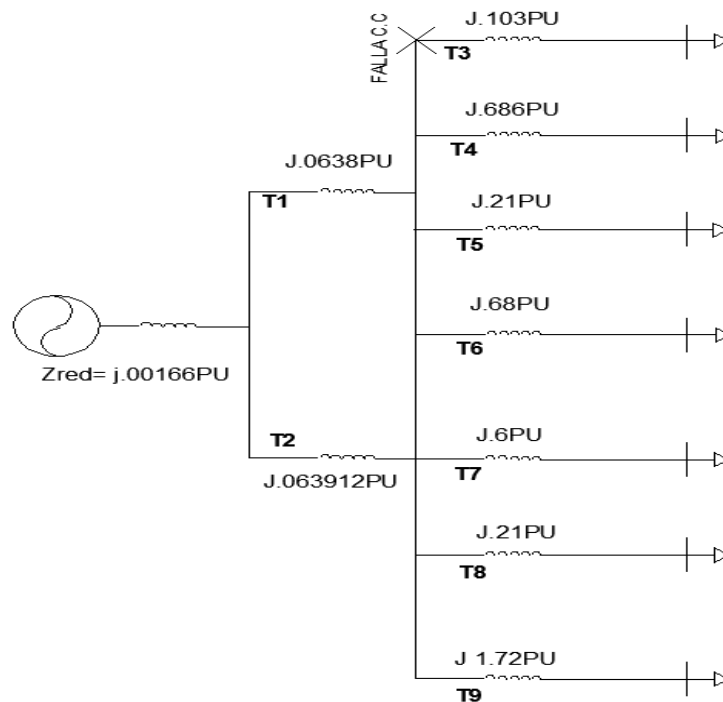


Figura 3.41 Diagrama de Secuencia Positiva.

Formula:

$$Z_{red} = \frac{MVAB}{P_{CC}} = \frac{10}{6000}$$

Sustitución

$$Z_{red} = \frac{10}{6000}$$

Resultado

$$Z_{red} = \underline{\underline{0.00166 pu}}$$

3.- Equivalente de THEVENIN barra de 13.8 kV

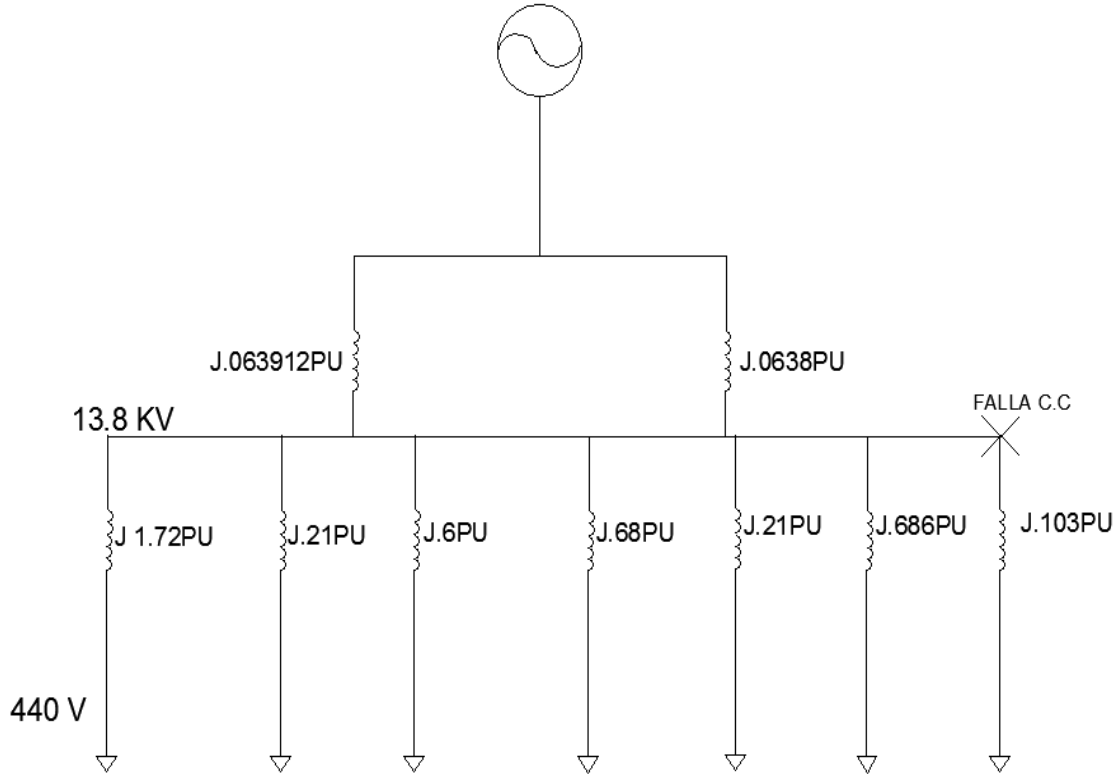


Figura 3.42 Equivalente de THEVENIN barra de 13.8 Kv.

$$Z_{eq} = \frac{j.0638 * j.063912}{j.0638 + j.063912}$$

$$Z_{eq} = \underline{\underline{j.033855}}$$

$$Z_{eq} = j1.72 pu + j.21 pu + j.6 pu + j.68 pu + j.21 pu + j.686 pu + j.103 pu$$

$$Z_{eq} = \underline{\underline{j4.209}}$$

4.- Diagrama equivalente

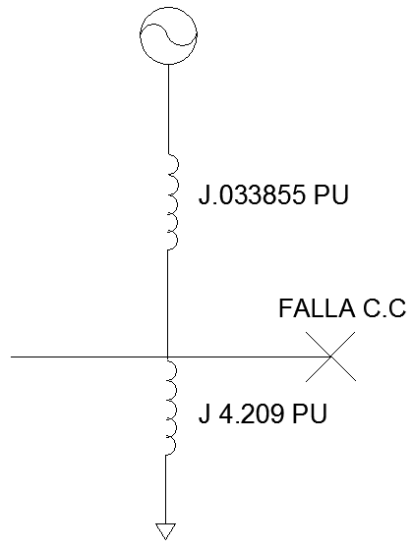


Figura 3.43 Diagrama Equivalente.

$$Z_{eq} = \frac{j.033855 * j4.209}{j.033855 + j4.209}$$

$$Z_{eq} = \underline{\underline{0.033584 pu}}$$

5.- Diagrama equivalente

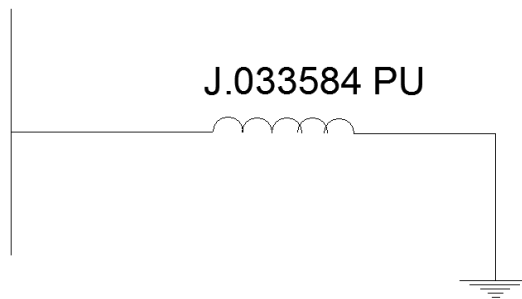


Figura 3.44 Diagrama Equivalente a tierra.

- Corriente de falla (p.u)

Formula: Sustitución

$$IF_{PU} = \frac{V}{Z} = \frac{1}{j.033584 PU}$$

$$IF_{PU} = \underline{\underline{29.7760 PU}}$$

- **Corriente base**

Formula:

$$I_B = \frac{KVA}{\sqrt{3} KVB}$$

$$I_B = \frac{10,000}{\sqrt{3} * 13.8} = \underline{\underline{418.865 \text{ Amp.}}}$$

- **Corriente de Corto Circuito**

Formula:

$$I_{CC} = I_{PU} * I_B$$

$$I_{CC} = 29.7760 \text{ PU} * 418.865$$

$$I_{CC} 3\phi = \underline{\underline{12472.124 \text{ Amp.} \text{ ó } 12.50 \text{ KA}}}$$

Calculo de corto circuito de la subestación 13.8Kv MMT (Método de MVA)

$$I_{CC} = \frac{KVAB}{\sqrt{3} * KYB * Z_{eq} (p. u)}$$

$$I_{CC} = \frac{V}{Z}$$

$$P_{CC} = \frac{KVA_B}{Z_{eq}(PV)}$$

$$V_{ACC} = \frac{\epsilon^2}{Z}$$

$$KVA_{CC} = \frac{1000 \text{ KV}^2}{Z}$$

$$MVA_{CC} = \frac{KV^2}{Z} = \frac{MVA}{ZPU}$$

1.- Diagrama de cargas

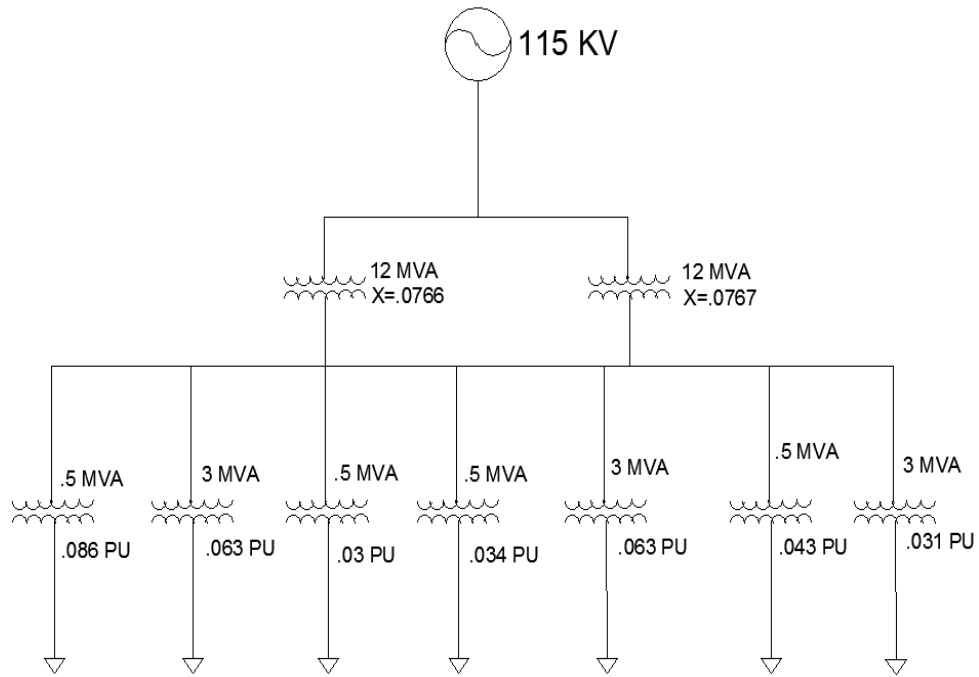


Figura 3.45 Diagrama de Cargas.

$$\frac{12 \text{ MVA}}{0.0766 \text{ PU}} = 156.657963$$

$$\frac{12 \text{ MVA}}{0.0767 \text{ PU}} = 156.4537$$

$$\frac{0.5 \text{ MVA}}{0.086 \text{ PU}} = 5.8139$$

$$\frac{3 \text{ MVA}}{0.063 \text{ PU}} = 47.6190$$

$$\frac{0.5 \text{ MVA}}{0.03 \text{ PU}} = 16.6666$$

$$\frac{0.5 \text{ MVA}}{0.034 \text{ PU}} = 14.7058$$

$$\frac{3 \text{ MVA}}{0.063 \text{ PU}} = 47.6190$$

$$\frac{0.5 \text{ MVA}}{0.043 \text{ PU}} = 11.6279$$

$$\frac{3 \text{ MVA}}{0.031 \text{ PU}} = 96.7741$$

2.- Diagrama equivalente de impedancias

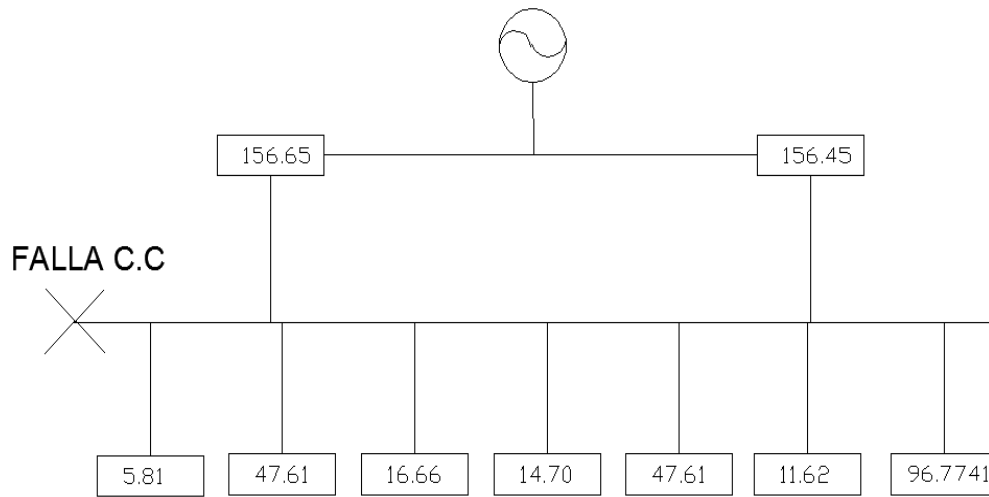


Figura 3.46 Diagrama Equivalente de impedancias.

$$MVA_{eq} = 165.65 + 156.45$$

$$MVA_{eq} = \underline{\underline{313.10}}$$

$$MVA_{eq} = \frac{1}{5.81} + \frac{1}{47.61} + \frac{1}{16.66} + \frac{1}{14.70} + \frac{1}{47.61} + \frac{1}{11.62} + \frac{1}{96.77}$$

$$MVA_{eq} = \underline{\underline{0.438785}}$$

3.- Diagrama equivalente

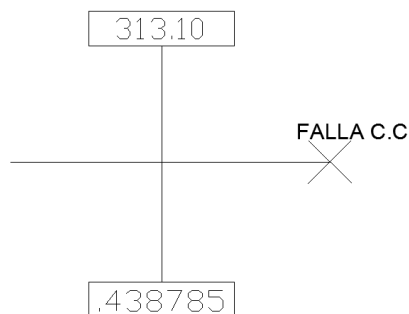


Figura 3.43 Diagrama Equivalente de falla.

$$MVA_{eq} = 313.10 + 0.43878$$

$$MVA_{eq} = \underline{\underline{313.538}}$$

- **Corriente de Corto Circuito**

Formula:

$$I_{CC} = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} KV}$$

$$I_{CC} = \frac{313.538 * 1000}{\sqrt{3} 13.8}$$

$$I_{CC} = \underline{\underline{13133.03175 Amp. \text{ Ó } 13.15 KA}}$$

Se realizó el cálculo de corto circuito de la subestación para Determinar la capacidad interruptiva de los elementos de protección de la subestación MMT de 13.8 Kv y así corroborar si la capacidad interruptiva de los interruptores es idónea para su instalación, en los dos métodos que se hizo los resultados están dentro del margen por lo tanto si es viable su instalación.

Cálculo de calibre del conductor de la subestación 13.8 KV MMT

- **Circuito 4020 y 4050 (Calibre del conductor # 3/0)**

1. Método de corriente

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
I=?	$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$	$I = \frac{4.5 MVA}{\sqrt{3} * 0.0138 MV}$	$I = \underline{\underline{188.4895 Amp.}}$
P= 4.5 MVA			
V=13 800 V=0.0138 MV			
L=1500 M.			
ΔV= 2%			

2. Método caída de tensión.

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=1500 M	$S = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(\Delta V)}$	$S = \frac{2(\sqrt{3})(1500 M)(188.4895 A)}{(13800 V)(2\%)} = \underline{\underline{35.444 mm^2}}$	
I = 188.4895 Amp.			
V=13 800 V			
ΔV= 2%			
S=?			

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=1500 M			
$I = 188.4895 \text{ Amp.}$	$e = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(S)}$	$e = \frac{2\sqrt{3} (1500 \text{ m.})(188.48 \text{ A})}{13800 \text{ V}(35.444 \text{ mm}^2)} =$	<u>1.9999% ≈ 2%</u>
V=13 800 V			
S=35.444 mm ²			
e=?			

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
V= 13800 V	V(e)	13800 V (0.02)=	<u>276</u>
e= 2% ó 0.02			

Comprobación del porcentaje.

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
e=276	$e\% = \frac{e}{V}$	$e = \frac{276}{13800} =$	<u>0.02 ≈ 2%</u>
V= 13800 V			

- **Circuito 4070 (Calibre del conductor # 3/0)**

1. Método de corriente

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
I=?	$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$	$I = \frac{3 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 0.0138 \text{ MV}}$	<u>I = 125.6597 Amp.</u>
P= 3 MVA			
V=13 800 V=0.0138 MV			
L=1000 M.			
ΔV= 2%			

2. Método caída de tensión.

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=1000 M	$S = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(\Delta V)}$	$S = \frac{2(\sqrt{3})(1000 \text{ M})(125.6597 \text{ A})}{(13800 \text{ V})(2\%)} =$	<u>15.7529 mm²</u>
$I = 125.6597 \text{ Amp.}$			
V=13 800 V			
ΔV= 2%			
S=?			

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=1000 M			
$I = 125.6597 \text{ Amp.}$	$e = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(S)}$	$e = \frac{2\sqrt{3} (1000 \text{ m.})(125.6597 \text{ A})}{13800 \text{ V}(15.7529 \text{ mm}^2)} =$	<u>2.0 % ≈ 2%</u>
V=13 800 V			
S=15.7529 mm ²			
e=?			

Datos V= 13800 V e= 2% ó 0.02	Fórmula: V(e)	Sustitución: 13800 V (0.02)=	Resultado: <u>276</u>
-------------------------------------	------------------	---------------------------------	---------------------------------

Comprobación del porcentaje.

Datos: e=276 V= 13800 V	Fórmula: $e\% = \frac{e}{V}$	Sustitución: $e = \frac{276}{13800} =$	Resultado: 0.02 ≈ <u>2%</u>
-------------------------------	---------------------------------	---	---------------------------------------

- **Circuito 4010 y 4040 (Calibre del conductor # 1/0)**

1. Método de corriente

Datos: I=? P= 0.5 MVA V=13 800 V=0.0138 MV L=1000 M. $\Delta V = 2\%$	Fórmula: $I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$	Sustitución: $I = \frac{0.5 MVA}{\sqrt{3} * 0.0138 MV}$	Resultado: <u>I = 20.9432 Amp.</u>
--	--	--	--

2. Método caída de tensión.

Datos: L=1000 M I = 20.9432 Amp. V=13 800 V $\Delta V = 2\%$ S=?	Fórmula: $S = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(\Delta V)}$	Sustitución: $S = \frac{2(\sqrt{3})(1000 M)(20.9432 A)}{(13800 V)(2\%)}$	Resultado: <u>2.62548 mm²</u>
---	--	---	--

Datos: L=1000 M I = 20.9432 Amp. V=13 800 V S=2.62548 mm ² e=?	Fórmula: $e = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(S)}$	Sustitución: $e = \frac{2\sqrt{3} (1000 m.) (20.9432 A)}{13800 V(2.62548 mm^2)}$	Resultado: <u>2.0 % ≈ 2%</u>
--	---	---	--

Datos V=13800 V e= 2% ó 0.02	Fórmula: V(e)	Sustitución: 13800 V (0.02)=	Resultado: <u>276</u>
------------------------------------	------------------	---------------------------------	---------------------------------

Comprobación del porcentaje.

Datos: e=276 V= 13800 V	Fórmula: $e\% = \frac{e}{V}$	Sustitución: $e = \frac{276}{13800} =$	Resultado: <u>0.02 ≈ 2%</u>
-------------------------------	---------------------------------	---	---------------------------------------

- **Circuito 4030 y 4060 (Calibre del conductor # 1/0)**

1. Método de corriente

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
I=? P= 0.5 MVA V=13 800 V=0.0138 MV L=2000 M. $\Delta V= 2\%$	$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$	$I = \frac{0.5 MVA}{\sqrt{3} * 0.0138 MV}$	$I = \underline{\underline{20.9432 Amp.}}$

2. Método caída de tensión

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=1000 M I = 20.9432 Amp. V=13 800 V $\Delta V= 2\%$ S=?	$s = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(\Delta V)}$	$S = \frac{2(\sqrt{3})(2000 M)(20.9432 A)}{(13800 V)(2\%)}$	= $\underline{\underline{5.25 mm^2}}$

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
L=2000 M I = 20.9432 Amp. V=13 800 V S=5.25 mm ² e=?	$e = \frac{2\sqrt{3} (L)(I)}{V(S)}$	$e = \frac{2\sqrt{3} (2000 m.)(20.9432 A)}{13800 V(5.25 mm^2)}$	= $\underline{\underline{2.0 \% \approx 2\%}}$

Datos	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
V= 13800 V e= 2% ó 0.02	V(e)	13800 V (0.02)=	$\underline{\underline{276}}$

Comprobación del porcentaje.

Datos:	Fórmula:	Sustitución:	Resultado:
e=276	$e\% = \frac{e}{V}$	$e = \frac{276}{13800} =$	$\underline{\underline{0.02 \approx 2\%}}$

Se realizó el cálculo del calibre del conductor para poder encontrar el conductor ideal de acuerdo a la carga a soportar de cada circuito, se realizó el cálculo por corriente por la capacidad de carga que demanda los equipos y se hizo por el método de caída de tensión por la distancia de la subestación a los equipos se requería encontrar fórmulas que nos den la confiabilidad del cálculo y con ello una mejora en la calidad de los conductores.

4. Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se muestran las curvas y resultados de la prueba Tiempos de Operación que se realizó al interruptor en vacío de 13.8 kV, en diferentes estados del interruptor, para poder así obtener los tiempos de Apertura Y1, los tiempos de Cierre y la última prueba de Cierre-Apertura.

Se mejoraron los tiempos de operación de cierre y apertura a los resultados de las pruebas realizadas a los interruptores de Bérnago en pequeño volumen de aceite realizados en agosto del año 2014.

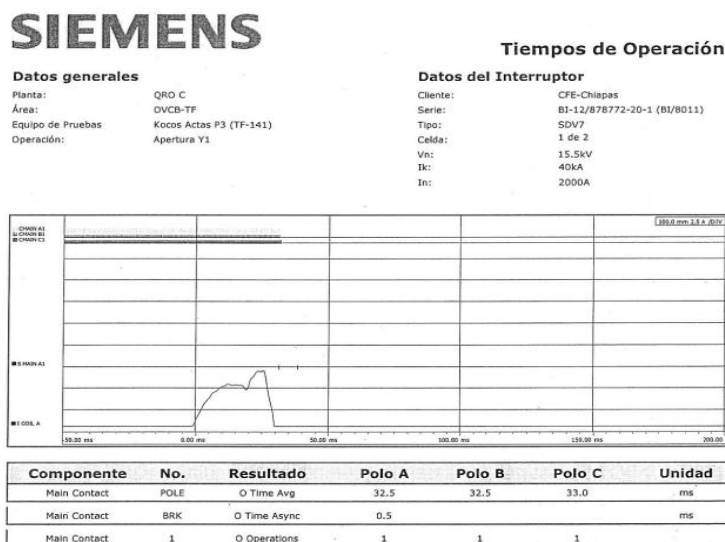


Figura 4.1 Prueba de Tiempos de Operación para la Apertura Y1.

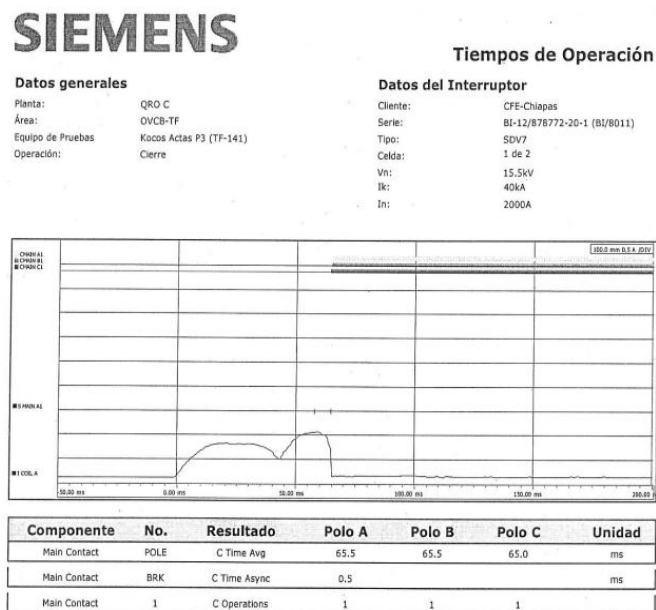


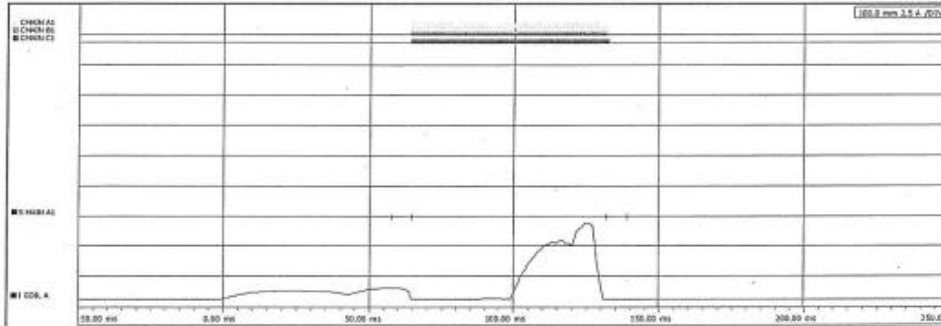
Figura 4.1 Prueba de Tiempos de Operación para Cierre.

Datos generales

Planta: QRO C
 Área: OvCB-TF
 Equipo de Pruebas: Kocos Actas P3 (TF-141)
 Operación: Cierre-Apertura

Datos del Interruptor

Cliente: CFE-Chiapas
 Serie: BI-12/B7B772-20-1 (BI/8011)
 Tipo: SDV7
 Celda: 1 de 2
 Vn: 15.5kV
 Ik: 40kA
 In: 2000A



Componente	No.	Resultado	Polo A	Polo B	Polo C	Unidad
Main Contact	1	C Wipe	0.00	0.00	0.00	mm
Main Contact	POLE	O Time Avg	33.0	33.0	33.5	ms
Main Contact	POLE	C Time Avg	65.5	65.0	65.0	ms
Main Contact	POLE	CO Time	67.5	68.0	68.5	ms
Main Contact	1	C Operations	1	1	1	
Main Contact	1	O Operations	1	1	1	

Figura 4.3 Prueba de Tiempos de Operación para la Cierre-Apertura.

En la figura 4.4 se muestran los resultados de la prueba Resistencia de Aislamiento que se realizó al interruptor en vacío de 13.8 kV, para poder comprobar el estado aislante de los interruptores, y con ello la confiabilidad de los mismos al comprobar las pruebas específicas.

Se mejoraron los resultados de la prueba de Resistencia de Aislamiento a los resultados de las pruebas realizadas a los interruptores de BÉRGAMO en pequeño volumen de aceite realizados en agosto del año 2014.

Resistencia de aislamiento/ Insulation resistance					
Pos. Abierto / C.B. open :			Pos. Cerrado / C.B. closed:		
L5 (Fuente) VS tierra / bushing 5 to earth	>	505	G-ohms	L1-L2 VS tierra / bushings 1-2 to earth	> 505 G-ohms
L3 (Fuente) VS tierra / bushing 3 to earth	>	505	G-ohms	L3-L4 VS tierra / bushings 3-4 to earth	> 505 G-ohms
L1 (Fuente) VS tierra / bushing 1 to earth	>	505	G-ohms	L5-L6 VS tierra / bushings 5-6 to earth	> 505 G-ohms
L6 (Carga) VS tierra / bushing 2 to earth	>	505	G-ohms		
L4 (Carga) VS tierra / bushing 4 to earth	>	505	G-ohms		
L2 (Carga) VS tierra / bushing 6 to earth	>	505	G-ohms		
Datos del equipo de prueba / Test Equipment Data:			Marca/Brand:	AVO	Clave/Code: TF/002
				Resultado / Result	OK
				Fecha de Calibración:	05-Nov-2014

Figura 4.3 Prueba de Resistencia de Aislamiento del interruptor en vacío de 13.8 kV.

En la figura 4.4 se muestra el valor obtenido en la prueba prototipo de Resistencia de contactos al interruptor en vacío de 13.8 kV, para poder comprobar el estado general de los contactos y su resistencia dieléctrica, comprobando los valores de placa.



Figura 4.4 Prueba de Resistencia de Contactos del interruptor en vacío de 13.8 kV.

En la figura 4.5 se muestran los valores obtenidos en las pruebas prototipo que se realizó al interruptor en vacío de 13.8 kV, para poder comprobar el estado general de los interruptores antes de su ensamblaje y con ello aumentar la confiabilidad de los mismos al comprobar que los valores de placa son los valores idóneos y reales en las pruebas.

VALORES OBTENIDOS EN PRUEBAS PROTOTIPO						
NO.	PRUEBA	LABORATORIO	ESPECIFICACION Y/O NORMA	REPORTE	FECHA	VALOR
1	TENSION DE IMPULSO AL RAYO	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268C2/2011	03/11/2011	88.85kV (a 1700msnm)
2	AGUANTE A LA TENSION DE 60Hz EN SECO	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268C2/2011	03/11/2011	42.50kV (a 1700msnm)
3	AGUANTE A LA TENSION DE 60Hz EN HUMEDO	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268C2/2011	03/11/2011	40.20kV (1700msnm)
4	DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA CICLOS BASICOS CC	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	4.4kA (10%), 13.5 (30%) 28.3kA (60%), 40.3kA (100%)
5	DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	40.6kA, 16.3kV
6	DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN OPOSICION DE FASES	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	10.5kA, 48.8kV
7	DE INTERRUPCION DE CORRIENTES CAPACITIVAS	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	1000 A
8	DE INTERRUPCION DE FALLA EN LINEA CORTA	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	31.5kA
9	DE CORRIENTE SOSTENIDA DE CORTA DURACION Y CORRIENTE PICO	KEMA	IEEE C37.09-1999 NRF-028-CFE 2007	1112-A	19/08/2011	105.2kA, 0.175seg 41.3kA, 3.1seg
10	MEDICION DE RESISTENCIA DE CONTACTOS AL CIRCUITO PRINCIPAL	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268A/2011	14/10/2011	FASEA A FASE B FASE C 33.02µΩ 32.57µΩ 34.42µΩ
10	ELEVACION DE TEMPERATURA	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268A/2011	14/10/2011	MAX 73.4°C
11	DE OPERACION MECANICA	SIEMENS	IEC 62271-100 2008 NRF-028-CFE 2007	10-0001	03/07/2011	SATISFACTORIO
12	DE ACEPTACION DE BOQUILLA	LAPEM	NRF-008-CFE-2000	K3112-10-E/3788	27/08/2010	SATISFACTORIO
13	DIELECTRICA DE BOTELLA EN VACIO PARA INTERRUPTOR TIPO 3AH	LAPEM	IEC 62271-100 2008 IEC 62271-1 2011 NRF-028-CFE 2007	SD-L268C2/2011	03/11/2011	90.12kV
14	DE GRADO DE PROTECCION	LAPEM	CFE NRF-028-2007 IEC 60298-1990	K3411-165-10	08/10/2010	SATISFACTORIO

Figura 4.4 Valores obtenidos en pruebas prototipo del interruptor en vacío de 13.8 kV.

4.2 Conclusiones

Con la puesta en servicio de los interruptores en vacío de 13.8 kV para la subestación eléctrica de Servicios Propios de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se ofrecen ventajas en la capacidad interruptiva de los equipos ya que ofrecen una capacidad sobre el cálculo realizado de corto circuito, esto nos indica una confiabilidad para el servicio del suministro de energía eléctrica en toda la central.

La modernización provocó un tiempo de operación en los interruptores más confiable tanto en apertura como en cierre de los contactos, como también se mejoró en el ámbito ambiental ya que los interruptores en aceite provocaban una contaminación de suelos al realizar un cambio de aceite dieléctrico, ahora con estos equipos y con el medio de extinción en vacío genera beneficios monetarios a la empresa al reducir costos de mantenimiento y una mejora ambiental.

La tecnología de los interruptores Siemens con medio de extinción en vacío están a la vanguardia, el mecanismo de accionamiento por medio de resortes es confiable y nos ofrece un disparo de 140 ms, lo cual nos indica una apertura rápida y eficaz y un cierre de contactos en 180 ms.

Se complementó la modernización con un Control Supervisorio, el cual nos ofrece un monitoreo de los interruptores de falla a sobrecorriente y temperaturas altas, lo cual aumenta la confiabilidad del suministro de energía eléctrica ya que el sistema de monitoreo provee fallas al sistema eléctrico de servicios propios, propiciando un servicio confiable y seguro en el cual se logró los objetivos de la modernización.

Al haber realizado la residencia profesional en la subestación Manuel Moreno Torres, llevando a cabo el proyecto de modernización de interruptores y complementado las actividades extras de la empresa se obtuvieron conocimientos amplios de la subestación eléctrica Manuel Moreno Torres y un panorama amplio de los equipos eléctricos y mecánicos de una subestación, como los esquemas de control y protección.

4.3 Recomendaciones

Se recomienda a la empresa de Comisión Federal de Electricidad, en la subestación de Servicios Propios de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres de 13.8 kV, se le de mantenimiento a los interruptores junto a sus sistemas de protección y control para con ello no perder la confiabilidad del suministro eléctrico a toda la central.

Como también se le recomienda a la empresa se realicen la pruebas dieléctricas en tiempo idóneo para poder vigilar el estado actual de los componentes interiores y exteriores, con el fin de reducir costos de mantenimiento.

5. Referencias

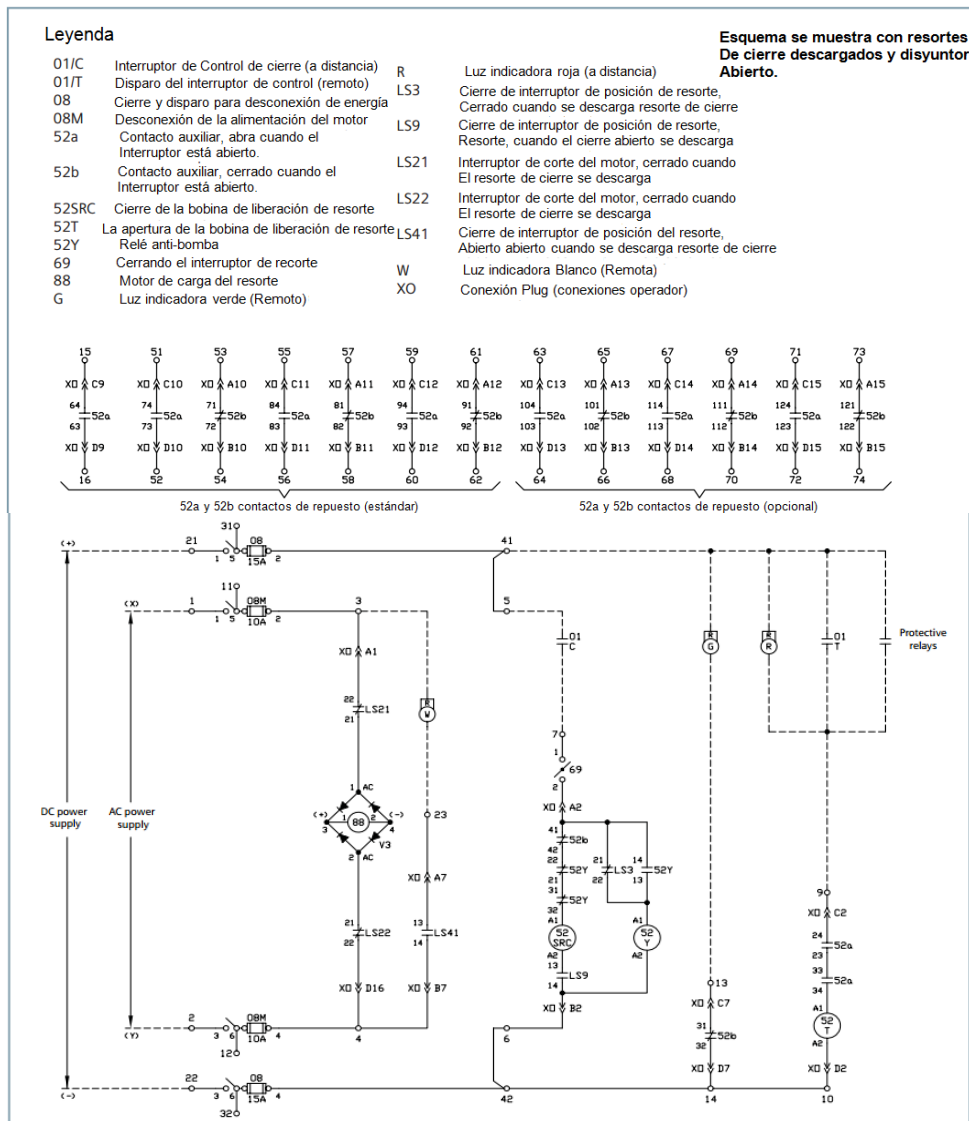
- [1] Operación y Mantenimiento de Subestaciones de Potencia. Comisión Federal de Electricidad, México.
- [2] Manual de interruptores de Bérghamo R.G.E. -12-24 KV, en pequeño volumen de aceite. SACE, Portugal.
- [3] Manual de interruptores SDV7 15.5 KV, con medio de extinción en Vacío. SIEMENS. Querétaro.
- [4] Manual de Interruptores de Potencia. Comisión Federal de Electricidad, México.
- [5] Manual de subestaciones del equipo primario de subestaciones de distribución. Comisión Federal de Electricidad, México.
- [6] Libro de diseño de subestaciones eléctricas, Javier Magaña H.
- [7] Manual de transformadores. Coordinación de distribución Comisión Federal de Electricidad, México
- [8] Manual para pruebas a equipos de subestaciones eléctricas. Comisión Federal de Electricidad, México.
- [9] Seminario Teórico-Práctico, Pruebas Eléctricas para Transformadores de Instrumento. ARTEC Ingeniería S.A. Buenos Aires.
- [10] Aplicación de Relevadores Multifuncionales y Procesadores de Protección en Subestaciones de Distribución. Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V Monterrey N.L, México.
- [11] Puesta a Punto y Puesta en Servicio de Subestaciones de distribución. Comisión Federal de Electricidad, México.
- [12] https://extranet.w3.siemens.com/us/internet-dms/btlv/PowerDistributionComm/PowerDistribution/docs_MV/mvs/ANSI_MV_AIS_GMSG_IM_SP.pdf
- [13] Manual de Instrucciones para Instalación, Operación y Mantenimiento de Interruptores en Vacío. SIEMENS, Querétaro.
- [14] Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, WILLIAM D. STEVENSON Jr., Mc Graw Hill.

[15] Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. Enríquez Harper, LIMUSA Noriega Editores.

[16] Tesis. Diseño Eléctrico de una Subestación Eléctrica de Distribución, Universidad Politécnica.

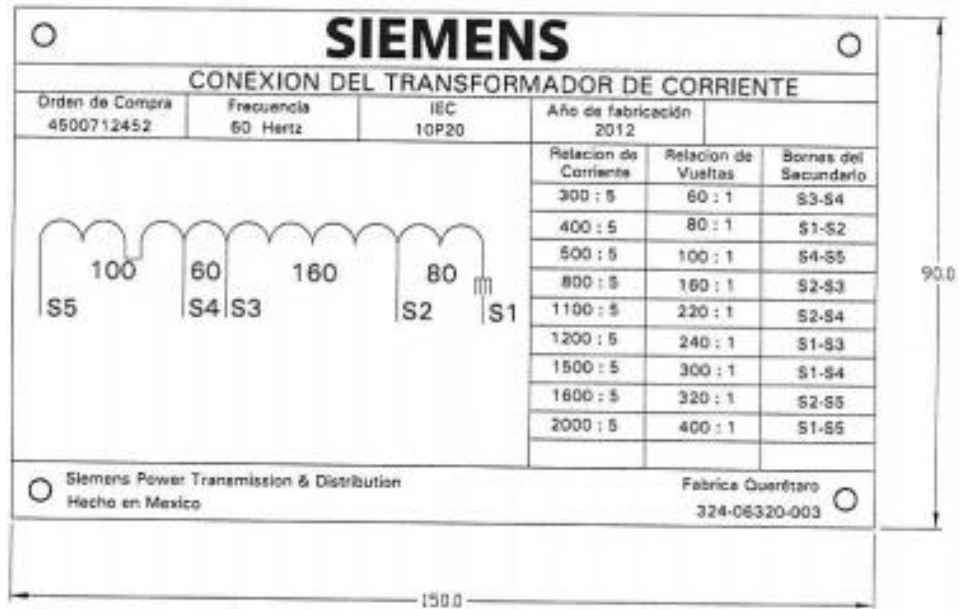
ANEXO A

Para los interruptores en vacío Siemens el Esquema de control para el mecanismo de accionamiento de Resorte es el siguiente, en el cual nos indica el diagrama de los relés, mecanismo de disparo y cierre.



ANEXO B

Los interruptores Siemens en vacío, por fabrica ya traen su Transformador de corriente instalado por lo consecuente se verifica si está en buen estado y si está conectado de acuerdo al dato que se obtiene de placa.



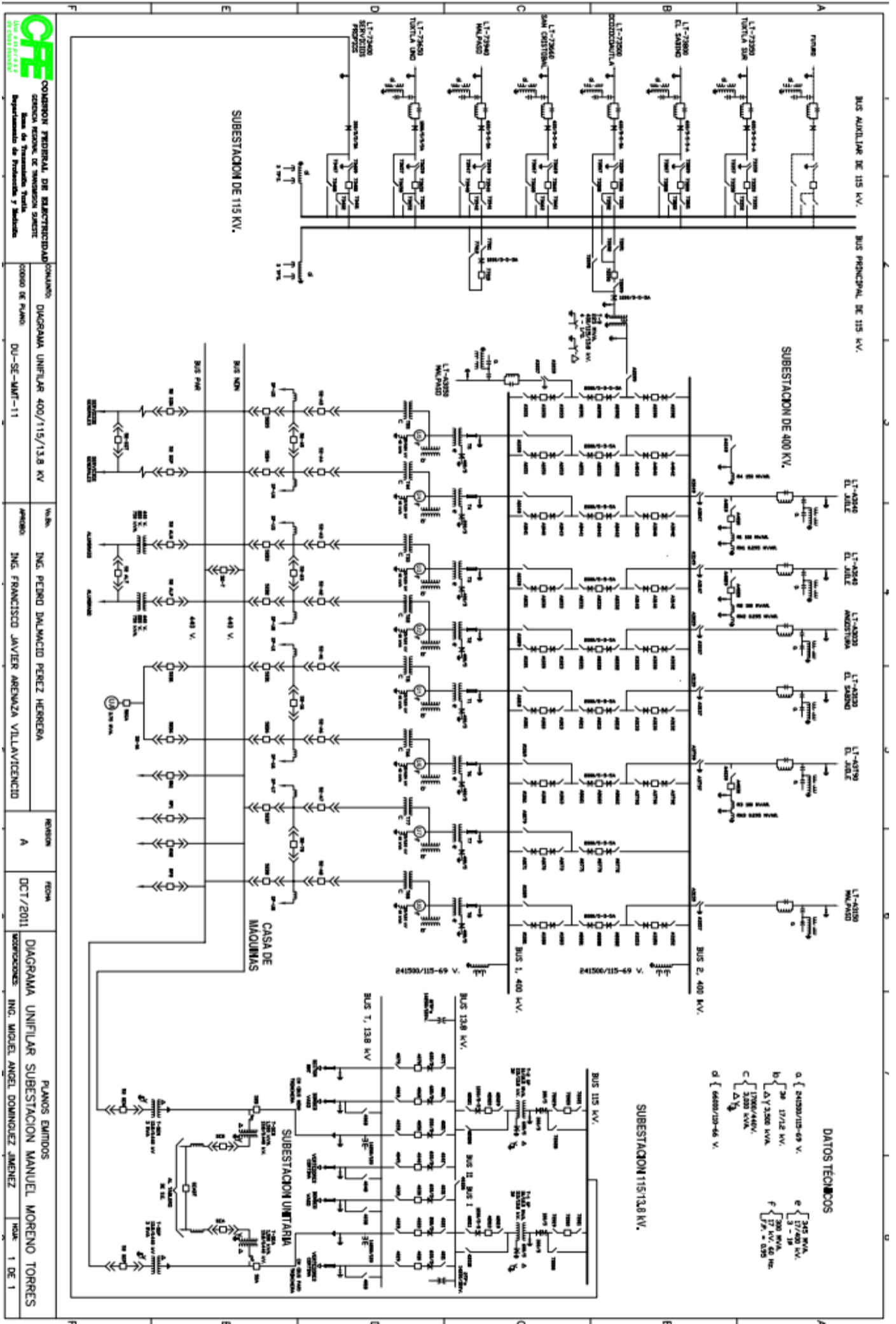
ANEXO C

Interruptores Siemens con medio de extinción en vacío de 13.8 kV.



ANEXO D

Diagrama Unifilar Subestación Ing. Manuel Moreno Torres



CFE
 COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 CENEXA REGION DE TIERRAS BAJAS
 Sistema de Transmision Yucatán
 Departamento de Protección y Medición

CONJUNTO: DIAGRAMA UNIFILAR 400/115/13.8 KV
 CODIGO DE PLANO: DU-SE-MNT-11

VALE: ING. PEDRO DALMACIDO PEREZ HERRERA
 APROBADO: ING. FRANCISCO JAVIER ARENAZA VILLAVICENCIO

REVISION: A
 FECHA: DCT/2011

PLANOS EMITIDOS: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION MANUEL MORENO TORRES
 AUTORIZACIONES: ING. MIGUEL ANGEL DOMINGUEZ JIMENEZ
 HOJA: 1 DE 1

ANEXO E

En la siguiente imagen se puede observar el diagrama unifilar de la subestación de servicios propios de tipo reductora de la central Manuel Moreno Torres de 13.8 Kv y también se puede observar la nomenclatura del esquema de protecciones que se aplicaron al interruptor y a los circuitos de carga, como también el tipo de subestación de barra principal y de transferencia.

