



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA ACOLMAN DE 230 KV ENFOCADA A
LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS QUE
ESTABLECE LA CFE**

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELÉCTRICO
ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A:

JOSÉ JAIME PÉREZ TREJO



**ASESOR:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ**

A mi familia por el apoyo incondicional en todo momento, a mi madre ya que sin su apoyo y esfuerzo esto no hubiera sido posible, a mi padre porque siempre fue un ejemplo a seguir.

A mi esposa por su comprensión en los momentos más difíciles, a mis hijos que son la luz de mi camino.

Al Ing. Juan José López Márquez por la paciencia y el tiempo que me dedico para poder realizar este trabajo.

A mis compañeros y amigos de la CFE que de manera directa o indirecta han sido parte de mi formación profesional.

OBJETIVO

Plasmar un resumen del trabajo que desarrollo en la empresa como ingeniero, tomando como ejemplo la puesta en servicio de la Subestación Eléctrica Acolman con un nivel de tensión de 230/23 Kv perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad y atendida por el Sector Teotihuacán de la Zona de Transmisión Metropolitana, en donde se aplicaron principalmente los conocimientos adquiridos en los parámetros de líneas, cálculo de cortocircuito, coordinación de aislamiento, cálculo de costos y lo principal la parte práctica con la puesta en servicio de esta subestación.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. Introducción	1
CAPÍTULO 2. Ubicación geográfica	5
2.1. Características del sitio	6
CAPÍTULO 3. Topología de la subestación	7
3.1. Parámetros de las líneas de transmisión	10
3.2. Parámetros del transformador de potencia	15
3.3. Parámetros de los transformadores de instrumento.....	16
3.4. Parámetros del banco de capacitores.....	17
3.5. Parámetros del módulo híbrido	18
CAPÍTULO 4. Esquemas de protección	19
4.1. Protección de líneas de transmisión	20
4.2. Protección a transformadores de potencia.....	24
4.3. Protección de barras	28
4.4. Protección de alimentadores de distribución.....	30
4.5. Protección de capacitores	33
CAPÍTULO 5. Pruebas preoperativas.....	36
5.1. Estudios	37
5.2. Transformadores de corriente.....	38
5.3. Transformadores de potencial	39
5.4. Tableros de protección	40
5.5. Transformador de potencia.....	42
5.6. Interruptores	42
5.7. Cuchillas.....	43
5.8. Equipos de medición	44
5.9. Relevadores de protección	44
5.10. Protección diferencial de transformador 87T.....	45
5.11. Protección diferencial de línea 87L.....	45
5.12. Protección de distancia 21L	46
5.13. Protección direccional 67N	46
5.14. Protección diferencial de barras 87B	46

5.15. Protección de sobrecorriente instantáneo y de tiempo 50/51F/N.....	47
5.16. Protección falla de interruptor 50FI	47
5.17. Esquema de recierre (79).....	47
5.18. Registrador de disturbios.....	48
5.19. Esquemas de control.....	49
5.20. Cable de control	49
5.21. Gabinetes centralizadores y de Interfaces	50
CAPÍTULO 6. Puesta en servicio	51
6.1. Pruebas operativas.....	51
6.2. Transformadores de instrumento.....	51
6.3. Tableros de protección	51
6.4. Transformador de potencia.....	52
6.5. Interruptores	53
6.6. Cuchillas.....	54
6.7. Medidores.....	55
6.8. Relevadores de protección	55
6.9. Registrador de disturbios.....	56
6.10. Esquemas de control.....	57
6.11. Energización de la subestación	58
6.12. Faseo de señales	66
6.13. Inauguración.....	72
CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	74
MEMORIA DE CÁLCULO 93T80 ANEXO A.....	75
MEMORIA DE CÁLCULO T01 ANEXO B.....	82

La Zona de Transmisión Metropolitana (ZTM) perteneciente a la Gerencia Regional de Transmisión Central (GRTC) se creó a partir de la extinción de la empresa Luz y Fuerza del Centro (LyFC) el 11 de Octubre de 2009 quedando como encargada de los bienes y de prestar el servicio público de energía eléctrica la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual quedo conformada por 13 sectores, mostrados en la Figura 1, abarcando un total de 83 subestaciones eléctricas en el área metropolitana.

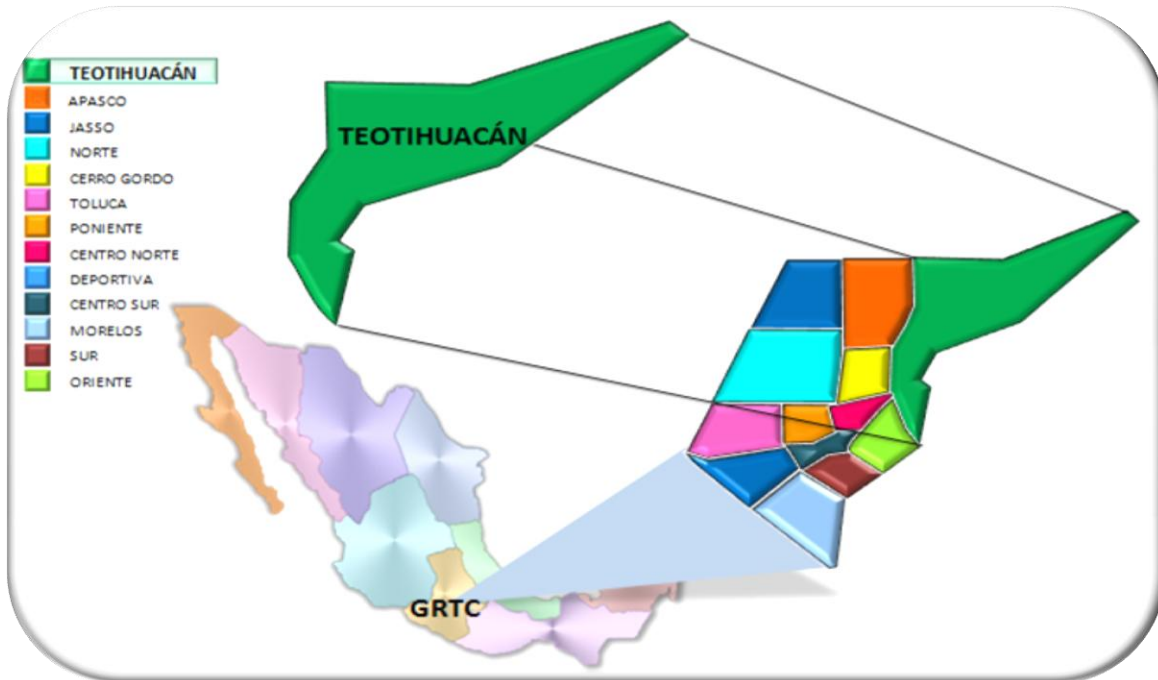


Fig. 1.- Zona de Transmisión Metropolitana

La CFE determina que la construcción de la Subestación Eléctrica (S.E.) Acolman es necesaria y para ello retoma el proyecto que la empresa Luz y Fuerza del Centro ya tenía planteado en esta región, se considera la misma ubicación, tensión y capacidad para esta subestación eléctrica.

Debido al crecimiento industrial y residencial, esta subestación es de gran importancia ya que los alimentadores de 23 Kilovolts (Kv) mejorarán el servicio de energía eléctrica en gran parte de este municipio, dando mayor soporte a la División de Distribución Valle de México Norte Zona Ecatepec con los circuitos mostrados en la Tabla 1.

CIRCUITO	NOMBRE	DEMANDA	KILOMETROS DE TRONCAL	KILOMETROS DE RAMAL	KILOMETROS DE SUBTERRANEO	KILOMETROS TOTAL LINEA AEREA	USUARIOS
ACO 53015	TEPEXPAN	4900	7.10	9.40	0.75	15.75	7768
ACO 53025	ACOLMAN	4700	4	12.6	0.75	15.85	2951
ACO 53035	XOMETLA	7500	11.80	12.40	0.75	23.45	1499
ACO 53055	TEZOYUCA	3500	12.1	8.9	0.75	20.25	4362
ACO 53065	NEXQUIPAYAC	5300	10.9	7.6	0.75	17.75	839
ACO 53075	SAN BARTOLO	3500	8.3	11.1	0.1	19.30	2762

Tabla 1.- Circuitos de 23 Kv de la S.E. Acolman

La S.E. Acolman pertenece al Sector Teotihuacán, el cual cuenta con 8 subestaciones eléctricas a su cargo.

La S.E. Acolman está ubicada entre la S.E. Valle de México y la S.E. Teotihuacán ambas en 230 Kv, tendrá una longitud total de 16.91 Km y quedará a 6.71 Km de la S.E. Teotihuacán y a 10.2 Km de la S.E. Valle de México, tal como se muestra en la Figura 2.

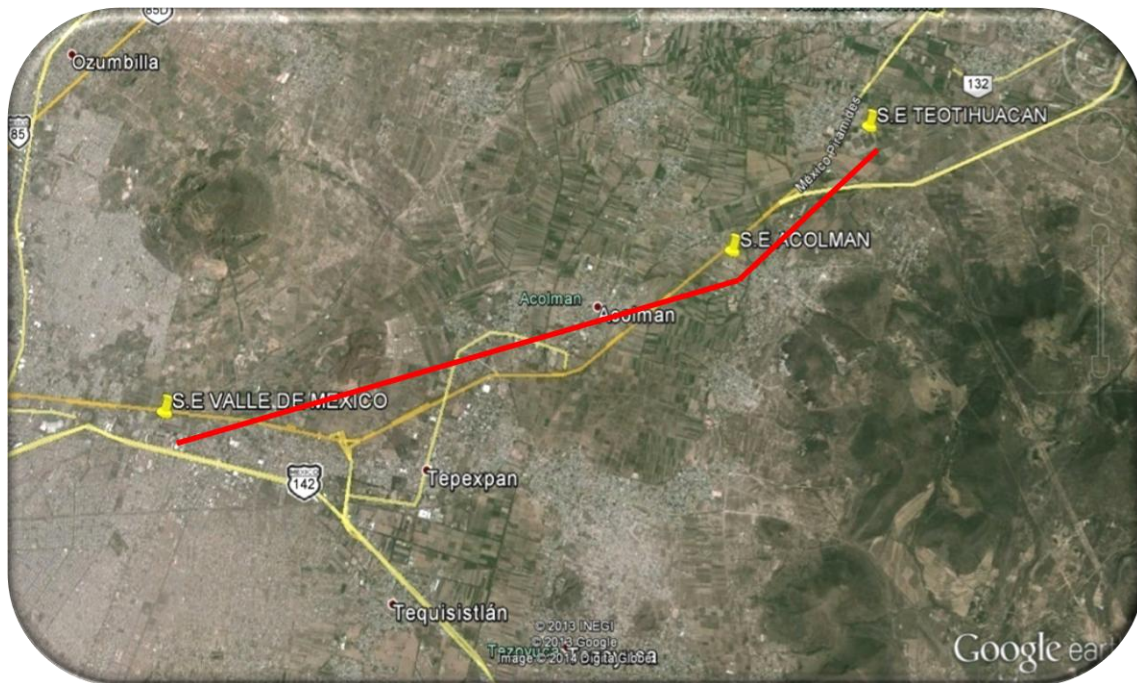


Fig. 2.- Ubicación S.E. Acolman.

En su forma original se contaba con 2 líneas de transmisión que conectaban la S.E. Valle de México con la S.E. Teotihuacán, en la Figura 3 se muestra la topología anterior y el cambio en la línea 93T00 para la integración de la S.E. Acolman.

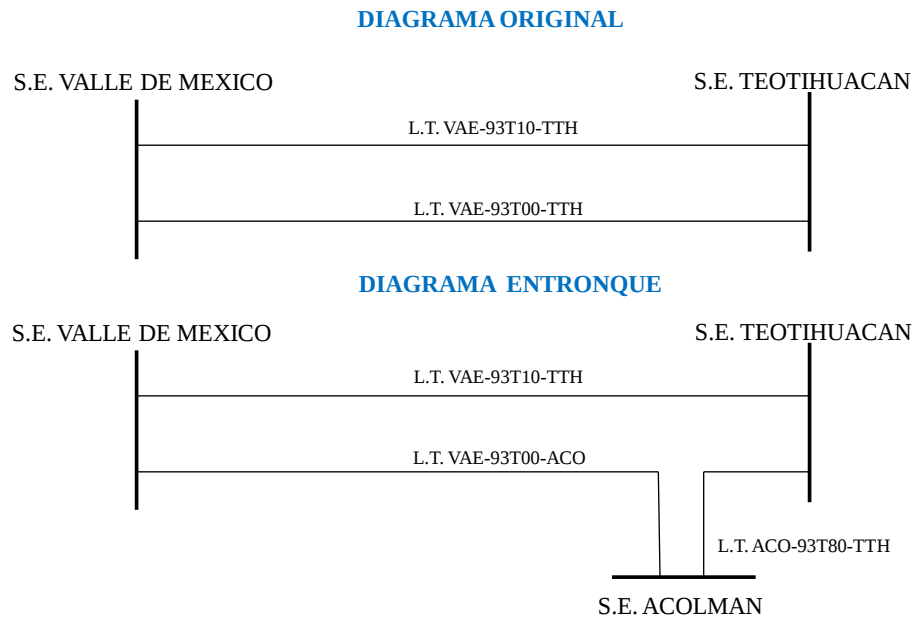


Fig. 3.- Entronque S.E. Acolman

La S.E. Acolman se ubica en el poblado de Xometla, perteneciente al municipio de Acolman, Estado de México, véase Figura 1.

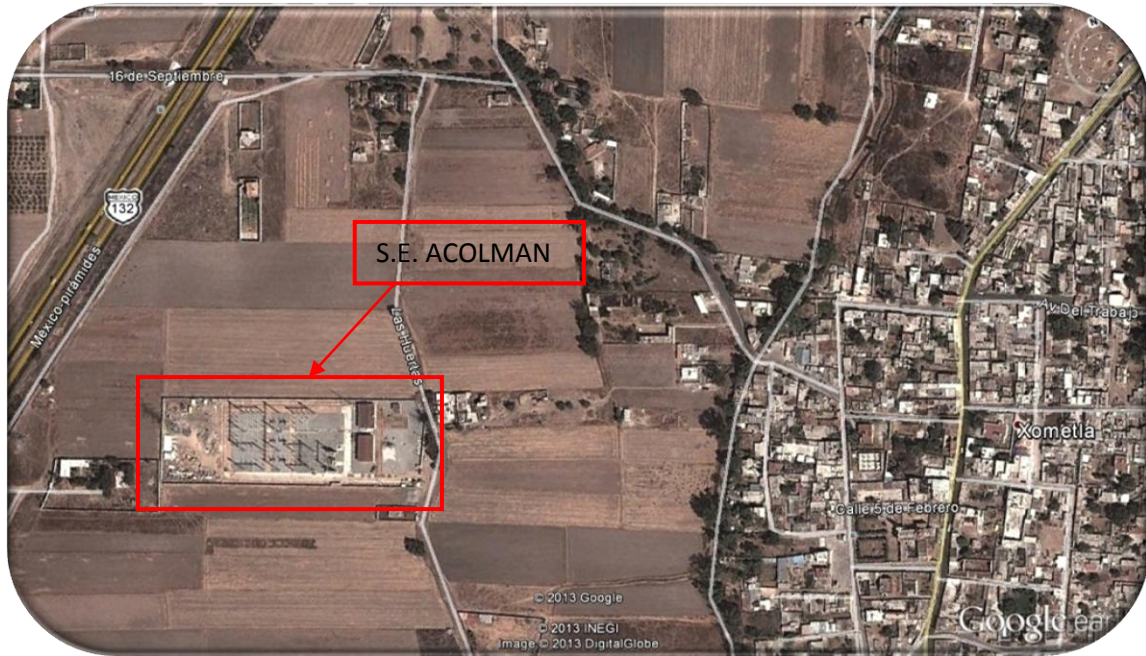


Fig. 1.- Ubicación geográfica S.E. Acolman.

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

Antes de elaborar el proyecto definitivo, se consideraron las condiciones geográficas de la región, donde estará ubicada la subestación, en la Tabla 1 se muestran estas condiciones en el área de la S.E. Acolman.

ALTITUD [msn]	2250
TEMPERATURA MAX. PROMEDIO [°C]	26
TEMPERATURA MIN. PROMEDIO [°C]	8
TEMPERATURA MIN. EXTREMA	-5
DÍAS CON HELADAS POR AÑO	5
INTENSIDAD DE LLUVIA [mm/h]	150
VELOCIDAD MAX VIENTO [km/h]	150
COEFICIENTE SÍSMICO PARA TERRENO FIRME TIPO I [g]	0.14
COEFICIENTE SÍSMICO PARA TERRENO INTERMEDIO TIPO II [g]	0.3
COEFICIENTE SÍSMICO PARA TERRENO BLANDO TIPO III [g]	0.36
NIVEL DE CONTAMINACIÓN	ALTO

Tabla 1.- Características de Acolman

Notas:

1.-Los valores obtenidos de altitud y temperaturas se obtuvieron de la estación meteorológica más cercana, por lo que son condiciones representativas de la zona y no necesariamente del sitio preciso de la instalación.

2.-El dato de la intensidad de lluvia deberá ser usado para el diseño del sistema de drenaje y todas las obras hidráulicas de esta subestación. Para este mismo fin, el coeficiente de escurrimiento debe cumplir con lo especificado en el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE.

3.-Los coeficientes sísmicos indicados son considerados únicamente para el diseño de estructuras, caseta de control, edificaciones, cimientos de transformadores de potencia y cimientos para interruptores de potencia.

La S.E. Acolman presenta en el área de 230 Kv un arreglo de doble barra con doble interruptor y en el área de 23 Kv un arreglo de barra sencilla, la Figura 1 muestra el arreglo en 230 Kv.



Fig. 1.- Arreglo doble barra doble interruptor

La S.E. Acolman cuenta con 2 líneas de transmisión de 230 Kv, la primera es la 93T80 que va a la S.E. Teotihuacán con una longitud de 6.71 Km y la segunda es la 93T00 que va a la S.E. Valle de México con una longitud de 10.2 Km, véase Fig.4, 1 transformador de potencia de 60 MVA de 230/23 Kv conexión estrella-estrella-delta de la marca IEM, véase Fig. 2, 8 alimentadores en 23 Kv en tableros tipo metal-clad, véase Fig. 5, y 1 banco de capacitores de 12.6 MVAR's, véase Fig. 3.



Fig. 2.- Transformador de potencia



Fig. 3.- Banco de capacitores



Fig. 4.- Líneas de transmisión



Fig. 5.- Tableros metal-clad 23 Kv

En la Figura 6, se muestra el diagrama unifilar de la S.E. Acolman mostrando de manera gráfica la topología existente en el área de 230 Kv y en el área de 23 Kv.

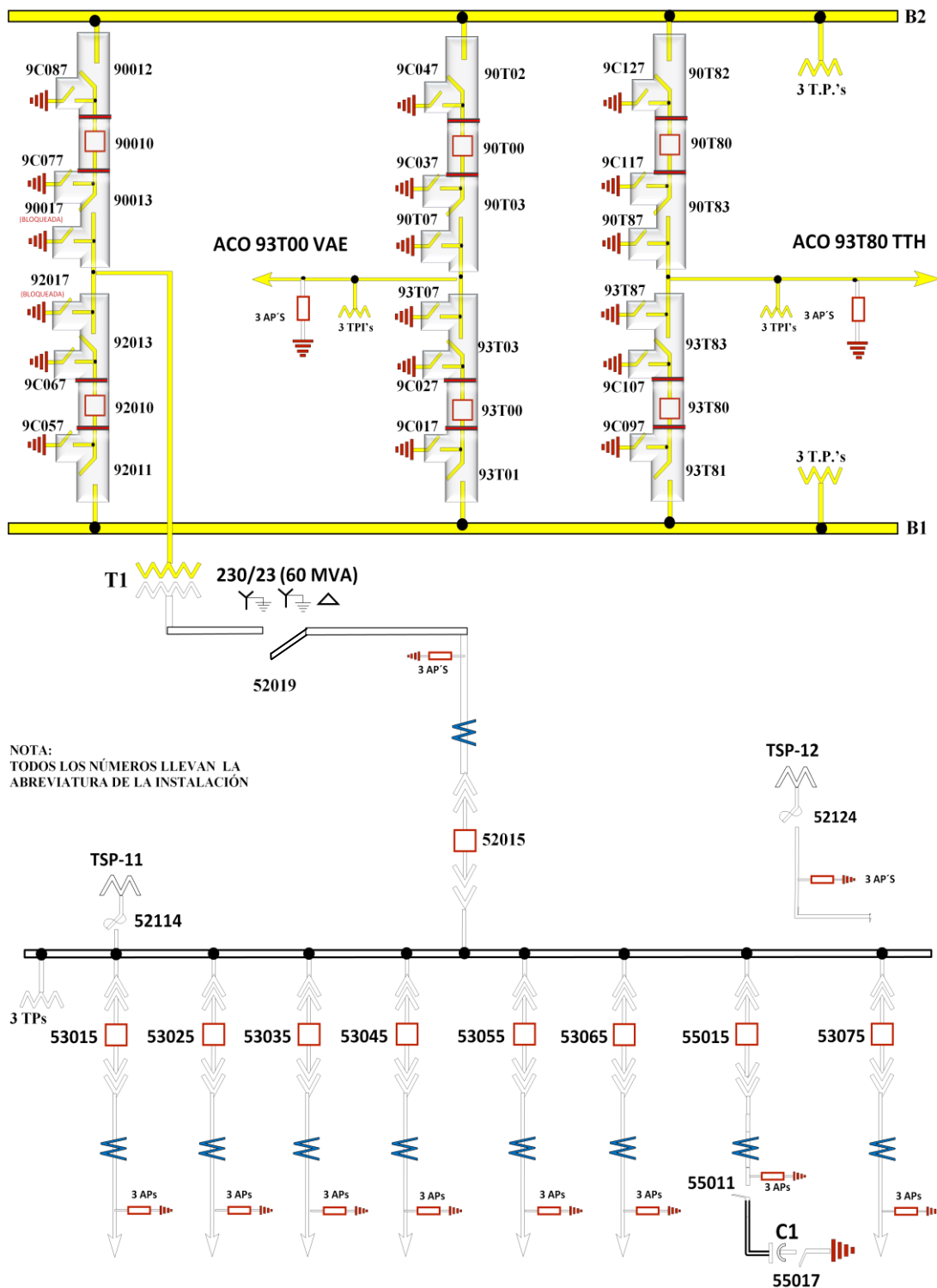


Fig. 6.- Diagrama unifilar S.E Acolman

3.1 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para obtener los parámetros de las líneas de transmisión, como son las impedancias de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero se requirieron los siguientes datos:

- Longitud de la línea
- Tipo y calibre del conductor
- Disposición de los conductores
- Característica de las torres
- Resistividad del terreno

En la Tabla 1 se muestran las características de las líneas de transmisión que llegan a la S.E. Acolman, véase también Figura 7.

LÍNEA	LONGITUD	CALIBRE DEL CONDUCTOR	CONDUCTORES POR FASE	DISPOSICION	HILO DE GUARDA
ACO-93T80-TTH	6.71 KM	1113 MCM	1	VERTICAL	7 No.8 AAS
ACO-93T00-VAE	10.2 KM	1113 MCM	1	VERTICAL	7 No.8 AAS

Tabla 1.- Características de líneas de transmisión.



Fig. 7.- Líneas de transmisión 93T80 y 93T00

Para obtener dichos parámetros se emplean diferentes simuladores de cálculo, para el desarrollo de este trabajo utilizamos el programa LCONSTANT de ASPEN.

En la Figura 8 se muestra la silueta básica de las estructuras que tienen las líneas de transmisión que llegan a la S.E. Acolman, este dato es el punto de partida para poder utilizar dicho programa.

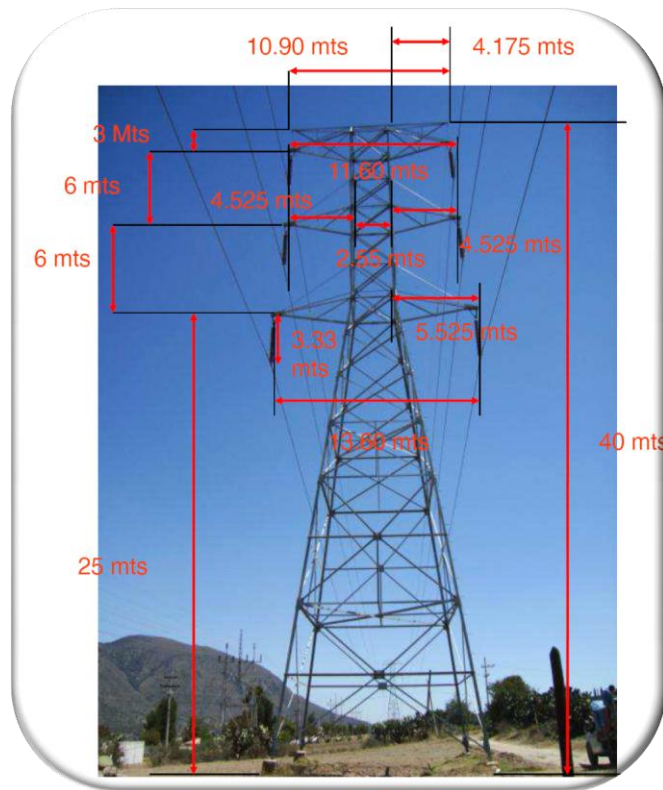


Fig. 8.- Silueta básica de la estructura

Para la línea ACO-93T80-TTH

Lines Data File: c:\docume~1\jaime\escrit~1\copiad~2\acotth.lnn
 Construction Library: c:\docume~1\jaime\escrit~1\copiad~2\ztm1.lcn
 System MVA Base = 100. Units are Metric. Frequency =60
 Hertz

File contains 1 lines with a total of 1 sections

=====

Line "93T80" from bus "TTH" to bus "ACO":

230. kV 3 Phases 1 Sections 6.71 Kilometers

__Section__	Kilometers	Construction	Circuit	Connection
93T80	6.7100	1CV-1113-HG2	93T80	

Section "93T80" of line " 93T80": 6.71 Kilometers

_____Positive Sequence Self Parameters_____

Line Impedance

(Ohms)		(per unit)	
0.40168	+j 3.2346	0.00075932	+j 0.0061146

_____Zero Sequence Self Parameters_____

Line Impedance

(Ohms)		(per unit)	
2.5259	+j 8.6958	0.0047749	+j 0.016438

Los parámetros de las líneas de transmisión que llegan a la S.E. Acolman fueron proporcionados por el departamento de estudios de la ZTM, en la Tabla 2 y la Tabla 3 se presentan las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero que fueron proporcionadas por dicho departamento para las líneas de transmisión de esta subestación.

LÍNEA	Z(+) [PU]	Z(+) [Ω] PRIMARIOS	Z(+) [Ω] SECUNDARIOS
93T00	0.00135 + j 0.00989	0.71415 + j 5.23181	0.14283 + j 1.04636
93T80	0.00082 + j 0.00614	0.43378 + j 3.24806	0.086756 + j 0.649612

Tabla 2.- Impedancia de secuencia positiva

LÍNEA	Z(0) [PU]	Z(0) [Ω] PRIMARIOS	Z(0) [Ω] SECUNDARIOS
93T00	0.00702 + j 0.02766	3.71358 + j 14.63214	0.742716 + j 2.92428
93T80	0.00439 + j 0.0171	2.32231 + j 9.0459	0.464462 + j 1.80918

Tabla 3.- Impedancia de secuencia cero

Como se observa en las tablas anteriores y comparando los resultados obtenidos en el programa LCONSTANT con los parámetros de líneas enviados por el departamento de estudios de la ZTM se puede observar que son semejantes, como en todos los casos se utilizarán los datos calculados por dicho departamento.

3.2 PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La S.E. Acolman cuenta con un transformador de potencia marca IEM con capacidad de 60 MVA conectado en estrella-estrella-delta, mostrado en la Figura 9.



Fig. 9.- Transformador de potencia

La capacidad del transformador también depende del tipo de enfriamiento, en este caso se cuenta con enfriamiento tipo OFAF o FOA (sumergido en líquido aislante, enfriamiento con aceite y aire forzado), en la Tabla 4 y Tabla 5 se muestra la capacidad y el porcentaje de impedancia respectivamente de nuestro transformador de potencia.

DEVANADO	VOLTS	CAPACIDAD EN KVA		
		ONAN	OFAF1	OFAF2
AT	220 000	36 000	45 000	60 000
BT	23 000	36 000	45 000	60 000
TERCIARIO	10 000	15 000	20 000	25 000

Tabla 4.- Capacidad del transformador

CAPACIDAD BASE KVA	BASE DE MEDICION VOLTAJE	%Z	IMPEDANCIA SECUENCIA CERO
36000	220 000 / 23 000	10.67	9.71
15000	220 000 / 10 000	7.09	
15000	23 000 / 10 000	2.11	

Tabla 5.- % Impedancia del transformador

3.3 PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Transformador de corriente (TC)

La S.E. Acolman cuenta con 36 transformadores de corriente (TC'S) tipo bushing multirelación marca ABB ubicados dentro de los módulos híbridos en el área de 230 Kv, también cuenta con TC'S en los tableros metal-clad en el área de 23 Kv, estos son utilizados para medición y en los esquemas de protección de las líneas de transmisión, los circuitos de baja tensión y el transformador de potencia.

En la Figura 10 se muestran los TC'S de los módulos híbridos y su placa de datos:



Fig. 10.- Transformadores de corriente

Transformador de potencial (TP)

La S.E. Acolman cuenta con 12 transformadores de potencial (TP'S) marca Artech en el área de 230 Kv y 3 en el área de 23 Kv, son utilizados para medición y en los esquemas de protección de las líneas de transmisión, los circuitos de baja tensión y el transformador de potencia.

En la Figura 11 se muestran los TP'S de 230 Kv y su placa de datos:



Fig. 11.- Transformadores de potencial

3.4 PARÁMETROS DEL BANCO DE CAPACITORES

La S.E. Acolman cuenta con un banco de capacitores de 12.6 MVAR formado por 21 celdas de 600 KVAR cada una, acomodadas en estrella, el cual está conectado a la red de 23 Kv.

La Figura 12 muestra el banco de capacitores y su placa de datos:



Fig. 12.- Banco de capacitores

3.5 PARÁMETROS DEL MÓDULO HÍBRIDO

La S.E. Acolman cuenta con 6 módulos híbridos marca ABB para 230 Kv aislados con gas SF6, 2 para cada línea de transmisión y 2 para el transformador de potencia, en este módulo se encuentra el interruptor de potencia, las cuchillas de línea, cuchillas de puesta a tierra y los transformadores de corriente.

En la Figura 13 se muestran el módulo híbrido y su placa de datos:



ABB	
ABB Switzerland Ltd	
No. Serie: HA 2170083	
MÓDULO HÍBRIDO DE 230kV "LÍNEA"	
Tipo	ELK-14
Normas	LFC-ING-181, IEC
Año de fabricación	2007
Tensión nominal	230 kV
Tensión de impulso por rayo (BIL)	1050 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2000 A
Corriente nominal de corta duración (3s)	50 kA
Contrato (Luz y Fuerza) No.	06-1-0278 L1
LFC: INGENIERIA ELECTRICA	

Fig. 13.- Módulo híbrido

Los esquemas de protección de una subestación son el conjunto de sistemas de vigilancia permanente, cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla, esto con la finalidad de minimizar daños a los elementos fallados (seguridad del equipo) y reducir los efectos consecuencia de las fallas en el resto del sistema (continuidad en el servicio).

La parte importante de estos sistemas son los relevadores, cuyo objetivo principal es la detección de fallas dentro del sistema eléctrico de potencia, para tomar acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores para aislar las partes que han fallado y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema.

Los dispositivos de protección deben seleccionarse de acuerdo a las siguientes características:

1. **Confiabilidad**

Es la habilidad para no tener operaciones incorrectas en función de dos componentes: “Dependabilidad y Seguridad”. Dependabilidad es la certeza para la operación correcta de la protección en respuesta a un problema en el sistema, es decir, que opere para todas las fallas dentro de su zona de protección. Seguridad es la habilidad para no tener una operación indeseada, es decir, la estabilidad que debe mantener una protección para fallas fuera de su zona de operación.

2. **Velocidad:** Mínimos tiempos de falla y menos daños al equipo.

La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en los elementos del sistema involucrados en la zona de falla, la velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

3. **Selectividad:** Máxima continuidad en el servicio.

Cuando en un sistema se presente una falla, debe operar la protección más cercana, lo cual implica aislar del sistema un mínimo de las partes falladas, seleccionando los interruptores necesarios para librar dicha falla.

4. **Económico:** Máxima protección a un mínimo costo.

Un dispositivo de protección que ofrece mayor selectividad y mayor velocidad ofrecen una mayor confiabilidad, pero generalmente su costo es mayor, pero el más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados, así que un dispositivo de protección debe estar justificado por la reducción de daños al equipo del sistema eléctrico y al personal.

5. Simplicidad

La simplicidad de un sistema de protección siempre es el sello de un buen diseño, el sistema de protección más simple, no siempre es el más económico. La simplicidad del diseño mejora la simplicidad del sistema, si únicamente hay pocos elementos que pueden representar una mala operación.

La CFE a través del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) emite un listado denominado LAPEM-05L, en el cual se determina que relevadores de protección cumplen con las características técnicas establecidas en la especificación CFE G0000-81.

4.1.- PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La CFE establece esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión con tensiones de operación de 69 Kv y mayores en la norma de referencia NRF-041-CFE, la Tabla 1 muestra los casos que se consideran dentro de esta norma.

DESCRIPCIÓN	LONGITUD
Línea Larga	> 40 Km
Línea Media	> 10 Km y ≤ 40 Km
Línea Corta	≤ 10 Km

Tabla 1.- Clasificación de líneas de transmisión

Los esquemas normalizados de protección para líneas de 230 KV deben contar con lo siguiente:

- | | |
|---|------|
| a) Protección diferencial de línea 87L, protección primaria 1 | PP1 |
| b) Protección de distancia 21/21N, protección primaria 2 | PP2 |
| c) Protección de respaldo 67/67N | PR |
| d) Protección contra falla de interruptor | 50FI |

Las protecciones primaria y de respaldo forman zonas de protección superpuestas, las cuales operan secuencialmente discriminando las fallas a diferentes tiempos de operación o diferente magnitud de corriente, esto permite tener selectividad, sensibilidad y velocidad en la operación que se requiera para la protección del sistema.

La protección primaria es la primera línea de defensa y debe desconectar únicamente al elemento dañado, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria.

Las líneas de transmisión de la S.E. Acolman son líneas cortas ya que son menores a 10 Km, la Tabla 2 muestra los esquemas de protección normalizados de las líneas de transmisión 93T80 y 93T00, ambas presentan el mismo esquema.

PROTECCIÓN	FUNCIÓN	MARCA	TIPO
PP1	87L,21/21N	SIEMENS	7SD52
PP2	21/21N,67N	GENERAL ELECTRIC	D60
50FI-1	50FI	GENERAL ELECTRIC	F60
50FI-2	50FI	GENERAL ELECTRIC	F60

Tabla 2.- Esquema de protección de las líneas de transmisión

La Figura 1 y la Figura 2 muestran los tableros normalizados con los relevadores que forman el esquema de protección de las líneas de transmisión de la S.E. Acolman.

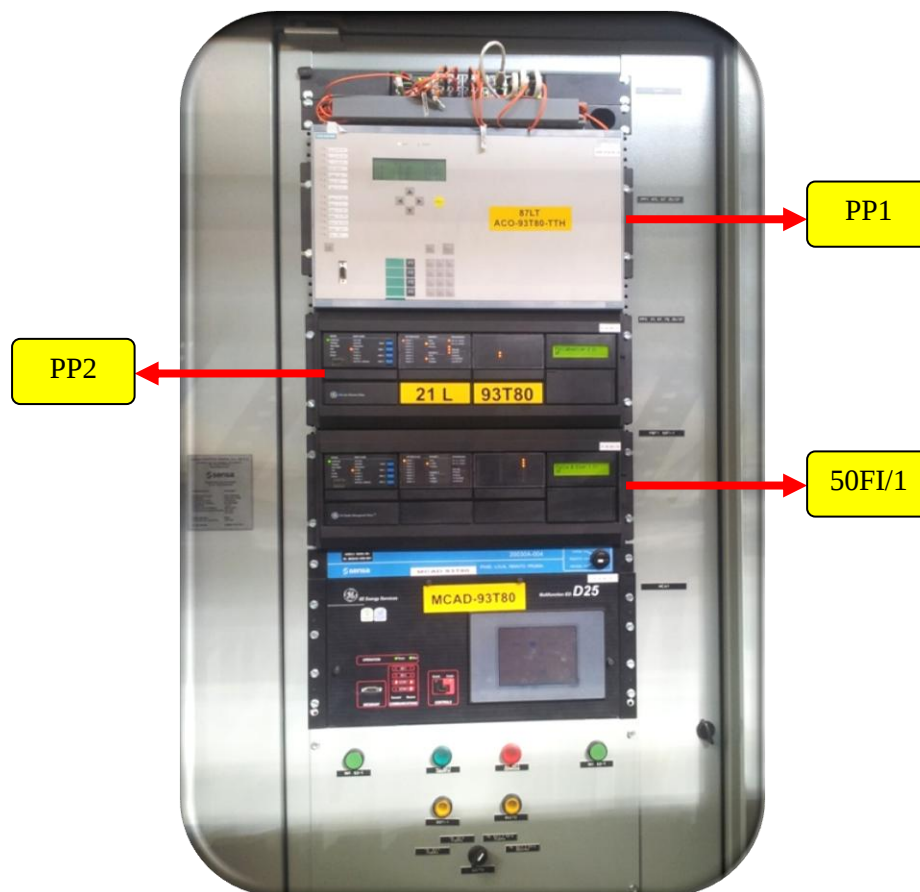


Fig. 1- Tablero de protección 1 línea 93T80



Fig. 2.- Tablero de protección 2 línea 93T80

Nota: Se anexa memoria de cálculo (ANEXO A)

4.2 PROTECCIÓN A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador es el elemento más importante y costoso de una subestación, se encuentra en todos los niveles de tensión. El diseño de los esquemas de protección de transformadores toma en cuenta aspectos propios del equipo como son: capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio de detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas.

La CFE establece esquemas normalizados de protecciones para transformadores de potencia con tensiones primarias desde 34.5 hasta 400 Kv en la norma G0000-62, la Tabla 3 muestra los casos a considerar.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	POTENCIA [MVA]
De 2 devanados	De 1 a menos de 7.5
De 2 devanados	≥ 7.5
De 3 devanados	≥ 10
Autotransformadores	≥ 10

Tabla 3.- Clasificación de transformadores de potencia

Los esquemas de protección deben estar conformados con relevadores del tipo microprocesado y cumplir con los esquemas de protección establecidos en los siguientes incisos:

- | | |
|---|-------|
| a) Protección diferencial de transformador | 87T |
| b) Protección de sobrecorriente instantáneo lado alta | 50H |
| c) Protección de sobrecorriente temporizado lado alta | 51H |
| d) Protección de sobrecorriente de neutro lado alta | 51NTH |
| e) Protección de sobrecorriente temporizado lado baja | 51FL |
| f) Protección de sobrecorriente de neutro lado baja | 51NTL |
| g) Protección falla interruptor | 50FI |

Además de contar con los esquemas antes mencionados el transformador de potencia cuenta con protecciones propias contenidas en el transformador también llamadas protecciones mecánicas, las cuales enunciamos a continuación:

- | | |
|---|------|
| a) Relevador Buchholz tanque principal | 63TP |
| b) Relevador Buchholz cambiador de derivaciones | 63TC |
| c) Sobrepresión mecánica del tanque principal | 63P |
| d) Relevador térmico de sobrecarga | 49T |

En la Tabla 4 se muestran los esquemas de protección normalizados utilizados en la S.E. Acolman para el transformador de potencia.

PROTECCIÓN	FUNCIÓN	MARCA	TIPO
PP1	87T,50H,51H,51NTL,51FL	SIEMENS	7SD52
PP2	87T,50H,51H,51NTH,51FL	GENERAL ELECTRIC	D60
50FI-1	50FI	GENERAL ELECTRIC	F60
50FI-2	50FI	GENERAL ELECTRIC	F60
EA	25/27	GENERAL ELECTRIC	F60

Tabla 4.- Esquema de protección del transformador de potencia

En la Figura 3 y Figura 4 se muestran los tableros normalizados con los relevadores que forman el esquema de protección del transformador de potencia instalado en la S.E. Acolman.

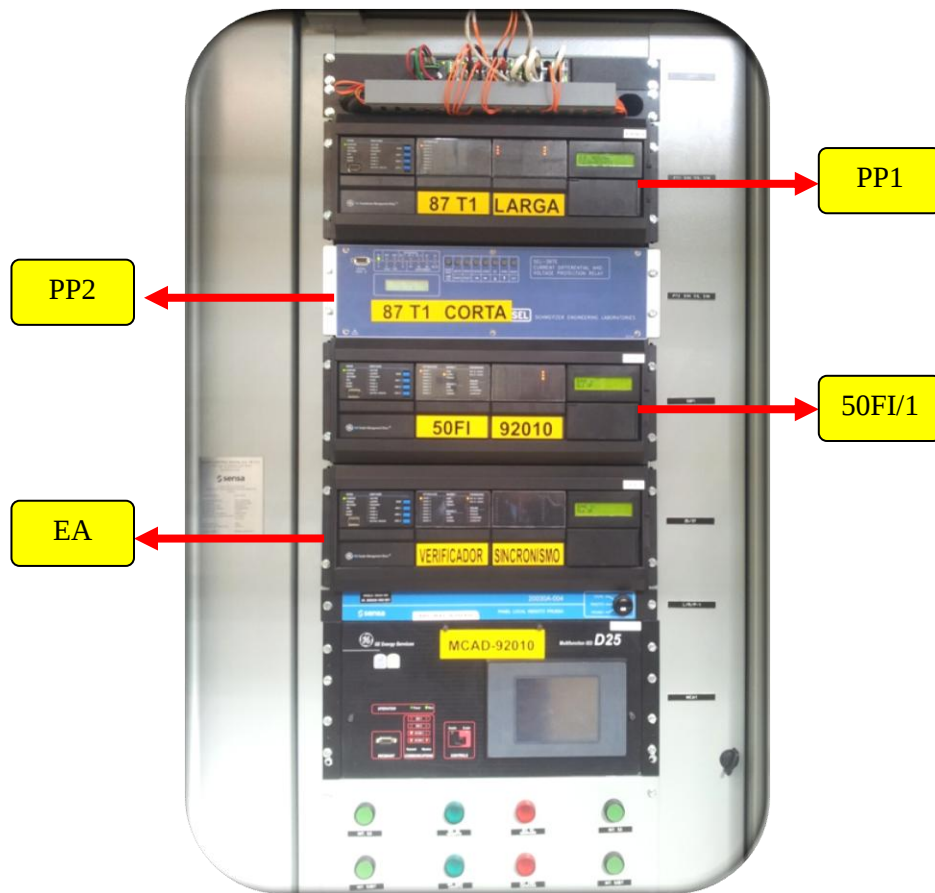


Fig. 3.- Tablero de protección 1 T01



Fig. 4.- Tablero de protección 2 T01

Nota: Se anexa memoria de cálculo (ANEXO B)

4.3 PROTECCIÓN DE BARRAS

Cada nodo del sistema eléctrico de potencia se conoce como barra o bus y es el punto donde se interconectan varias líneas en la red. En estos buses se manejan flujos de potencia muy grandes, de ahí la importancia de protegerlos para evitar disturbios mayores del sistema.

El esquema de protección diferencial es el método más confiable y seguro para proteger barras colectoras o buses de una subestación.

La protección diferencial de barras tiene por objetivo:

- 1) Detectar todas las fallas en la barra o sección de barra protegida.
- 2) Disparar instantáneamente todos los interruptores asociados a la barra o sección de barra fallada.
- 3) Detectar desbalances de corriente en la barra o sección de barra protegida debiendo bloquear la zona que presenta el desbalance y generar alarma.

La CFE establece los lineamientos para la aplicación del esquema diferencial de barras (87B) en subestaciones de transmisión en el documento ST-87B-01, estos lineamientos están determinados por el tipo de arreglo de barras que tiene cada subestación eléctrica en particular, entre los más importantes encontramos:

- Interruptor y medio.
- Doble barra - Doble interruptor.
- Barra sencilla.
- Barra principal y Barra de transferencia.
- Barra principal y Barra auxiliar con Interruptor de amarre.

La S.E. Acolman tiene el arreglo de Doble barra-Doble interruptor, para la cual solo se requiere aplicar una zona de operación por fase (Zona 1 para la Barra 1 o Barra 2).

La Tabla 5 muestra los esquemas de protección normalizados utilizados en la S.E. Acolman para la Barra 1 y Barra 2.

PROTECCIÓN	FUNCIÓN	MARCA	TIPO
PP1	87B-1	GENERAL ELECTRIC	B30
PP1	87B-2	GENERAL ELECTRIC	B30

Tabla 5.- Esquemas de protección de barras

En la Figura 5 se muestra el tablero normalizado con los relevadores de protección que forman el esquema diferencial de barras instalado en la S.E. Acolman.

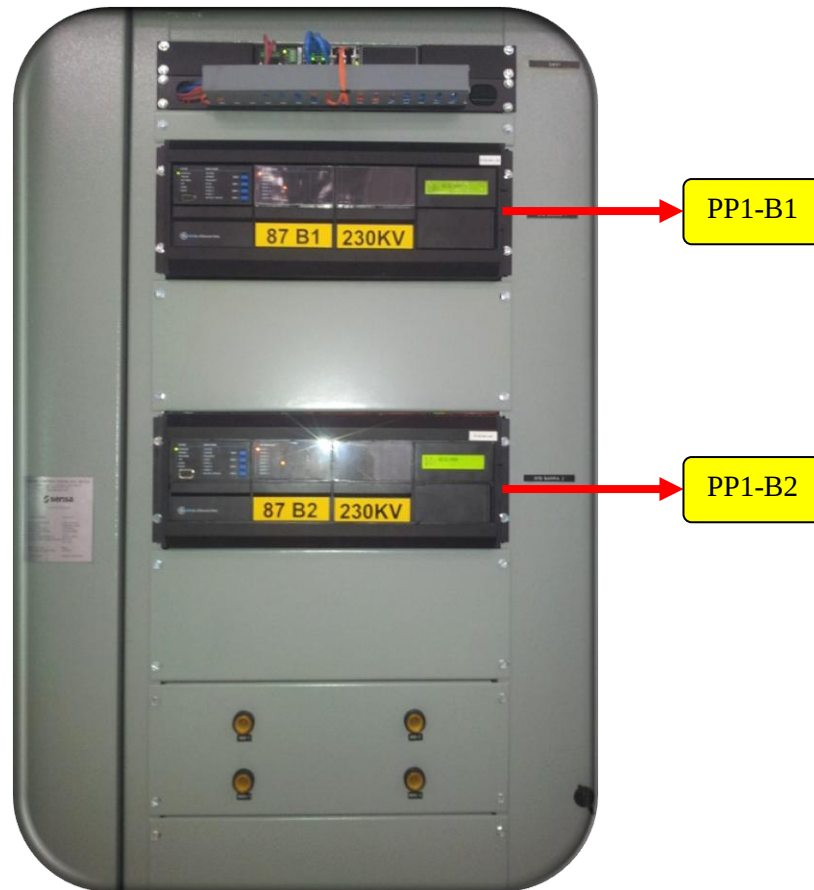


Fig. 5.- Tablero de protección 87B

4.4 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos.

La CFE en lo que respecta a los alimentadores de distribución, establece dos opciones para los esquemas de protección, las cuales dependen principalmente del tamaño y tipo de la subestación:

- 1) Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (Restauradores automáticos con protección contra sobrecorriente para fallas entre fases y de fase a tierra).
- 2) Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA, las cuales cuentan con interruptores de potencia asociados con relevadores de protección de sobrecorriente 50F/51F - 50N/51N, y función de recierre automático 79.

La aplicación del esquema de protección de un alimentador en una subestación eléctrica de transmisión también debe contemplar los dispositivos de protección instalados en una línea o red aérea de distribución, lo cual implica que deben coexistir de manera coordinada ambos esquemas de tal manera que para cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes logrando la máxima confiabilidad en el sistema.

Por tal motivo se realiza un estudio de coordinación de protecciones, el cual tiene por objetivo determinar las características, capacidad y ajustes de los dispositivos de protección para optimizar su funcionamiento desde la carga hasta la subestación.

La CFE ha desarrollado una serie de criterios los cuales establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre diferentes dispositivos de protección contra sobrecorriente, dichos criterios son producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de cómo deben interactuar dichas características entre dos o más dispositivos adyacentes.

Es importante puntualizar que los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobrecorriente, restauradores y seccionalizadores.

A continuación menciono algunos de los criterios de coordinación para la protección de sobrecorriente, comúnmente encontrados y aplicados en sistemas de distribución de la CFE.

- Relevador – Relevador
- Relevador – Restaurador
- Relevador – Fusible
- Relevador – Seccionalizador
- Relevador - Seccionalizador – Fusible
- Restaurador – Restaurador
- Restaurador – Fusible
- Restaurador – Seccionalizador
- Restaurador Seccionalizador – Fusible
- Fusible – Relevador
- Fusible – Restaurador
- Fusible – Fusible
- Seccionalizador - Seccionalizador

En la Tabla 6 se muestran los esquemas de protección normalizados utilizados en la S.E. Acolman para los alimentadores de distribución.

ALIMENTADOR	FUNCIÓN	MARCA	TIPO
53015/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53025/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53035/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53045/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53055/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53065/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53075/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451
53085/PP1	50/51F,50/51N,79	SEL	SEL-451

Tabla 6.- Esquemas de protección de alimentadores de distribución

En la Figura 6 se muestra el tablero con los relevadores normalizados que forman el esquema de protección para cada alimentador que sale de la S.E. Acolman.

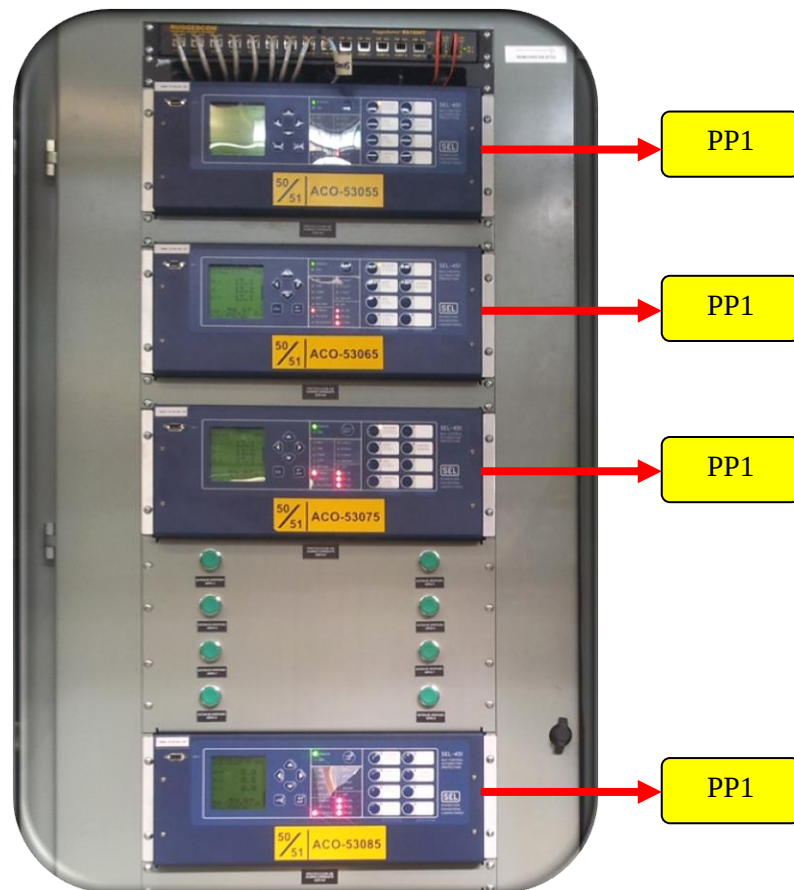


Fig. 6.- Tablero de protección para alimentadores de distribución

4.5 PROTECCIÓN DE CAPACITORES

Se define banco de capacitores como el conjunto de capacitores de potencia interconectados entre sí, que puede incluir accesorios de control y medición, barras o cables de interconexión, protecciones eléctricas, dispositivos de conexión y desconexión y estructura soporte.

Una de las aplicaciones más importantes es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, además de regular el voltaje en los lugares de consumo.

La capacidad de los bancos de capacitores esta definida de acuerdo a la capacidad en MVA de la subestación, la CFE establece estas capacidades en la especificación CFE-V8000-52 para subestaciones de distribución con tensiones nominales de 13.8 Kv, 23 Kv ó 34.5 Kv, las cuales se muestran en la Tabla 7.

CAPACIDAD DEL BANCO DE CAPACITORES [KVAR]	CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN [MVA]
600	5/9,375
900	10/12,5
1200	12/16/20
1800	18/24/30
2400	24/32/40
3600	24/32/40

Tabla 7.- Capacidad de los bancos de capacitores con tensión nominal de 13.8 Kv, 23 Kv ó 34.5 Kv.

En caso de requerir capacidades diferentes a las indicadas en la Tabla 7 debe estar sustentado con un estudio técnico.

La protección del banco de capacitores debe realizarse mediante alguno de los siguientes esquemas de acuerdo al medio de desconexión:

a) Con interruptor de potencia

- Protección de sobrecorriente 50/51.
- Protección de sobretensión por desbalance en el neutro del banco de capacitores 59NC.

b) Desconectador trifásico:

- Fusibles de potencia
- Protección de sobretensión por desbalance del neutro del banco de capacitores 59NC.

Todas las funciones indicadas anteriormente deben estar incluidas en un solo relevador, el cual debe estar aprobado en el listado LAPEM 05L, cabe mencionar que la conexión de los bancos de capacitores debe ser en estrella con neutro flotante y la conexión y desconexión del banco de capacitores debe ser en un solo paso.

De manera conjunta con el esquema de protecciones del banco de capacitores, se utilizan fusibles externos para la protección individual de cada capacitor considerando el valor límite de ruptura del tanque. Los fabricantes proporcionan gráficas tiempo-corriente donde se encuentran trazadas las curvas de probabilidad de ruptura de tanques debido a arcos internos.

En la Tabla 8 se muestran los esquemas de protección normalizados utilizados en la S.E. Acolman para el banco de capacitores.

ALIMENTADOR	FUNCIÓN	MARCA	TIPO
55015	50/51/59NC	SEL	SEL-451
55025	50/51/59NC	SEL	SEL-451

Tabla 8.- Esquema de protección del banco de capacitores

En la Figura 7 se muestra el tablero normalizado con los relevadores que forman el esquema de protección para el banco de capacitores de la S.E. Acolman.



Fig. 7.- Tablero de protección del banco de capacitores

Durante el proceso de la puesta en servicio de una subestación, es necesario realizar una serie de pruebas, inspecciones y verificaciones para asegurar el correcto montaje de todo el equipo, su estado físico y disponibilidad para la realización de las pruebas operativas, a estas pruebas se les llama preoperativas.

Estas pruebas aplican para todos los trabajos de puesta en servicio de los esquemas de protección, medición, control y supervisión que sean ejecutados en las subáreas de transmisión y zonas de distribución de la CFE. Dichas pruebas deben garantizar la confiabilidad del equipo primario, los esquemas de protección, medición, control y supervisión para asegurar la correcta funcionalidad y operatividad de la subestación que entrará en servicio.

Antes de dar paso a la ejecución de las pruebas preoperativas se realiza la revisión de la siguiente documentación:

- Diagrama unifilar de la instalación
- Diagrama unifilar de protección y medición de la instalación
- Diagramas trifilares
- Diagramas esquemáticos y de control
- Diagramas de alambrado de los tableros
- Lista de cables
- Instructivos técnicos originales de todos los equipos
- Software, manuales, licencias y accesorios de comunicación
- Características y parámetros eléctricos de los equipos primarios y líneas

Para la realización de las pruebas, se verifica que se cuente con los equipos de prueba y accesorios necesarios para cada equipo que entrará en servicio, a continuación se resumen los principales equipos que se utilizaron para dichas pruebas en la S.E. Acolman:

Para equipo de protección, medición, control y supervisión:

- Probador de transformadores de corriente
- Transformador de alta carga para inyección de corrientes
- Multímetros digitales
- Probador de relación de transformación de transformadores de corriente
- Probador de saturación y polaridad de transformadores de corriente
- Fasómetro analógico y/o digital
- Equipo de inyección trifásica para pruebas de relevadores de protección
- Peinetas y accesorios para prueba de relevadores según tipo y marca

Para equipo primario:

- Probador de resistencia de aislamiento
- Medidor de factor de potencia
- Medidor de relación de transformación
- Medidor de rigidez dieléctrica
- Medidor de resistencia de contactos

Todos los equipos de inspección, medición y prueba que se emplearon en la ejecución de las pruebas preoperativas cuentan con su correspondiente certificado de calibración vigente.

Las pruebas preoperativas se realizan al equipo de alta tensión o equipo primario y al equipo de protección, medición y control. Las pruebas preoperativas del equipo primario son llevadas a cabo por el departamento de subestaciones, el presente trabajo solo aborda las pruebas preoperativas que se realizaron al equipo de protección, medición y control las cuales se enuncian a continuación:

5.1 ESTUDIOS

En la puesta en servicio de cualquier esquema de protección se consideran ajustes, para lo cual personal de análisis de redes de la ZTM realiza la revisión de cada uno de los equipos eléctricos y los esquemas de protección asociados con el apoyo del programa ASPEN. Estos también son los encargados de actualizar la base de datos del sistema así como de realizar los estudios de cortocircuito para definir la capacidad que deberán tener los equipos a instalar en la nueva subestación, la Figura 1 muestra como quedo la red eléctrica de la ZTM con la inclusión de la S.E. Acolman.

Una vez definidos los ajustes se envían al coordinador de la puesta en servicio para realizar la configuración de cada relevador que será empleado en los esquemas de protección, de la misma manera se lleva a cabo la carga de ajustes de los relevadores de las subestaciones colaterales involucradas debido a que los equipos de protección deben ser de la misma marca, versión y modelo para su correcto funcionamiento.

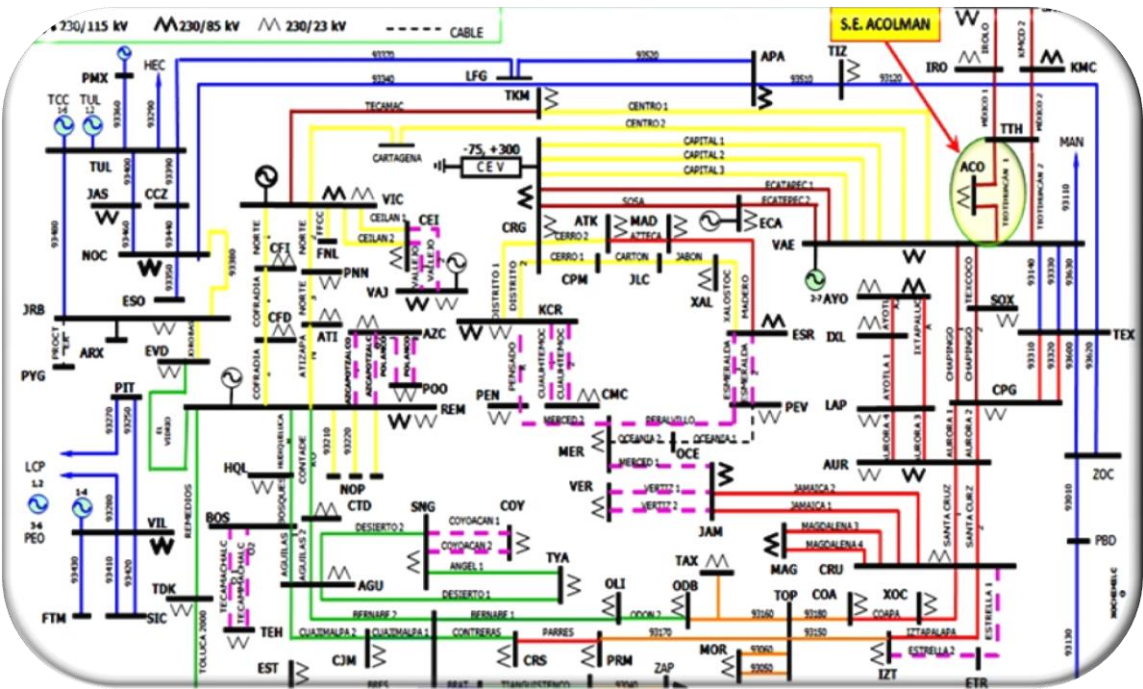


Fig. 1.- Red eléctrica de la ZTM

5.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC'S)

Para comenzar tomamos los datos de placa, verificamos las conexiones primarias y secundarias en el gabinete centralizador cuidando la correcta selección de la polaridad y que los devanados que no serán utilizados queden cortocircuitados y aterrizados, se verifica el estado de las conexiones y el estado de los conectores zapata ya que en algunas ocasiones suelen estar rotas o mal conectadas, una vez terminadas las verificaciones anteriores se les realizan pruebas de relación de transformación, saturación y polaridad, estas pruebas son realizadas con la finalidad de verificar que los TC'S cumplan con las características necesarias de acuerdo a la función en la cual serán empleados ya sea para medición o para protección, véase Figura 2.

La S.E. Acolman cuenta con TC'S para la protección de líneas, protección de transformador, protección de alimentadores de distribución y para medición, en cualquiera de los casos mencionados, los equipos cumplen con la normatividad de la CFE.

Se realizan inyecciones de corriente desde el gabinete centralizador en los puntos de conexión del lado secundario, con la finalidad de verificar la correspondencia de fases y de alambrado entre campo y los tableros de protección en la caseta de control, incluyendo los relevadores de protección que utilizaran dichas señales para su operación.



Fig. 2.- Pruebas a los transformadores de corriente

5.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP'S)

A estos equipos se les realiza la toma de sus datos de placa, se verifican las conexiones primarias y secundarias cuidando que no exista algún devanado cortocircuitado, se revisa el estado de las conexiones y el estado de los conectores zapata reemplazando aquellas que se encuentren rotas o mal conectadas, se realiza prueba de relación para identificar los devanados que serán utilizados en los esquemas de protección y los que serán usados para la medición.

Se realizan inyecciones de voltaje desde los puntos de conexión del lado secundario, con la finalidad de verificar la correspondencia de fases y de alambrado entre campo y los tableros de protección en la caseta de control, incluyendo los esquemas de protección y medición que utilizaran dichas señales para su operación.

La S.E. Acolman cuenta con TP'S de línea, de buses y para los alimentadores de distribución, en la Figura 3 se muestra un juego de TP'S de bus.



Fig. 3.- Transformadores de potencial de Acolman

5.4 TABLEROS DE PROTECCIÓN

Los tableros de protección son gabinetes metálicos en donde se concentra todo el equipo de protección, medición y control, se identifican de acuerdo al equipo primario que se desea proteger (línea de transmisión, transformador, barras, entre otros), la tensión de operación, las protecciones, el arreglo de barras y por el tipo de construcción, véase Figura 4.

Las pruebas preoperativas se deben realizar de acuerdo al tipo de esquema de protección. Lo primero que se realiza es una inspección visual del estado físico del tablero tales como anclaje, pintura, puertas, cerraduras etc. Después se revisa que el equipo de protección, medición o de control estén bien instalados y que existan block de pruebas por cada componente del esquema de protección.



Fig. 4.- Tableros en caseta de control

Una vez realizada la inspección física del tablero se procede a la revisión de la ingeniería, es decir los diagramas de protección, medición y control, así como diagramas de corrientes y potenciales que se emplearán en dicho tablero dependiendo del esquema de protección, se revisa que el alambrado interno no tenga empalmes y que el color de los conductores corresponda de acuerdo a la función que está desempeñando, es decir:

- | | |
|--|---------|
| - Circuitos de corrientes | Blanco |
| - Circuitos de potenciales | Negro |
| - Circuitos de alarmas y señalización | Rojo |
| - Circuitos de control para apertura y disparo | Naranja |
| - Conexiones a tierra | Verde |
| - Circuitos de corriente alterna (CA) | Azul |

Se realiza revisión de conexiones, estado de tornillería y conectores zapata, se verifica que los neutros de los circuitos de corriente, el blindaje del cable de control, los equipos de protección, medición y control estén conectados a la barra de tierra, se verifica el estado físico de los interruptores termomagnéticos y el funcionamiento de la resistencia calefactora, véase Figura 5.

Con ayuda de un multímetro digital se procede a la revisión del bus positivo y del bus negativo en salidas y entradas de nuestros esquemas de protección, verificando que no exista mezcla de los circuitos de corriente directa (CD) del banco de baterías 1 con el banco de baterías 2.



Fig. 5.- Revisión de tableros de protección

Se realiza la revisión de los circuitos de corrientes y potenciales inyectando con equipo de prueba desde tablillas y verificando que las señales lleguen a todos los equipos de protección, medición y control, en este punto insertamos una peinetas en los blocks de prueba verificando que las señales de corriente se cortocircuiten correctamente y que las señales de potencial y disparos se corten correctamente. Por último se realizan pruebas de disparo de los esquemas de protección asociados al tablero en prueba verificando que todos los puntos correspondan de acuerdo a las ingenierías, véase Figura 6.



Fig. 6.- Revisión de ingenierías en los tableros

5.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Se confirma que se cuente con los diagramas de protección, medición, control, e internos del transformador y que la lista de cables concuerde con la ingeniería del proyecto, se realiza inspección de las conexiones primarias, aterrizamiento del equipo y del gabinete centralizador, se verifica el alambrado y etiquetado de las conexiones internas, alumbrado y calefacción, se realiza limpieza y reapriete de tornillería en el gabinete centralizador.

Con la ayuda y en coordinación con el departamento de subestaciones se verifican las señales para alarmas y disparos de las protecciones mecánicas Buchholz, flujo cambiador de derivaciones, sobrepresión súbita del tanque principal, sobrepresión súbita del tanque del cambiador de derivaciones, temperatura de devanados, temperatura de aceite, bajo nivel de aceite y alarmas de CA y CD así como los mandos e indicaciones del cambiador de derivaciones.

Se verifica que los TC'S internos del transformador se encuentren al gabinete centralizador corroborar que los que no se usen queden debidamente cortocircuitados, en la Figura 7 se muestra el gabinete centralizador del transformador instalado en la S.E. Acolman.

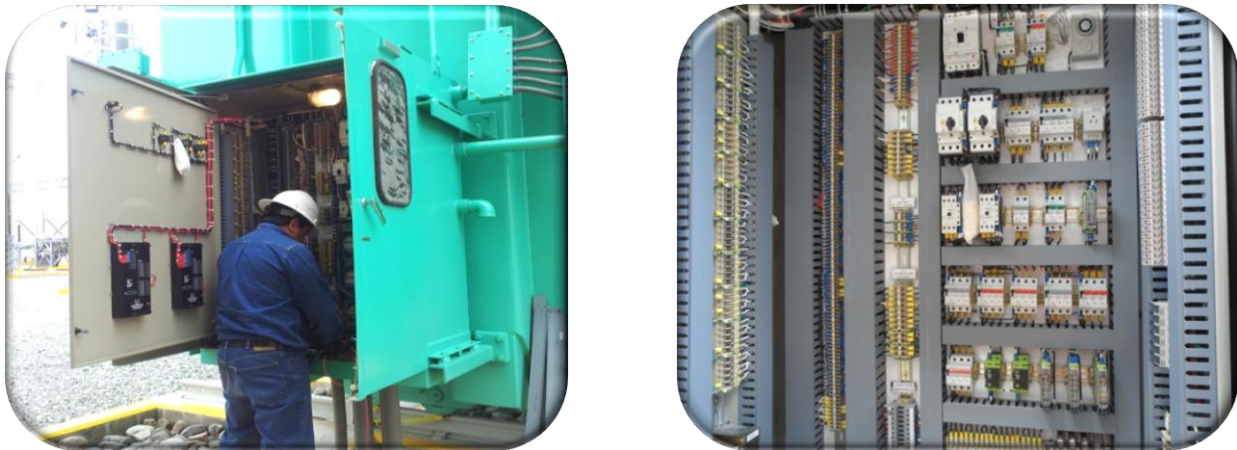


Fig. 7.- Gabinete centralizador del transformador

5.6 INTERRUPTORES

Como se menciona anteriormente la S.E. Acolman cuenta con módulos híbridos en el área de 230 Kv los cuales contienen al interruptor, TC'S, cuchillas desconectadoras y cuchillas de puesta a tierra, inicialmente se toman los datos de placa del interruptor para verificar que cumpla con las especificaciones del proyecto tales como altura, tensión nominal, frecuencia entre otras, se revisa que se cuente con los indicadores visuales de abierto-cerrado para cada elemento del módulo, se revisa que se cuente con los diagramas del alambrado interno del módulo así como la ingeniería asociada a cada esquema de protección.

Se realiza identificación del equipo, las conexiones internas, enzapatado y etiquetado de las terminales, se revisa el correcto sellado de los gabinetes y se realiza reapriete de tornillería. Se identifican los contactos auxiliares del interruptor y se plasman en la lista de cables, véase figura 8.



Fig. 8.- Interruptor de 23 Kv y 230 Kv

5.7 CUCHILLAS

Se realiza revisión de la ingeniería del proyecto tomando en cuenta las necesidades entre las cuchillas y los esquemas de protección y control asociados, se confirma que existan los diagramas de alambrado de las cuchillas, se realiza inspección de conexiones internas, enzapatado, etiquetado de las terminales y reapriete de tornillería. Se identifica la función que tiene cada contacto auxiliar y se plasma en la liste de cables, en la Figura 9 se muestra la ubicación de las cuchillas en los módulos híbridos.



Fig. 9.- Cuchillas en los módulos híbridos

5.8 EQUIPOS DE MEDICIÓN

La S.E. Acolman cuenta con un tablero exclusivo para medición, se tienen 3 medidores multifunción de la marca Artech uno por cada línea y uno para el transformador, 8 medidores marca SEL para los alimentadores de 23 Kv, antes de comenzar a trabajar con estos equipos se confirma que se cuente con los diagramas de corrientes y potenciales.

Los medidores se tienen que calibrar y ajustar, esta tarea es realizada por personal de medición de la ZTM, además de ponerlos en red para su monitoreo, por parte del personal de protecciones se verifican alambrados en el tablero y gabinetes de campo de acuerdo a la ingeniería del proyecto, se realiza inyección de corrientes y potenciales desde tablilla para verificar que los medidores correspondan a su circuito asociado, al mismo tiempo personal de control configura la medición en la Unidad Terminal Remota (UTR) para que pueda ser monitoreada por el área de control.

La Figura 10 muestra los tipos de medidores instalados en la S.E. Acolman.



Fig. 10.- Medidores de 23Kv y 230 Kv

5.9 RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Para las pruebas preoperativas de los relevadores se consideran pruebas particulares de acuerdo a las funciones de protección, podemos englobar algunas que aplican para todos los relevadores.

Se verifica la configuración de cada relevador ya que en estas pruebas ya se debe contar con los ajustes finales, se realiza inyección de corrientes y potenciales desde el block de pruebas verificando que lleguen a cada protección, se realizan pruebas de alarmas de operación de los equipos verificando que todas las salidas y las entradas del relevador operen correctamente y al perder la alimentación de CD no se active ninguna de ellas, se verifica la comunicación local y remota, así como arranques al registrador de disturbios.

En todos los relevadores se realizan pruebas de disparo a través de simuladores de interruptor, todas las alarmas correspondientes a la operación se verifican y se prueban a nivel local con apoyo del departamento de control.

En el caso de las protecciones de línea también se debe realizar:

Disparo tripolar, disparo y recierre monopolar, disparo y recierre monopolar sobre falla, bloqueo de recierre, verificar arranques a los esquemas 50FI y recierre (79) y verificación de funciones lógicas.

La S.E. Acolman cuenta con las protecciones 87T, 87L, 87B, 21F/21N, 67N, 50/51F/N, 50FI y 79, a continuación enunciaremos de manera general las pruebas preoperativas que se realizan a cada relevador de acuerdo al esquema de protección:

5.10 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR 87T

- a) Inyección de corrientes
- b) Verificar bloqueo para fallas externas
- c) Prueba de pick up por fase
- d) Pendiente
- e) Balance de corrientes fallas bus de baja tensión
- f) Balance de corrientes fallas bus de alta tensión
- g) Balance de corrientes carga
- h) Pruebas de operación 86T
- i) Pruebas de disparo 86T a interruptores asociados
- j) Bloqueo al cierre interruptores asociados por 86T
- k) Verificación de arranques a 50FI
- l) Verificación discriminación de fase

5.11 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA 87L

- a) Inyección de corrientes y potenciales
- b) Prueba de pick up por fase
- c) Pendiente
- d) Balance de corrientes fallas externas adelante
- e) Balance de corrientes fallas externas atrás
- f) Balance de corrientes carga
- g) Verificación bloqueo por falla de canal
- h) Prueba de alarmas de bloqueo por falla o pérdida de canal
- i) Pruebas lógica cierre bajo falla
- j) Verificación de arranques y bloqueo a esquema 79
- k) Verificación de arranques a 50FI monopolar y tripolar
- l) Disparo y recierre monopolar
- m) Verificación de posición de interruptor por fase
- n) Verificación de Transmisión de Disparo Transferido de Línea (Tx DTL)
- o) Verificación Recepción Disparo Transferido de Línea (Rx DTL)

5.12 PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21L

- a) Alcance de zona 1
- b) Tiempo de operación zona 1
- c) Alcance de zona 2
- a) Tiempo de operación zona 2
- b) Alcance de zona bloqueo
- p) Tiempo de operación zona bloqueo
- q) Pruebas pérdida de potencial
- a) Pruebas lógica cierre bajo falla
- b) Verificación de arranques y bloqueo al esquema 79
- c) Disparo y recierre monopolar en zona 1
- d) Verificación de arranques a 50FI monopolar y tripolar
- e) Verificación de posición de interruptor por fase

5.13 PROTECCIÓN DIRECCIONAL 67N

- a) Pick up elementos sobrecorriente de tiempo inverso
- b) Pick up elementos sobrecorriente de tiempo definido
- c) Prueba ángulo de par máximo (direccionalidad)
- d) Tiempo de operación elementos direccionales hacia adelante
- e) Prueba Tx DTL
- f) Prueba Rx DTL
- g) Bloqueo por detección polo abierto
- h) Pruebas de disparo tripolar
- i) Arranques tripolares a 50FI
- m) Pruebas pérdida de potencial

5.14 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS 87B

- a) Inyección de corrientes
- b) Prueba de pick up por fase y rama
- c) Pendiente
- d) Pruebas Check zone
- e) Balance de corrientes fallas externas adelante
- f) Balance de corrientes fallas externas atrás
- g) Balance de corrientes carga
- h) Pruebas de disparo 86B
- i) Verificación de operación y reposición de 86B
- j) Verificación de funcionamiento de bloqueo al cierre interruptores asociados
- k) Pruebas de alarmas de TC abierto
- l) Verificación de arranques tripolares a 50FI

5.15 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO Y TIEMPO 50/51F/N

- a) Pick up elementos sobrecorriente de tiempo inverso
- b) Pick up elementos sobrecorriente de tiempo definido
- c) Pruebas de tiempo inverso para elementos de fase y neutro
- d) Pruebas de tiempo definido para elementos de fase y neutro
- e) Arranques tripolares a 50FI
- f) Pruebas de disparo tripolar

5.16 PROTECCIÓN FALLA DE INTERRUPTOR 50FI

- a) Pick up elementos sobrecorriente de fase
- b) Pick up elementos sobrecorriente de neutro
- c) Verificación arranques monopoles
- d) Verificación arranques tripolares
- e) Verificación monitor de posición de interruptor por fase
- f) Verificación monitor bobina 86FI
- g) Pruebas de tiempo de operación redisparo monopolar y tripolar
- h) Pruebas de tiempo de operación disparo a 86FI
- i) Verificar Tx DTD por medio de comunicación
- j) Verificar Rx DTD por de comunicación
- n) Pruebas de redisparo monopolar y tripolar
- o) Pruebas de disparo por 86FI
- p) Verificación de bloqueo al cierre interruptores asociados por disparo de 86FI.

5.17 ESQUEMA DE RECIERRE (79)

- a) Verificación de inicio de recierre por disparo monopolar de la PP1
- b) Verificación de inicio de recierre por disparo monopolar de la PP2
- c) Inhibición de recierre por disparo tripolar o recierre sobre falla de la PP1
- d) Inhibición de recierre por disparo tripolar o recierre sobre falla de la PP2
- e) Bloqueo de recierre por maniobra
- f) Bloqueo de recierre por protección
- g) Habilitación de recierre por maniobra
- h) Prueba tiempo de operación (ciclo de recierre)
- i) Prueba tiempo de reset
- a) Verificación de posición de interruptor

La Figura 11 muestra al personal de protecciones realizando las pruebas a los esquemas de protección de la S.E. Acolman.



Fig. 11.- Pruebas a esquemas de protección

5.18 REGISTRADOR DE DISTURBIOS (RD)

Se revisa que se cuente con los diagramas del registrador, se realiza revisión de ingeniería para checar las señales analógicas (corrientes, potenciales) y señales digitales de las líneas y el banco de transformación de la subestación, se revisa el estado físico del registrador, conexión a tierra del neutro de los circuitos de corriente, conexiones internas, enzapatado, etiquetado de terminales, y la fuente de alimentación para encenderlo y poder realizar su configuración, véase Figura 12.

Se realizan pruebas de comunicación local y remota, pruebas de alarmas de falla de CD, verificación de configuración de señales analógicas y digitales y verificación de la configuración de arranque del registrador. Se realiza inyección de corrientes y potenciales desde tablilla verificando la llegada al registrador, posteriormente se inserta una peineta en el block de pruebas y se revisa que los circuitos de corriente se cortocircuiten y los de potencial se corten adecuadamente.



Fig. 12.- Registrador de disturbios

5.19 ESQUEMAS DE CONTROL

Con apoyo del personal del departamento de control se realiza la revisión de ingeniería, se verifica se encuentren alambradas las imágenes de cuchillas, interruptores, disparos, alarmas e indicaciones asociados a los esquemas de protección, se verifica que se encuentren mapeadas las entradas y salidas de las protecciones, registradores de disturbio e interlocks en la UTR, véase Figura 13.

Se realizan pruebas de interlocks y alarmas, verificando que se cumplan los permisivos y lógicas de disparo asociadas a cada protección, se corrobora que exista voltaje en los circuitos de cierre y disparo asociados a cada protección y se realiza prueba de pérdida de potencial, se realiza simulación de entradas de campo de cambio de estado de las cuchillas, interruptores y protecciones mecánicas del transformador de potencia, estas pruebas se deben repetir para cada bahía.



Fig. 13.- Equipo de control

5.20 CABLE DE CONTROL

Con la lista de cables se corrobora que las terminales lleguen a los puntos indicados de acuerdo a la ingeniería del proyecto, se verifica que los cables para los circuitos de corrientes, potenciales y disparos sean del tipo blindado, se revisa que el cable tendido sobre charola, ducto o trinchera no tenga ningún daño mecánico o daños en el aislamiento que puedan comprometer su funcionamiento, además, se requiere sin empalmes, se revisa que el en Zapatado cumpla de acuerdo a la función del cable de control, se revisa que todas las terminales y el cable estén debidamente etiquetados indicando el origen o el punto donde está conectado el otro extremo del conductor.

Se verifica que el aterrizamiento de los neutros de los circuitos de corriente y el blindaje se haga una sola vez, debiendo estar en el tablero.

Se realiza la prueba de resistencia de aislamiento para verificar que el cable no esté dañado, la prueba se realiza con ambos extremos del cable desconectados, los valores para el cable usado en las alarmas no debe ser menor a $15\text{ M}\Omega$ y el usado en circuitos de corrientes, potenciales y control no debe ser menor a $20\text{ M}\Omega$, en la Figura 14 se muestra el cable de control sobre charola y una prueba de resistencia de aislamiento.



Fig. 14.- Tendido y pruebas al cable de control

5.21 GABINETES CENTRALIZADORES Y DE INTERFACES

En el desarrollo de la puesta en servicio se realiza la verificación de los gabinetes centralizadores y de interfaces de cada uno de los equipos al cual está asociado. Se realiza la revisión del estado físico, montaje y su aterrizamiento, se verifica la colocación y el correcto sellado de los ductos con material cortafuego para evitar que fauna nociva pueda provocar algún daño o algún problema que pueda afectar la confiabilidad del sistema eléctrico. Se realiza revisión de conectores zapata en terminales para reemplazar en caso de requerirse, limpieza y reapriete de tornillería, verificación del sistema de alumbrado y calefacción, en la Figura 15 se muestra el gabinete centralizador del transformador y el de un interruptor de 230Kv.



Fig. 15.- Gabinetes centralizadores

Una vez concluidas las pruebas preoperativas a los esquemas de protección, medición, control y supervisión, se procede con las pruebas operativas o finales, la energización de las líneas de transmisión y el transformador de potencia para la puesta en servicio de la S.E. Acolman.

La puesta en servicio la podemos manejar en base a las actividades siguientes:

1. Pruebas operativas.
2. Energización de la subestación
3. Faseo de señales.

6.1 PRUEBAS OPERATIVAS

Las pruebas operativas se deben realizar dependiendo del tipo de esquema de protección, control, medición o supervisión instalado (línea, transformador, circuito, etc.) como parte del alcance de dichas pruebas se deben de realizar las siguientes actividades a todos los esquemas involucrados.

6.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

- Se verifica la correcta conexión de los circuitos secundarios de corrientes y potenciales.

6.3 TABLEROS DE PROTECCIÓN

- Revisión de ingeniería, así como los diagramas trifilares de corrientes y potenciales.
- Realizar continuidad al circuito de corriente.
- Realizar continuidad al circuito de potencial.
- Realizar continuidad al bus positivo en circuitos de protección.
- Realizar continuidad al bus negativo en circuitos de protección.
- Revisar conexión del neutro de los circuitos de corriente y potencial a la barra de tierra.
- Revisar de conexión a tierra de los equipos de protección.
- Revisar la conexión a la barra de tierra de los tableros de protección a la red de tierra de la subestación.
- Verificar que estén alimentados los circuitos de CA.
- Verificar que estén alimentados los circuitos de CD.
- Realizar inyección de potenciales desde campo verificando la llegada a todos los esquemas de protección involucrados.
- Realizar inyección de corrientes desde campo verificando la llegada a todos los esquemas de protección involucrados.
- Realizar pruebas de disparo de todos los esquemas de protección y verificar que salgan los disparos correctamente a los interruptores asociados.

En la Figura 1 se muestran algunas de las pruebas a los tableros de protección.

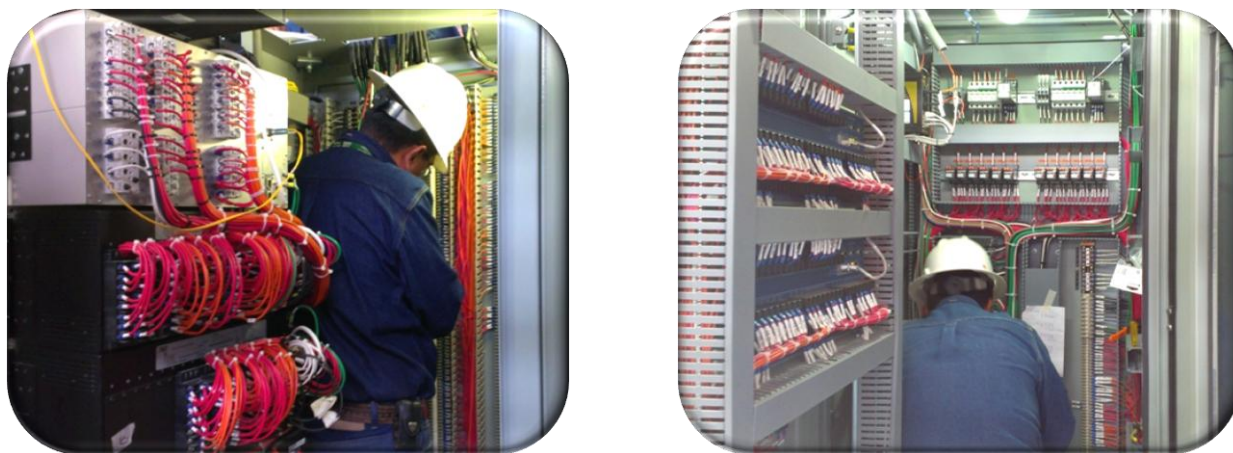


Fig. 1.- Pruebas operativas a tableros de protección

6.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Estas pruebas se llevan a cabo con el apoyo del departamento de subestaciones y el departamento de control, véase Figura 2.

- Prueba de alarma y disparos por sobre temperatura de aceite.
- Prueba de alarma, arranque de ventiladores y disparos por sobre temperatura de devanados.
- Prueba de alarma por bajo nivel de aceite.
- Prueba de alarma y disparo de relé Buchholz.
- Prueba de alarma y disparo del relevador de sobrepresión tanque principal.
- Prueba de alarma y disparo del relevador de sobrepresión tanque del cambiador.
- Pruebas de alarma y disparo de relé de flujo en cambiador de derivaciones.
- Prueba de mandos e indicaciones del cambiador de derivaciones confirmando la correcta indicación a nivel local y a nivel superior.



Fig. 2.- Pruebas operativas al transformador T01

6.5 INTERRUPTORES

- Se realiza verificación de circuitos de alimentación de CD y CA.
- Se realiza verificación de los circuitos de cierre, apertura local y remota, cabe mencionar que antes de realizar cualquier mando de cierre o apertura se revisa la existencia de voltaje de directa y alterna en bornes del equipo primario según diagramas de control y propios del interruptor.
- Pruebas de mandos locales y remotos de cierre y apertura verificando con la especialidad de subestaciones las correctas condiciones operativas del equipo primario.
- Prueba del arreglo de disparidad de polos.
- Se realizan pruebas reales de alarmas propias del interruptor, verificando que lleguen a nivel local y superior.
- Se realizan pruebas de disparo monopolar y/o tripolar para verificar el camino de disparo. Independientemente de la posición del selector (L/R) este deberá disparar siempre que sea enviado por un esquema de protección, para el caso de mandos remotos (Apertura/Cierre) por control supervisorio deberá de operarse solamente cuando el selector se encuentre en remoto.
- En coordinación con personal de la especialidad de control se verifica la correcta indicación remota del interruptor al cierre y apertura a nivel local y superior.
- Se prueban los bloqueos eléctricos asociados al interruptor (interruptor a cuchillas, cuchillas a interruptor, etc.) según los esquemas de control asociados al tipo de arreglo de la subestación.

En la Figura 3 se muestra el panel de control local y panel de control remoto de un módulo híbrido.



Fig. 3.- Pruebas operativas a los módulos híbridos

6.6 CUCHILLAS

- Antes de realizar cualquier mando de cierre o apertura, realizar mediciones de existencia de voltaje de directa y alterna en bornes del equipo primario según diagramas de control y propios de la cuchilla.
- Pruebas de mandos locales y remotos al cierre y apertura verificando en coordinación con la especialidad de Subestaciones la correcta indicación del equipo primario.
- En coordinación con personal de la especialidad de subestaciones se calibra cada contacto auxiliar de la cuchilla según las necesidades.
- Verificar la correcta indicación remota de la cuchilla al cierre y apertura en coordinación con personal de control.
- Realizar pruebas reales de alarmas propias de las cuchillas (falta de CD, circuito de control, señalización de cuchillas y selector local/remoto).
- Se prueban los bloqueos eléctricos asociados a la cuchilla (cuchilla a cuchillas, cuchillas a interruptor) según los esquemas de control asociados al tipo de arreglo de la subestación.
- Las indicaciones de posición y alarmas se deben validar al mismo tiempo con el Área de Control.

En la Figura 4 podemos observar las indicaciones locales de las cuchillas en los módulos híbridos.



Fig. 4.- Pruebas operativas a cuchillas

6.7 MEDIDORES

- Se confirma que se cuente con los diagramas de medición, así como los diagramas trifilares de corrientes y potenciales.
- Calibración de los medidores.
- Carga de ajustes y configuración final.
- Se revisa conexión del neutro de los circuitos de corriente y potencial a la barra de tierra.
- Se revisa la conexión a tierra de los equipos de medición montados.
- Se realiza inyección de corrientes y potenciales desde campo verificando la llegada a su medidor correspondiente.
- Verificación de alarma falla de CD.
- Pruebas de medición remota con el apoyo del personal de control, véase Figura 5.
- Verificación de sincronía de tiempo.

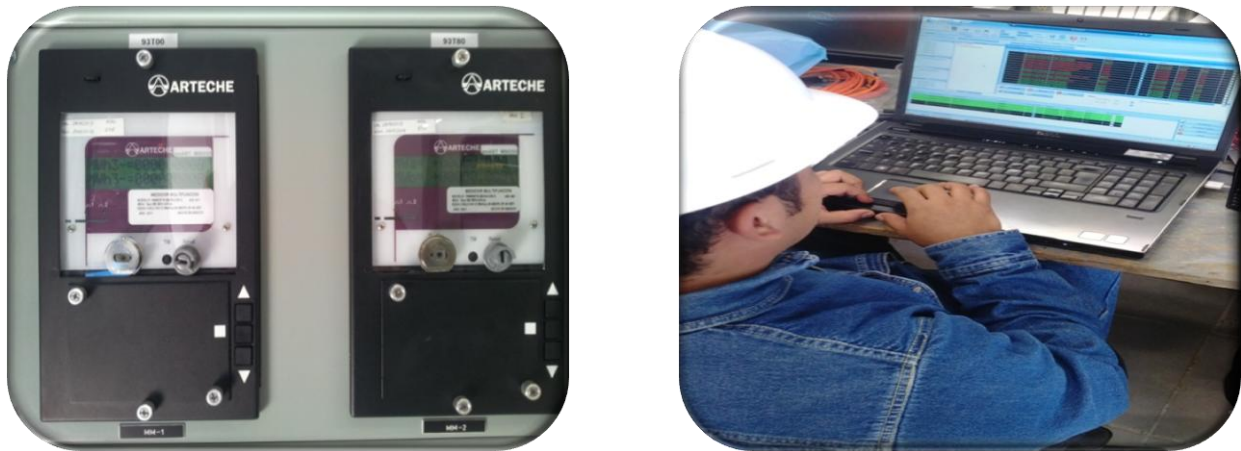


Fig. 5.- Pruebas operativas a medidores

6.8 RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Como parte de las pruebas operativas se deben de realizar las siguientes pruebas a todos los relevadores de protección de manera general:

- Inyección de corrientes y potenciales de campo.
- Carga de ajustes y configuración final.
- Verificación de alarmas de operación y/o bloqueos a nivel local y superior.
- Pruebas de operación relés auxiliares
- Verificación de alarmas falla de CD y problemas de auto diagnóstico.
- Verificación de arranques a RD.
- Verificación de Arranques monopolares y tripolares a 50FI.
- Apagar y encender el relevador para verificar que no se active ninguna salida de disparo con el interruptor cerrado.

- Se realizan pruebas de disparo a los interruptores mediante la operación de los relevadores, estas se realizan con el selector del interruptor en local y en remoto.

Para el caso de los esquemas de protección en líneas de transmisión se adicionan las pruebas siguientes:

- Ciclo de Disparo – Recierre exitoso a campo.
- Ciclo de Disparo – Recierre - Disparo por recierre sobre falla a campo.
- Se realizan pruebas punto a punto confirmando la correcta operación del esquema de protección, alcances y teleprotecciones.
- Pruebas reales de disparo y recierre a interruptores simulando condiciones de falla monofásica y trifásica.
- Pruebas de funciones lógicas.

En la Figura 6 se muestran las pruebas a los esquemas de protección de transformador y línea.



Fig. 6.- Pruebas operativas a relevadores

6.9 REGISTRADOR DE DISTURBIOS

- Confirmar que se cuente con los diagramas.
- Se cargan ajustes y configuración final.
- Se revisa conexión a tierra del RD montado.
- Se realiza inyección de corrientes y potenciales desde campo verificando la llegada de cada esquema al registrador de disturbios.
- Verificación de alarmas de operación.
- Verificación de alarmas falla de CD.
- Prueba de señales digitales (arranque y registro), mediante la operación real de cada esquema de protección.
- Prueba de señales analógicas (arranque de acuerdo a niveles y registro).
- Verificación de sincronía de tiempo.

6.10 ESQUEMAS DE CONTROL

- Se Verifica estado de contactos para posición de interruptores.
- Se verifica estado de contactos señalización de cuchillas.
- Se realiza medición del bus de disparo.
- Se realiza medición de señales de teleprotección (DTD, DTL y POTT).
- Pruebas de disparo de sobre el interruptores.
- Se realizan pruebas de disparo de los esquemas de protección verificando que las protecciones operen de acuerdo a lo programado.
- Verificar lógica que las cuchillas asociadas al interruptor se puedan abrir o cerrar siempre y cuando el interruptor se encuentre abierto.
- Verificar que el interruptor solo se podrá abrir/cerrar en forma local, para mantenimiento, poniendo el conmutador 43L en local, con sus cuchillas asociadas abiertas.
- Verificar que el interruptor solo se podrá cerrar y abrir remotamente con sus cuchillas asociadas cerradas.
- Cuando se realice el disparo monopolar identificar que opere la fase correspondiente y verificar la operación de la discrepancia de polos.
- Realizar pruebas de disparo de los esquemas de protección hacia los interruptores a través de cada bobina.
- El disparo a través del esquema de protección 50FI debe operar únicamente a los interruptores asociados al bus en el cual se encuentra la falla.
- Cuando se realicen pruebas de recierre se debe confirmar el cierre de cada interruptor.

En la Figura 7 se muestra la revisión de lógicas y pruebas de disparo a los esquemas de protección.



Fig. 7.- Pruebas operativas al esquema de control

6.11 ENERGIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Una vez concluidas las pruebas operativas se realiza una reunión pre-trabajo, y una RIM (Reunión de Inicio de Maniobra), con todas las especialidades del sector involucradas, en este caso participan los departamentos de Protecciones, Subestaciones, Control, Comunicaciones, Líneas, Modernización y la Zona de Distribución Valle de México Norte, con la finalidad de planear las actividades a realizar identificando los puntos críticos antes de la energización, véase Figura 8.



Fig. 8.- Reunión Pre-trabajo y RIM

Una vez que se confirme que no existan tierras en el equipo primario y que no exista alarmas de ningún tipo se da aviso a todo el personal para desalojar el área a energizar, a continuación se enuncian las maniobras a realizar para la energización de la S.E. Acolman.

Prueba de energización de la subestación por 23 Kv.

Jueves 31 de Octubre de 2013

Condiciones previas:

- a) Se habla al Área de Control Central (ACC) para informar que se realizará prueba de energización por 23 Kv.
- b) Verificar que los interruptores 92010, 90010, 93T80, 90T80, 93T00 y 90T00 de 230 Kv estén en posición de abierto.
- c) Verificar que las cuchillas de puesta a tierra estén abiertas en todos los módulos híbridos.
- d) Verificar que no existan tierras en el transformador de potencia T01.
- e) Verificar que no existan tierras en los alimentadores de 23 Kv.
- f) Verificar las cuchillas de puesta a tierra del banco de capacitores.
- g) Verificar abiertas las cuchillas lado baja del transformador.
- h) Verificar que los interruptores de 23 Kv que no se vayan a utilizar estén en posición de prueba.

- i) Verificar que los térmicos de los TP'S de buses estén habilitados.
- j) Reportarse con el Centro de Control de Distribución (CCD) Ecatepec, informando condiciones normales para recibir potencial por el área de 23 Kv.

En la Tabla 1 se enuncian las maniobras requeridas para energizar:

No.	MANIOBRA	EQUIPO	DESCRIPCIÓN
1	ACOPLAR	53075	QUEDANDO EN CONDICIONES NORMALES PARA CERRAR
2	ACOPLAR	52015	QUEDANDO EN CONDICIONES NORMALES PARA CERRAR
3	CIERRE	CUCHILLA	SE INFORMA AL CCD ECATEPEC PARA EL CIERRE DE CUCHILLAS DE TRANSICIÓN
4	VERIFICAR	53075	SE VERIFICA LLEGADA DE POTENCIAL HASTA EL INTERRUPTOR
5	CERRAR	53075	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO BUS DE 23KV
6	FASEO	BUS	VERIFICAR POTENCIAL EN BUS DE 23 KV Y FASEO TP'S
7	CERRAR	52015	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO CABLE DE POTENCIA HASTA LAS CUCHILLAS 52019
8	ABRIR	52015	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
9	CIERRE	52019	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
10	CIERRE	52015	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL TRANSFORMADOR T01
11	VERIFICAR	T01	SE VERIFICAN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN
12	CERRAR	92011	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
13	CERRAR	92013	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
14	CERRAR	92010	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 1 DE 230 KV
15	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 1 DE 230 KV Y TP'S DE BUS DE 23 KV EN CASETA DE CONTROL
16	CERRAR	93T01	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
17	CERRAR	93T03	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
18	CERRAR	93T00	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO LA LÍNEA 93T00 HASTA LA PRIMER TORRE
19	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 1 DE 230 KV Y TP'S DE LÍNEA EN CASETA DE CONTROL
20	ABRIR	93T00	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
21	ABRIR	93T01	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
22	ABRIR	93T03	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
23	CERRAR	93T81	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
24	CERRAR	93T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
25	CERRAR	93T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO LA LÍNEA 93T80 HASTA LA PRIMER TORRE
26	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 1 DE 230 KV Y TP'S DE LÍNEA EN CASETA DE CONTROL
27	ABRIR	93T80	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
28	ABRIR	93T81	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
29	ABRIR	93T83	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
30	ABRIR	92010	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
31	ABRIR	92011	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
32	ABRIR	92013	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
33	CERRAR	90012	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
34	CERRAR	90013	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
35	CERRAR	90010	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 2 DE 230 KV

36	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 2 DE 230 KV Y TP'S DE 23 KV EN CASETA DE CONTROL
37	CERRAR	90T02	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
38	CERRAR	90T03	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
39	CERRAR	90T00	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO LA LÍNEA 93T00 HASTA LA PRIMER TORRE
40	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 2 DE 230 KV Y TP'S DE LÍNEA EN CASETA DE CONTROL
41	ABRIR	90T00	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
42	ABRIR	90T02	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
43	ABRIR	90T03	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
44	CERRAR	90T82	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
45	CERRAR	90T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
46	CERRAR	90T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO LA LÍNEA 93T80 HASTA LA PRIMER TORRE
47	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 2 DE 230 KV Y TP'S DE LÍNEA EN CASETA DE CONTROL
48	ABRIR	90T80	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
49	ABRIR	90T82	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
50	ABRIR	90T83	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
51	CERRAR	92011	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
52	CERRAR	92013	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
53	CERRAR	92010	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR QUEDANDO AMARRADOS BUS 1 Y BUS 2 DE 230 KV
54	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE BUS 1 Y DE BUS 2 DE 230 KV EN CASETA DE CONTROL
55	ABRIR	92010	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
56	ABRIR	92011	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
57	ABRIR	92013	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
58	ABRIR	90010	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
59	ABRIR	90012	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
60	ABRIR	90013	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
61	ABRIR	52015	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR QUEDANDO DESENERGIZADO EL TRANSFORMADOR T01
62	ABRIR	52019	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LAS CUCHILLAS
63	ABRIR	53075	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR QUEDANDO DESENERGIZADO EL BUS DE 23 KV
64	ABRIR	CUCHILLA	SE INFORMA AL CCD ECATEPEC PARA LA APERTURA DE LAS CUCHILLAS DE TRANSICIÓN DANDO POR FINALIZADA LA PRUEBA

Tabla 1.- Maniobras de energización por 23 Kv

Prueba de energización de la subestación por 230 Kv.

Viernes 1 de Noviembre de 2013

Condiciones previas

- a) Se habla al Área de Control Central para informar que se realizará prueba de energización por 230 Kv.
- b) Verificar que los interruptores 92010, 90010, 93T80, 90T80, 93T00 y 90T00 de 230 Kv estén en posición de abierto.
- c) Verificar que las cuchillas de puesta a tierra estén abiertas en todos los módulos híbridos.
- d) Verificar que no existan tierras en el transformador de potencia T01.
- e) Verificar que no existan tierras en los alimentadores de 23 Kv.
- f) Verificar las cuchillas de puesta a tierra del banco de capacitores.
- g) Verificar abiertas las cuchillas lado baja del transformador.
- h) Verificar que los interruptores de 23 Kv que no se vayan a utilizar estén en posición de prueba.
- i) Verificar que los térmicos de los TP'S de buses estén habilitados.
- j) Verificar que los esquemas de protección, medición y control se encuentren disponibles para su operación.

En la Tabla 2 se enuncian las maniobras requeridas para energizar:

No.	SUBESTACIÓN	MANIOBRA	EQUIPO	DESCRIPCIÓN
1	TTH	ABRIR	93T00	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR PROPIO
2	TTH	ABRIR	93T02	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
3	TTH	ABRIR	93T03	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
4	TTH	ABRIR	98400	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR MEDIO
5	TTH	ABRIR	98401	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
6	TTH	ABRIR	98402	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
7	VAE	ABRIR	93T00	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR PROPIO
8	VAE	ABRIR	93T01	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
9	VAE	ABRIR	93T03	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
10	VAE	ABRIR	98100	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR MEDIO
11	VAE	ABRIR	98101	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
12	VAE	ABRIR	98102	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
13	ACO	TORRE	ATERRIZAR	ATERRIZAR CONDUCTORES DE LA TORRE 1 Y CAMBIAR PUENTES PARA HABILITAR LA LLEGADA DE LAS LÍNEAS 93T80 Y 93T00
14	ACO	TORRE	NORMALIZAR	RETIRO DE PERSONAL Y TIERRAS PARA DEJAR EN CONDICIONES DE ENERGIZAR
15	ACO	REPORTE		SE LE INFORMA AL ACC LAS CONDICIONES DE LA SUBESTACIÓN Y SE SOLICITA ENERGIZAR LA S.E. ACO LMAN POR LA LÍNEA TTH
16	TTH	CERRAR	93T82	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
17	TTH	CERRAR	93T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
18	TTH	CERRAR	93T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR PROPIO ENERGIZANDO MÓDULO HÍBRIDO
19	ACO	CERRAR	93T81	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
20	ACO	CERRAR	93T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
21	ACO	CERRAR	93T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 1 DE 230 KV

22	ACO	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE LÍNEA Y TP'S DE BUS 1 VERIFICANDO SEÑALES EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL
23	ACO	CERRAR	90T82	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
24	ACO	CERRAR	90T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
25	ACO	CERRAR	90T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 2 DE 230 KV
26	ACO	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE LÍNEA Y TP'S DE BUS 2 VERIFICANDO SEÑALES EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL
27	ACO	ABRIR	90T80	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
28	ACO	ABRIR	90T82	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
29	ACO	ABRIR	90T82	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
30	ACO	ABRIR	93T80	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR
31	ACO	ABRIR	93T81	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
32	ACO	ABRIR	93T82	SE RECIBE MANDO DE APERTURA DE LA CUCHILLA
33	VAE	CERRAR	93T01	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
34	VAE	CERRAR	93T03	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
35	VAE	CERRAR	93T00	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR PROPIO ENERGIZANDO MÓDULO HÍBRIDO
36	ACO	CERRAR	93T01	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
37	ACO	CERRAR	93T03	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
38	ACO	CERRAR	93T00	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 1 DE 230 KV
39	ACO	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE LÍNEA Y TP'S DE BUS 1 VERIFICANDO SEÑALES EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL
40	ACO	CERRAR	90T02	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
41	ACO	CERRAR	90T03	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
42	ACO	CERRAR	90T00	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS 2 DE 230 KV
43	ACO	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE LÍNEA Y TP'S DE BUS 2 VERIFICANDO SEÑALES EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL
44	ACO	CERRAR	93T81	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
45	ACO	CERRAR	93T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
46	ACO	CERRAR	93T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR QUEDANDO AMARRADAS LAS LÍNEAS 93T80 Y 93T00 EN 230 KV
47	ACO	CERRAR	90T82	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
48	ACO	CERRAR	90T83	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
49	ACO	CERRAR	90T80	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR
50	ACO	CERRAR	52019	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE CUCHILLAS LADO BAJA DEL TRANSFORMADOR T01
51	ACO	CERRAR	92011	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
52	ACO	CERRAR	92013	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
53	ACO	CERRAR	92010	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL TRANSFORMADOR T01 POR 230 KV
54	ACO	CERRAR	90012	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
55	ACO	CERRAR	90013	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
56	ACO	CERRAR	90010	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL TRANSFORMADOR T01 POR LOS 2 BUSES
57	TTH	CERRAR	98401	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
58	TTH	CERRAR	98402	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
59	TTH	CERRAR	98400	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR QUEDANDO

				EN CONDICIONES NORMALES LADO TTH
60	VAE	CERRAR	98101	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
61	VAE	CERRAR	98102	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DE LAS CUCHILLAS
62	VAE	CERRAR	98100	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR QUEDANDO EN CONDICIONES NORMALES LADO VAE
63	ACO	REPORTE		SE INFORMA AL CCD ECATEPEC QUE SE ENCUENTRA EN CONDICIONES PARA ENERGIZAR EL BUS DE 23 KV
64	ACO	CERRAR	52015	SE RECIBE MANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR ENERGIZANDO EL BUS DE 23 KV
65	ACO	FASEO	TP'S	SE REALIZA FASEO DE SEÑALES DE POTENCIAL ENTRE LOS TP'S DE 23 KV Y TP'S DE BUS DE 230 KV VERIFICANDO SEÑALES EN LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL

Tabla 2.- Maniobras de energización por 230 Kv

En la Figura 10 se muestra el diagrama unifilar para poder visualizar de manera gráfica las maniobras realizadas para llevar a cabo la prueba de energización:

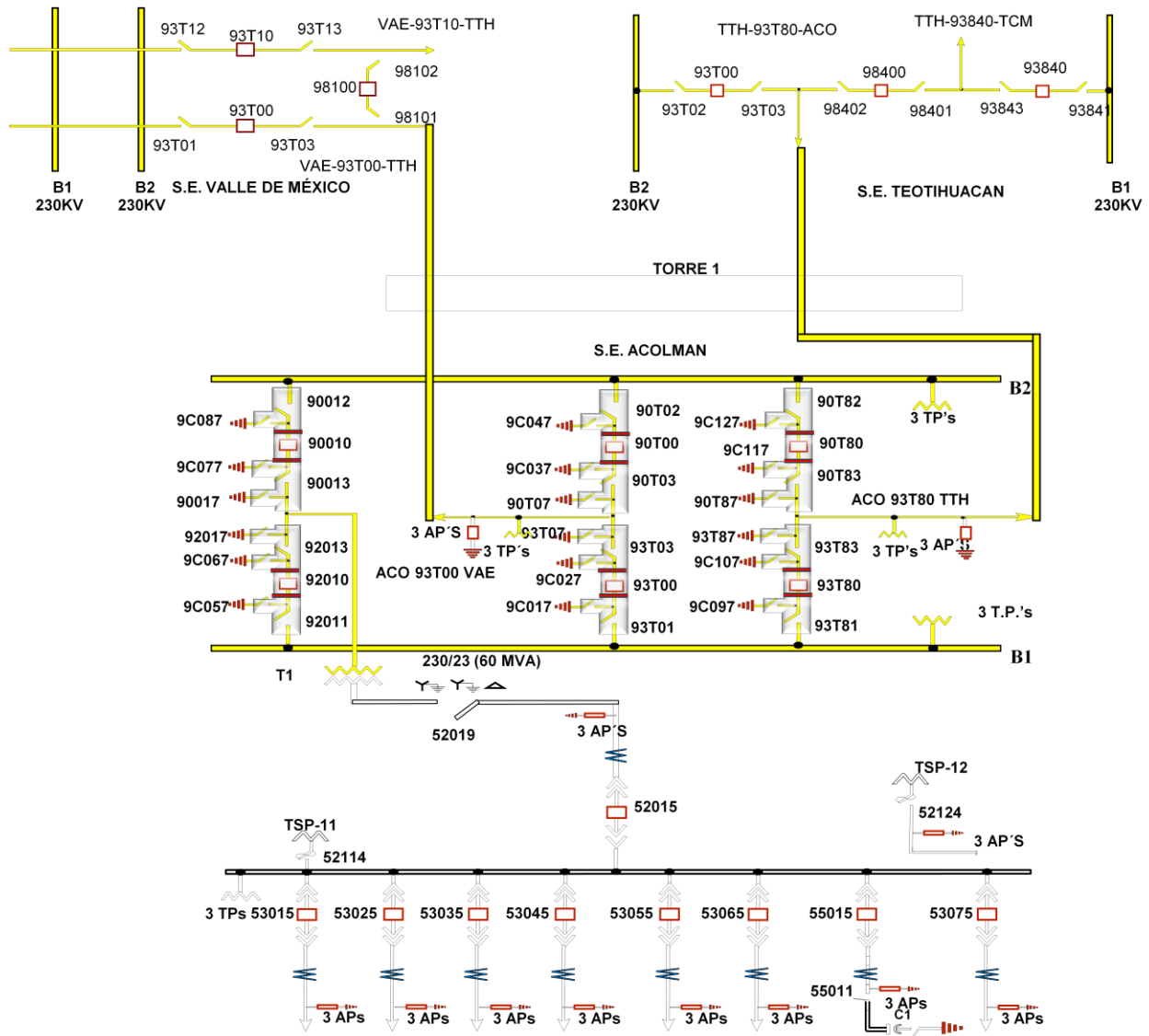


Fig. 10.- Diagrama de energización por 230 Kv

6.12 FASEO DE SEÑALES

Una vez energizada la subestación se procede a la toma de carga a través de los circuitos de distribución, esta prueba consiste en cerrar los alimentadores uno a uno realizando el faseo en la protección diferencial 87T del transformador y primariamente en la red de distribución con la finalidad de detectar algún cruzamiento en las fases o en los circuitos de corriente de la subestación.

La toma de carga de la S.E. Acolman se realiza el día 8 de Noviembre de 2013 con la secuencia siguiente:

Se energiza el alimentador 53075 quedando el faseo como se muestra en la Figura 11 y Figura 12.

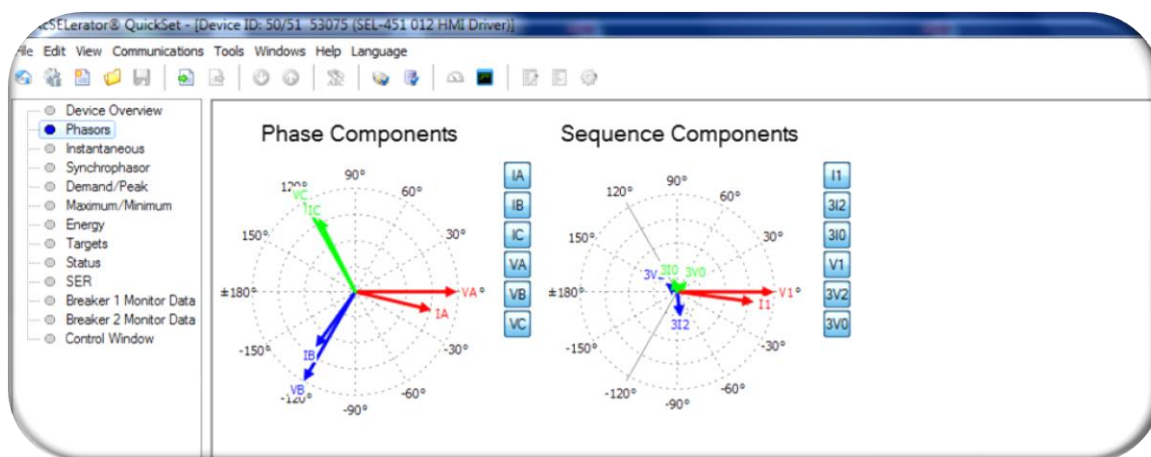


Fig. 11.- Faseo relevador Sel-451 protección de alimentador

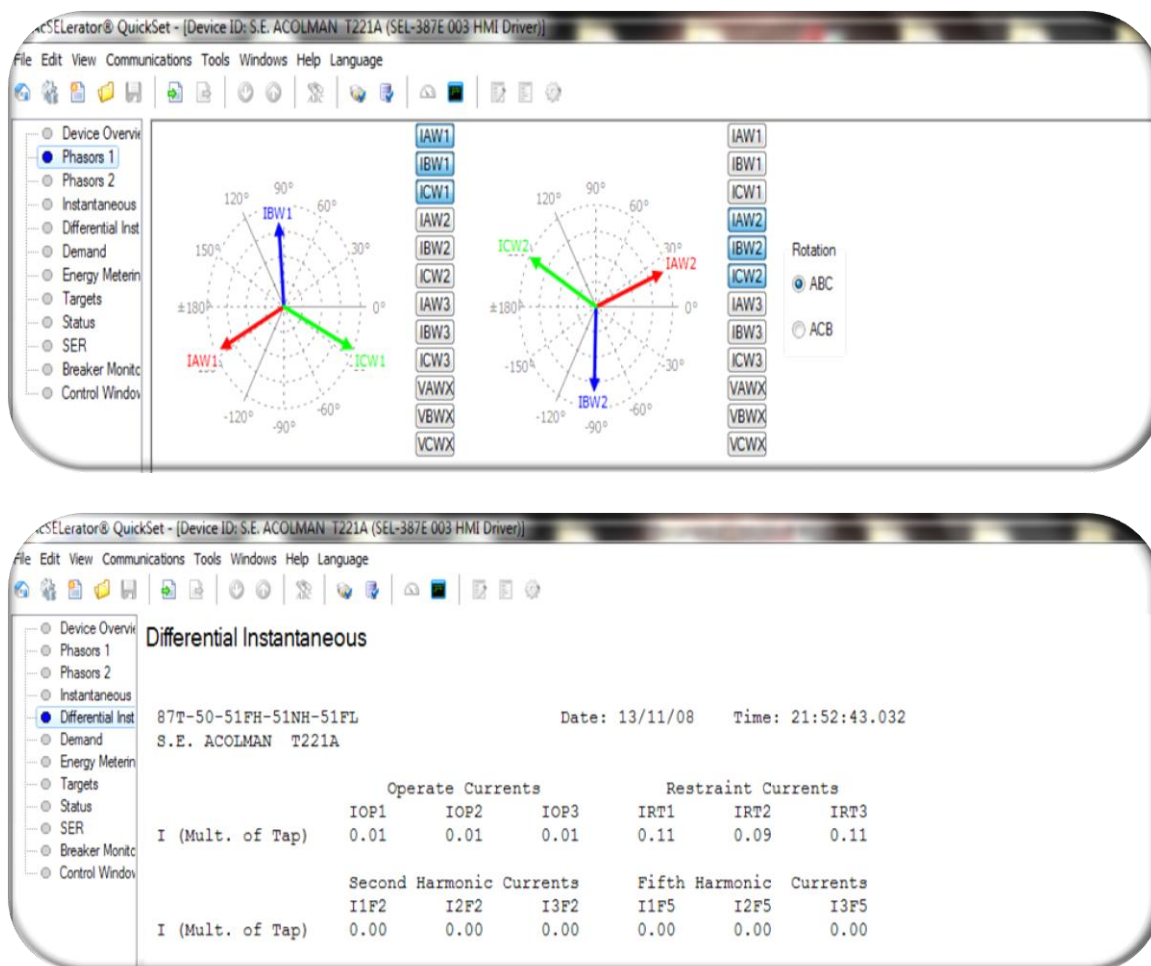


Fig. 12.- Faseo relevador Sel-387E protección 87T banco T01

Se energiza el alimentador 53015 quedando el faseo como se muestra en la Figura 13 y Figura 14.

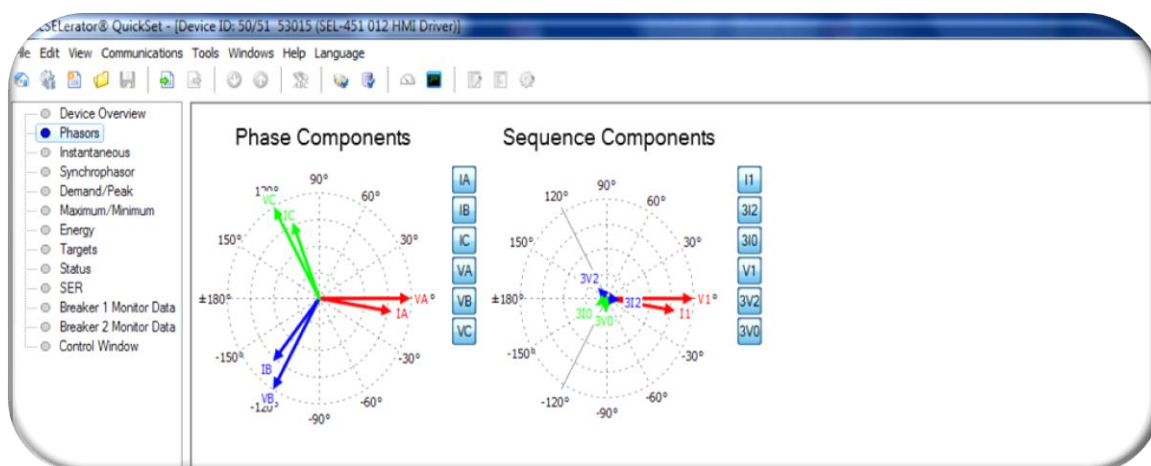
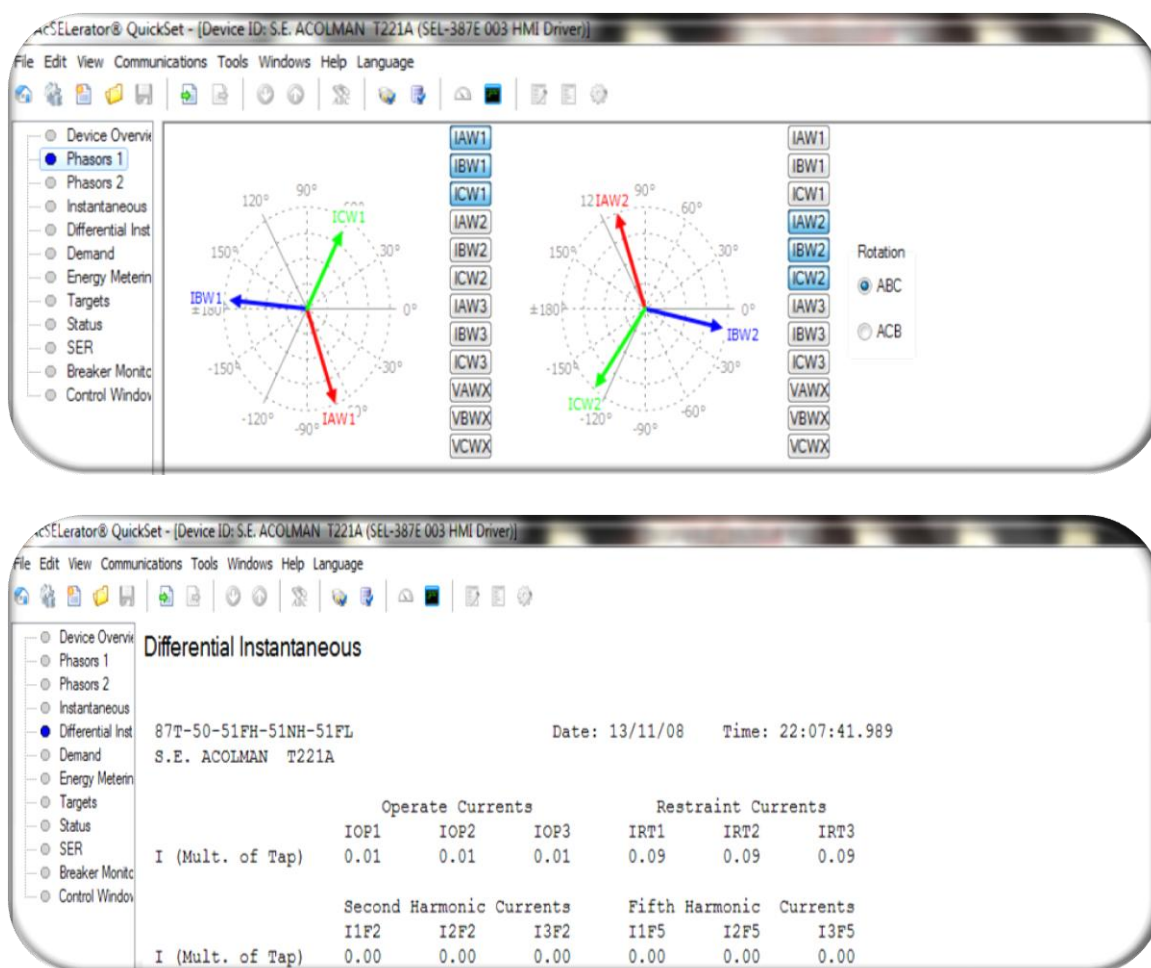


Fig. 13.- Faseo relevador Sel-451 protección de alimentador



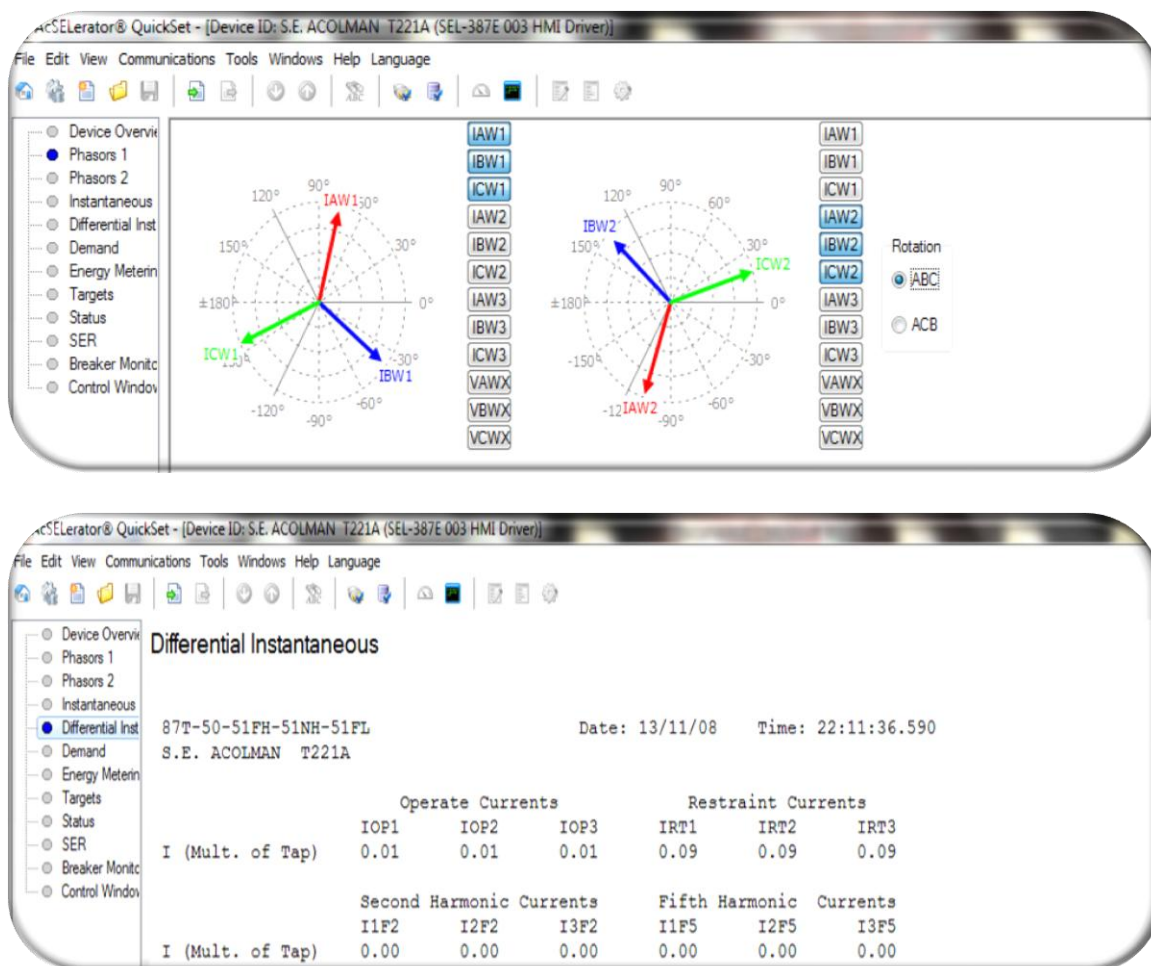


Fig. 16.- Faseo relevador Sel-387E protección 87T banco T01

Se energiza el alimentador 53025 quedando el faseo como se muestra en la Figura 17 y Figura 18.

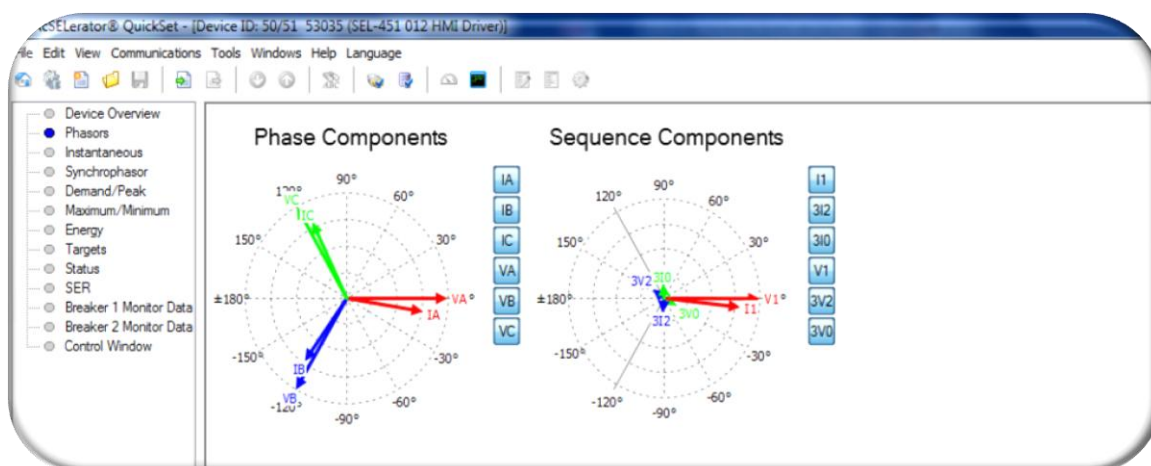


Fig. 17.- Faseo relevador Sel-451 protección de alimentador

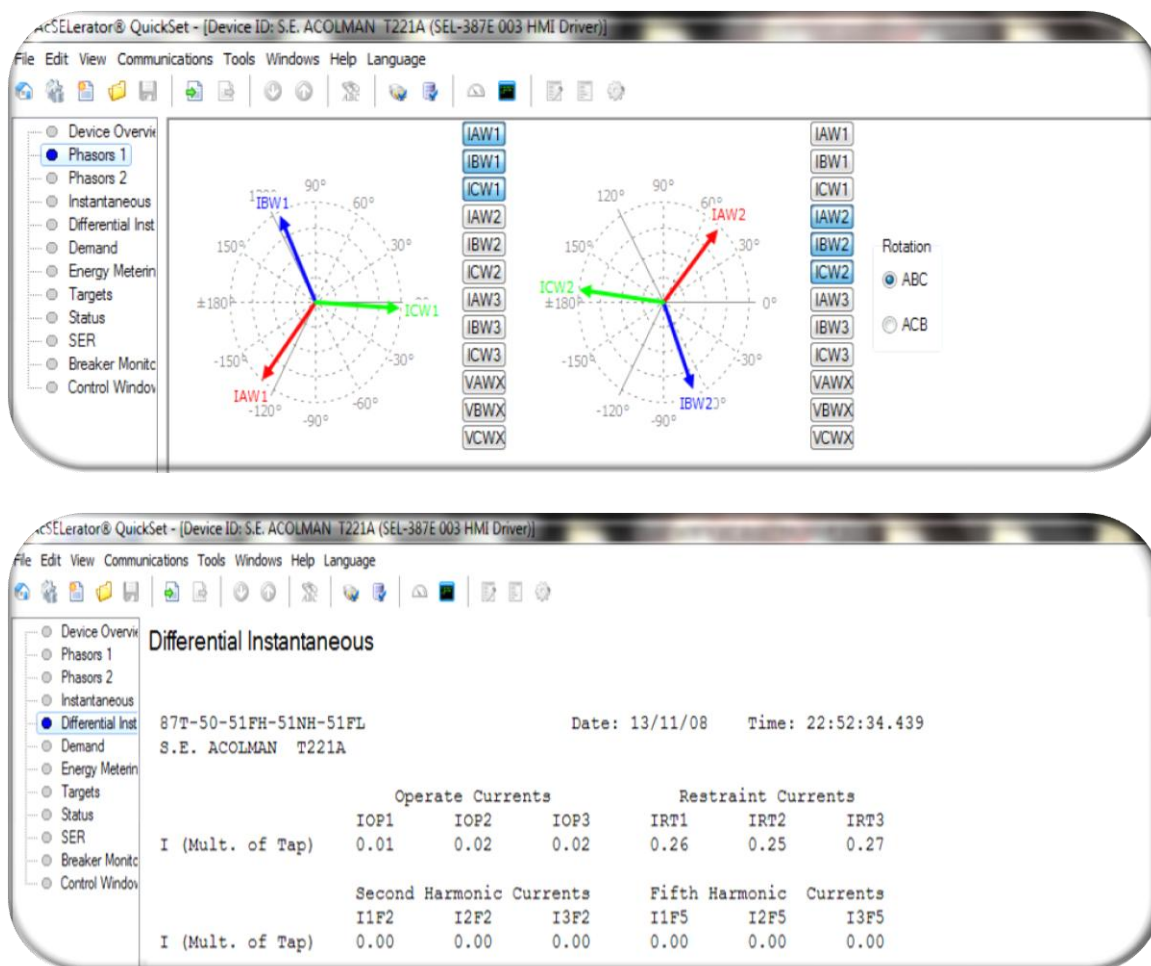


Fig. 18.- Faseo relevador Sel-387E protección 87T banco T01

Con esto se da por concluida la prueba de faseo y la toma de carga de la S.E. Acolman.

En las Figuras 19 y 20 se muestran las condiciones finales de operación de la S.E. Acolman en las áreas de 230 Kv y 23 Kv respectivamente.

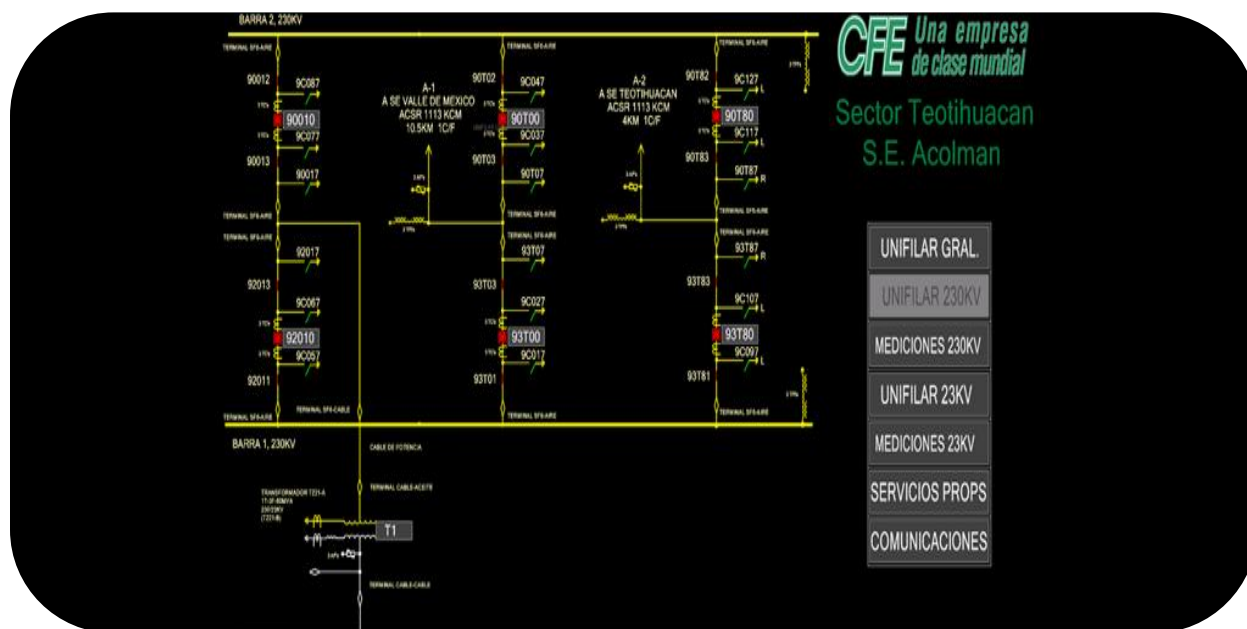


Fig. 19.- Área de 230 Kv

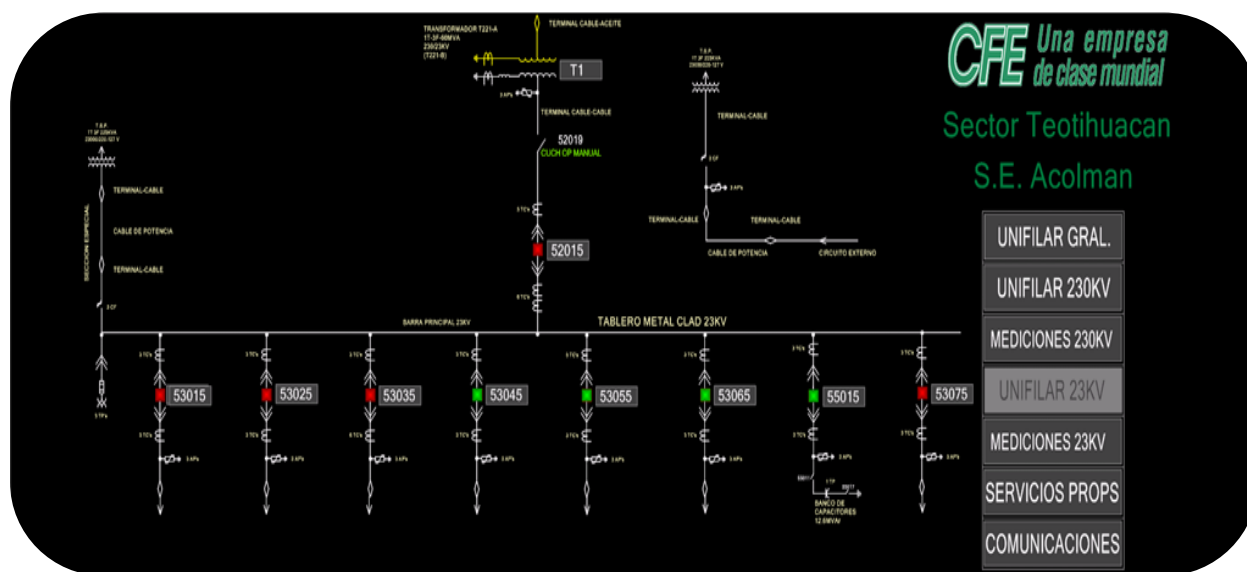


Fig. 20.- Área de 23 Kv

La S.E. Acolman queda energizada a través de los circuitos 53015, 53025, 53035 y 53075 tomando una carga de 15.7 MW. Se entrega la operación de la subestación al ACC y al CCD Ecatepec dando por finalizada la puesta en servicio.

6.13 INAUGURACIÓN

El 15 de Enero de 2015 en compañía de autoridades de la Zona de Transmisión Metropolitana, la Gerencia Regional de Transmisión Central y autoridades del Gobierno del Estado de México se inaugura oficialmente la S.E. Acolman.



Fig. 21.- Inauguración S.E. Acolman

CONCLUSIONES

Derivado del decreto presidencial en donde se plantea la extinción de la empresa Luz y Fuerza del Centro y que la CFE será la responsable de operar las subestaciones que estaban a su cargo, se crea la Zona de Transmisión Metropolitana conformada por 13 Sectores, uno de ellos es el Sector Teotihuacán, en el cual se me presenta la oportunidad de laborar dentro de la CFE, complementando con la práctica los conocimientos adquiridos dentro de la Facultad, de esta manera he podido desarrollarme en el ámbito personal y profesional.

La funcionalidad de una subestación depende de la topología de la misma, el arreglo de doble barra con doble interruptor permite una flexibilidad en los mantenimientos, así como para garantizar la confiabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica al presentarse una falla en el sistema eléctrico.

Para mayor confiabilidad y registro de datos en tiempo real, los esquemas de protección, medición y control empleados en esta subestación cuentan con dispositivos digitales los cuales están aprobados y normados para el uso dentro de las instalaciones de la CFE.

Las protecciones implementadas en los esquemas de protección cumplen con los requerimientos establecidos en las normas de CFE para cada equipo que compone el sistema eléctrico de potencia.

Las pruebas preoperativas son de gran importancia dentro de la puesta en servicio de las subestaciones de la CFE, ya que a través de ellas podemos determinar la funcionalidad del equipo de protección, medición y control garantizando su correcta operación como equipo, a diferencia de las pruebas operativas que garantizan el funcionamiento de los esquemas de protección con el equipo primario.

En la energización de la subestación se siguen procedimientos en conjunto con el Área de Control Central y el Centro de Control de Distribución para que la afectación en caso de alguna contingencia sea mínima.

Como experiencia, si se llevan a cabo los procedimientos y normas establecidos por la CFE en la puesta en servicio de subestaciones de transmisión aumenta el porcentaje de éxito en las puestas en servicio, garantizando la confiabilidad de operación de la subestación.

BIBLIOGRAFÍA

CFE. (2008). *Características Técnicas para Relevadores de Protección (G0000-81)*. México.

CFE. (2012). *Criterios de Ajuste para la aplicación del Esquema Diferencial de Barras (ST-87B-01)*. México.

CFE. (2005). *Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión (NRF-041)*. México.

CFE. (2013). *Esquemas Normalizados de Protecciones para Transformadores de Potencia (G000062)*. México.

CFE. (2013). *Guía para la Puesta en Servicio de Equipos de Protección, Medición, Control y Supervisión*. México.

CFE. (2008). *Protección de Alimentadores de Media Tensión*. México.

CFE. (2006). *Tableros de Protección, Control y Medición (V6700-62)*. México.

General Electric Company. (1995). *Bus Differential Protection*. Washington.

Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales. (2010). *Listado de Relevadores de Protección Aprobados*. Irapuato.

Martín, J. R. (2000). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.

ANEXO A
MEMORIA DE CÁLCULO
LÍNEA 93T80

Cálculo de ajustes 21/21N

* Datos de la línea protegida:

S.E.: **ACO** Línea: **ACO-93T80-TTH** Longitud: **6.710** km Nivel de tensión: **230** kV RTC: **400** RTP: **2000**
 Carga máxima de la línea en Amperes: **1110** A Valor de impedancia de carga de la línea: **119.63** ohms prim

¿Se tiene línea paralela en la misma estructura? **Sí**

¿Se habilitará Zona 1 (disparo)? **Sí**

¿Se habilitará Zona 2 (POTT)? **NO**

¿Se habilitará Zona 4 (disparo)? **Sí**

$Z(+) = 0.00082 + j 0.00614$ p.u.	=	0.43378 + j 3.24806	ohms prim	=	3.27690 < 82.39 °	ohms prim
	=	0.08676 + j 0.64961	ohms sec	=	0.65538 < 82.39 °	ohms sec
$Z(0) = 0.00439 + j 0.01710$ p.u.	=	2.32231 + j 9.04590	ohms prim	=	9.33924 < 75.60 °	ohms prim
	=	0.46446 + j 1.80918	ohms sec	=	1.86785 < 75.60 °	ohms sec

Factor $K0 = 0.61001 + j -0.11234 = 0.62 < -10.44 °$

Factor $Z0/Z1 = 2.850 < -6.79 °$

* Datos de la línea eléctricamente más corta que sale del bus remoto:

S.E.: **TTH** Línea: **TTH-TEOTIHUACAN 2-VAE** Longitud: **13.081** km

En LTs paralelas, considerar:

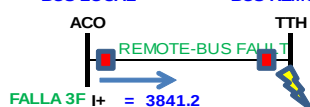
$Z(0M) = 0.0036 (+j 0.0094)$
 si no se cuenta con el Real

$Z(+) = 0.00167 + j 0.01195$ p.u.	=	0.88343 + j 6.32155	ohms prim	=	6.38298 < 82.04 °	ohms prim
	=	0.17669 + j 1.26431	ohms sec	=	1.27660 < 82.04 °	ohms sec

* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

- 1) I aportación fase_falla 3Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **3841.2** A
- 2) I aportación fase_falla 1Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **5086.0** A
- 3) I aportación residual_falla 1Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **3216.0** A

BUS LOCAL **BUS REMOTO**

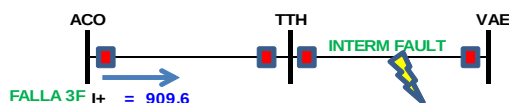


SE SIMULA UNA FALLA "REMOTE-BUS FAULT" MONOFASICA Y TRIFASICA EN LA LT ACO-93T80-TTH

FALLA 3F $I+ = 3841.2$
 FALLA 1G $Ia = 5086$
 FALLA 1G $Io = 3216.0$

- 4) I aportación fase_falla 3Ø al 50% de la línea más corta que sale del bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **909.6** A
- 5) I aportación fase_falla 1Ø al 50% de la línea más corta que sale del bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **3136.0** A
- 6) I aportación residual_falla 1Ø al 50% de la línea más corta que sale del bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **6697.0** A

BUS LOCAL **BUS REMOTO** **BUS ADYACENTE**

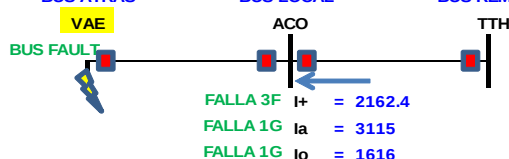


SE SIMULA UNA FALLA "INTERM. FAULT" AL 50% MONOFASICA Y TRIFASICA EN LA LT TTH-TEOTIHUACAN 2-VAE

FALLA 3F $I+ = 909.6$
 FALLA 1G $Ia = 3136$
 FALLA 1G $Io = 6697$

- 7) I aportación fase_falla 3Ø en el bus más lejano **atrás del relevador**_generación mínima_sin contingencias: **2162.4** A
- 8) I aportación fase_falla 1Ø en el bus más lejano **atrás del relevador**_generación mínima_sin contingencias: **3115** A
- 9) I aportación residual_falla 1Ø en el bus más lejano **atrás del relevador**_generación mínima_sin contingencias: **1616** A

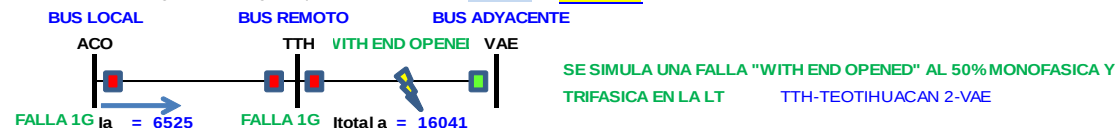
BUS ATRÁS **BUS LOCAL** **BUS REMOTO**



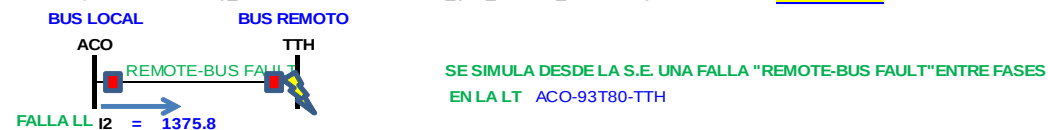
SE SIMULA UNA FALLA "BUS FAULT" MONOFASICA Y TRIFASICA EN EL BUS DE LA S.E. VAE

FALLA 3F $I+ = 2162.4$
 FALLA 1G $Ia = 3115$
 FALLA 1G $Io = 1616$

- 10) **I total fase_falla 1Ø al 50%** de la línea más corta (con extremo abierto) que sale del bus remoto_generación máxima_considerando la contingencia más grave probable en el bus TTH : **16041** A
- 11) **I aportación fase_falla 1Ø al 50%** de la línea más corta (con extremo abierto) que sale del bus remoto_generación máxima_considerando la contingencia más grave probable en el bus TTH : **6525** A



- 12) 3I2 aportación Sec Neg_falla 2LG en el bus remoto_gen_mínima_sin contingencias: **1375.8** A



- 13) 3I0 aportación residual_falla 1Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: **3216** A

*** Cálculo de infeed para Zona 4:**

Infeed para Zona 4 calculado en base a criterio normalizado: **2.46**

Comentarios:

Para el cálculo de la zona 2, se realiza una falla al 50% de la línea más corta del bus de TTH, considerando las siguientes contingencias en el bus de Teotihuacan: queda fuera un banco de 230/23KV, la línea TTH-93120-TEX y la línea TTH-93840-TCM. En un estado sin contingencial del sistema la zona 4 protegera hasta el 43% de la línea más corta TTH-Teotihuacan 2-VAE del bus de TTH, esto para no sobrealcanzar los buses de TEX, IRO, ACS y TCM.

* Cálculo de ajustes de Zona 1 (zona de disparo)

Dirección de operación =		hacia adelante	
Tiempo de operación =		instantáneo	
Z1 =	1.62 ohms prim	=	0.325 ohms sec
X1 =	1.62 ohms prim	=	0.325 ohms sec
R1 =	5.00 ohms prim	=	1.00 ohms sec
R1N =	6.50 ohms prim	=	1.30 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona1 =		4.80	Asec
50_falla 1Ø_Ilfase_Zona1 =		6.36	Asec
50_falla 1Ø_Iresidual_Zona1 =		4.02	Asec

* Cálculo de ajustes de Zona 2 (zona deshabilitada)

Dirección de operación =		N/A	
Tiempo de operación =		N/A	
Z2 =	N/A ohms prim	=	N/A ohms sec
X2 =	N/A ohms prim	=	N/A ohms sec
R2 =	N/A ohms prim	=	N/A ohms sec
R2N =	N/A ohms prim	=	N/A ohms sec
50_falla 3Ø_Zona2 =		N/A	Asec
50_falla 1Ø_Ilfase_Zona2 =		N/A	Asec
50_falla 1Ø_Iresidual_Zona2 =		N/A	Asec

* Cálculo de ajustes de Zona 3 (zona de bloqueo)

Dirección de operación =		hacia atrás	
Tiempo de operación =		instantáneo	
Z3 =	11.02 ohms prim	=	2.20 ohms sec
X3 =	11.02 ohms prim	=	2.20 ohms sec
R3 =	19.49 ohms prim	=	3.90 ohms sec
R3N =	19.49 ohms prim	=	3.90 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona3 =		2.70	Asec
50_falla 1Ø_Ilfase_Zona3 =		3.89	Asec
50_falla 1Ø_Iresidual_Zona3 =		2.02	Asec

* Cálculo de ajustes de Zona 4 (zona de disparo)

Dirección de operación =		hacia adelante	
Tiempo de operación =		0.300 seg	
Z4 =	11.02 ohms prim	=	2.20 ohms sec
X4 =	11.02 ohms prim	=	2.20 ohms sec
R4 =	19.49 ohms prim	=	3.90 ohms sec
R4N =	19.49 ohms prim	=	3.90 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona4 =		1.14	Asec
50_falla 1Ø_Ilfase_Zona4 =		3.92	Asec
50_falla 1Ø_Iresidual_Zona4 =		8.37	Asec

* Load Enchroachment

(invasión de carga) **No**

ZLF =	119.63 Ω	prim
ZLR =	119.63 Ω	prim
PLAF =	30 °	
NLAF =	-30 °	
PLAR =	150 °	
NLAR =	210 °	

ZLF =	23.93 Ω	sec
ZLR =	23.93 Ω	sec
PLAF =	30 °	
NLAF =	-30 °	
PLAR =	150 °	
NLAR =	210 °	

1.42 ohms sec	Este valor se utilizaran como definitivo para el ajuste del 21N de zona 4
---------------	---

1.42 ohms sec	Este valor se utilizaran como definitivo para el ajuste del 21F de zona 4
---------------	---

Cálculo de ajustes 67N

* Datos de la línea protegida:

S.E.: **ACO** Línea: **ACO-93T80-TTH** RTC: **400** Carga máxima de la línea en Amperes: **1110** A

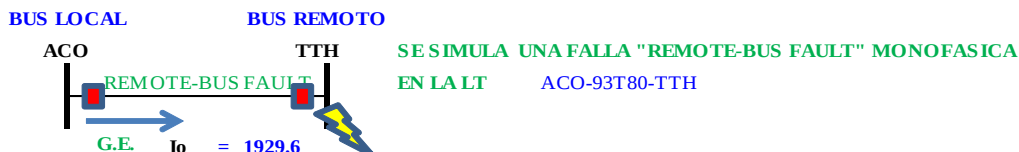
* Datos del relevador:

Marca: **SIEMENS/G.E.** Modelo: **7SD/D60**

* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

- 1) I aportación residual_falla 1Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencia:

1929.6



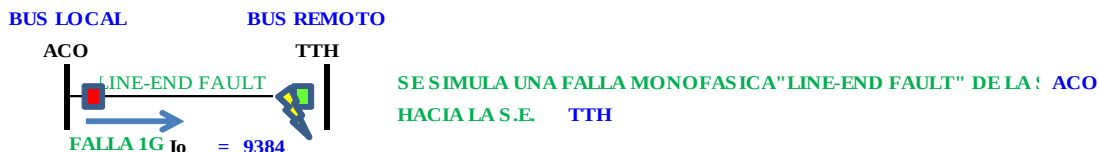
- 2) I aportación residual_falla 1Ø justo a la salida de línea (close-in)_generación máxima:

10487 A



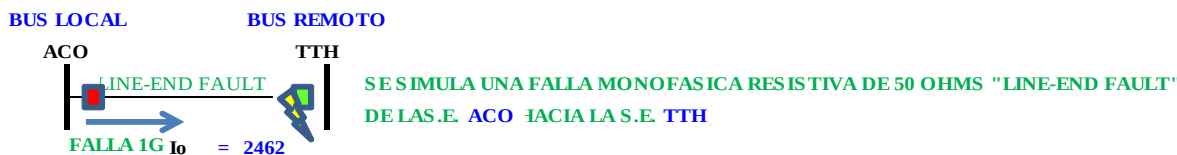
- 3) I aportación residual_falla 1Ø al final de la línea con INT Abierto (line-end)_generación máxima:

9384 A



- 4) I aportación residual_falla 1Ø al final de la línea con INT Abierto (line-end)_con $R_f=50 \Omega$ generación máxima:

2462



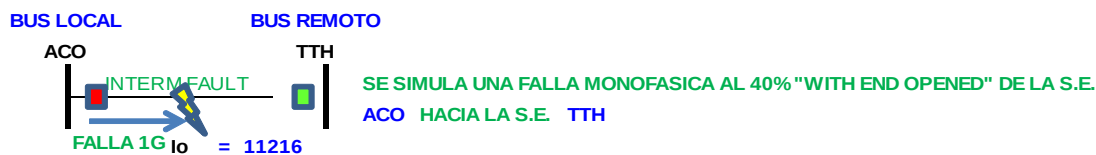
- 5) I aportación residual_falla 1Ø al 60% de la línea (dentro de zona 1)_ con INT Abierto _generación máxima:

10505



6) I aportación residual_falla 1Ø al 40% de la línea (dentro de zona 1)_ con INT Abierto _generación máxima:

11216



*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 2.41 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 3.01 Asec, con el fin de obtener tiempos de operación adecuados para el esquema.

Por lo tanto:

$I_{pickup\ Calculado} = 2.41$ Asec

$I_{pickup\ Ajustado} = 2.50$ Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva ANSI - MODERATELY INVERSE, y palanca de tiempo 0.85, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación residual	Tiempo de operación (seg)
Close-in (falla justo a la salida de la línea)	10487	0.20
Interm. Fault (60% con int. abierto extremo remoto)	10505	0.20
Line-end (falla al final con Int. Abierto)	9384	0.21
Remote Bus (falla en el bus remoto)	1929.6	0.39
Line-end (falla al final Int. abierto y con $R_f=50\ \Omega$)	2462	0.50

Comentarios:

SIEMENS 7SD5:

Curva: ANSI - MODERATELY INVERSE Palanca de tiempo: 0.85

$I_{pickup\ Ajustado} = 2.50$ Asec

G.E. D60:

Curva: IEEE - MODERATELY INVERSE Palanca de tiempo: 0.17

$I_{pickup\ Ajustado} = 2.50$ Asec

instantaneo: A

tiempo con DRM= 0.12 segs

tiempo Sin DRM= 0.00 segs

Cálculo de ajustes 50FI

*** Datos de la línea protegida:**

S.E.: ACO Línea: ACO-93T80-TTH RTC: 400 Carga máxima de la línea en Amperes: 1110 A

*** Datos del relevador:**

Marca: G.E. Modelo: F60

En el 50FI, solo se habilitaran las unidades de fase, la unidad de neutro quedará deshabilitada

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

- 1) Iaportación fase_falla 1Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: 3051.6 A
- 2) Iaportación fase_falla 2Ø a tierra en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: 3647.4 A
- 3) Iaportación fase_falla 3Ø en el bus remoto_generación mínima_sin contingencias: 3841.2 A
- 4) Iaportación fase_falla 1Ø al final de la línea (line-end)_generación mínima_sin contingencias: 5630.4 A
- 5) Iaportación fase_falla 2Ø a tierra al final de la línea (line-end)_generación mínima_sin contingencias: 6691.2 A
- 6) Iaportación fase_falla 3Ø al final de la línea (line-end)_generación mínima_sin contingencias: 7102.8 A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 2.78 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 2.8 Asec.

Por lo tanto:

Ipickup = 2.80 Asec

*** Tiempos de disparo y redisparo:**

Se ajustará a tiempos efectivos de operación:

Tiempo de disparo : 0.15 seg.

Tiempo de redispar : 0.04 seg.

ANEXO B
MEMORIA DE CÁLCULO
T01

Cálculo de ajuste 87T

*** Datos del transformador:**

S.E.: ACO Transformador: T221A Nivel de tensión lado de alta: 230 kV RTC: 240
 Capacidad máxima del transformador 60 MVA Capacidad OA del transformador: 36 MVA
 Número de devanados del transformador 3 Nivel de tensión lado de baja: 23 kV RTC: 400

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL/G.E. Modelo: 387/T60

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Valor de la corriente nominal de acuerdo a la capacidad FOA del transformador: 150.61 A

*** Cálculo de pickup del elemento instantáneo 87T:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 6.28 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 6.28 Asec para el elemento instantáneo 87T sin restricción

Por lo tanto:

I_{pickup 87T instantaneo} = 6.28 Asec

*** Cálculo de pickup del elemento 87T**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 0.19 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 0.19 Asec para el elemento 87T.

Por lo tanto:

I_{pickup 87T} = 0.19 Asec

*** Cálculo de inicio de pendientes de 87T**

%Pendientes	Inicio de pendiente
Primer pendiente al 30%	0.300
Segunda pendiente al 60%	0.600

*** Bloqueo por Armonicas**

Armonicas	%
Segunda Armonica	15.00
Quinta Armonica	35.00

Ajuste Protección SIEMENS 7UT635

N°	Parametro	Valor
1221	Valor reacción escalón de disparo IDF>	0.038 I/InO
1221	Valor reacción escalón de disparo IDF>>	1.255 I/InO

Ajuste Protección SEL 387 E

TAP1	Auto. setting when MVA != OFF	0.63
TAP2	Auto. setting when MVA != OFF	3.77
O87P	0.10-1.00 TAP	0.80
SLP1	5-100%	30
SLP2	OFF,25-200%	60
IRS1	1.0-20.0 TAP	3
U87P	1-20 TAP	10

Ajuste Protección G.E. T60

	Pickup	0.3
	Slope 1	30%
	Break 1	1
	Break 2	2.5
	Slope 2	60%
	Inrush Inhibit Function	Trad. 2nd
	Inrush Inhibit Mode	2-out-of-3
	Inrush Inhibit Level	15.0 %fo
	Overexcitation Inhibit Function	5th
	Overexcitation Inhibit Level	35.0 %fo
	Block	OFF
	Target	Latched
	Events	Enabled

Cálculo de ajustes 50/51H

* Datos del transformador:

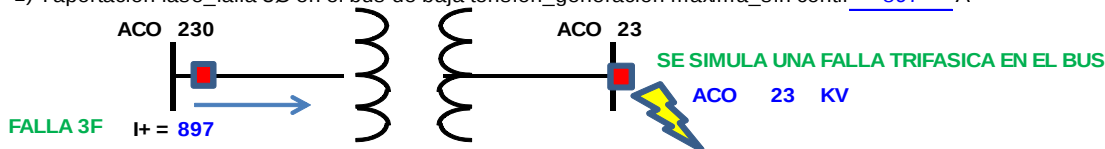
S.E.: ACO Transformador: T221A Nivel de tensión lado de alta: 230 kV RTC: 240
 Capacidad máxima del transformador 60 MVA Capacidad OA del transformador: 36 MVA
 Número de devanados del transformador 3 El transformador cuenta con protección 51L? Sí

* Datos del relevador:

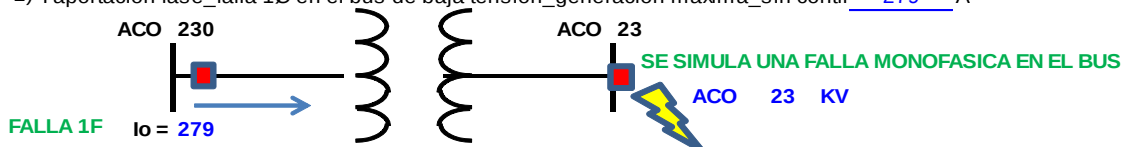
Marca: SEL/G.E. Modelo: 387/T60

* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

1) I aportación fase_falla 3Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contr 897 A



2) I aportación fase_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contr 279 A



* Cálculo de pickup del elemento instantáneo 50H:

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 7.48 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 4.49 Amp sec para el elemento instantáneo 50H.

Por lo tanto:

Ipickup 50H = 4.49 Asec 1077.6 Apri

* Cálculo de pickup del elemento temporizado 51H:

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 0.83 Asec 79.2 MVA

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 0.83 Asec para el elemento temporizado 51H.

Por lo tanto:

Ipickup 51H = 0.83 Asec

* Selección de curva y palanca de tiempo 51H:

Si seleccionamos el tipo de curva US Muy inversa (U3), y palanca de tiempo 3.30, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	897	1.00
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	279	1.58

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva US Muy inversa (U3)

Curva UR IEEE VI (Muy Inversa)

Palanca de tiempo:

3.30

CURVA PARA RELEVADOR SEL 387

Palanca de tiempo:

0.66

CURVA PARA RELEVADOR G.E. T60

Cálculo de ajuste 51NTH

* Datos del transformador:

S.E.: ACO Transformador: T221A Nivel de tensión lado de alta: 230 kV RTC: 120
 Capacidad máxima del transformador 60 MVA

* Datos del relevador:

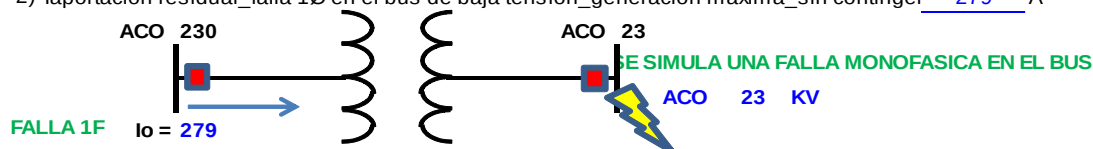
Marca: SEL/G.E. Modelo: 387/T60

* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

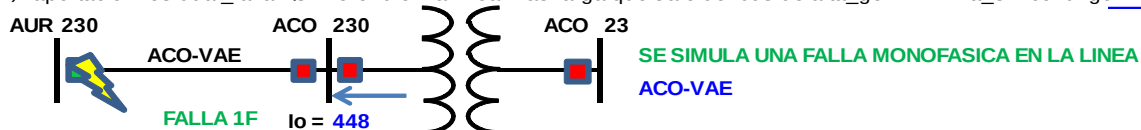
- 1) laportación residual_falla 1Ø en el bus de alta tensión_generación máxima_sin contingen 792 A



- 2) laportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin continger 279 A



- 3) laportación residual_falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de alta_gen. mínima_sin continge 448



* Cálculo de pickup:

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 1.87 Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 1.87$ Asec

* Selección de curva y palanca de tiempo:

Si seleccionamos el tipo de curva US Inversa (U2), y palanca de tiempo 1.430, obtenemos tiempos de operación que se muestran a continuación

Tipo de falla	laportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	792	1.00
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	279	0.00

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva US Inversa (U2)

Palanca de tiempo: 1.43

Cálculo de ajuste 51NTL

*** Datos del transformador:**

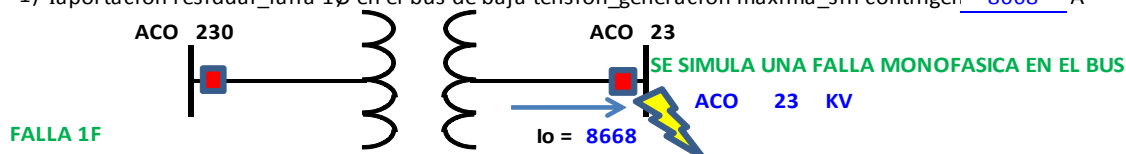
S.E.: ACO Transformador: T221A Nivel de tensión lado de baja: 23 kV RTC: 120
 Capacidad máxima del transformador 60 MVA Capacidad OA del transformador: 36 MVA
 ¿El transformador alimenta únicamente carga radial Sí

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL/G.E Modelo: 387/T60

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingen 8668 A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 2.26 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 2.26 Asec.

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 2.26$ Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva SEL U.S. INVERSE U2, y palanca de tiempo 4.20, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	8668	0.80

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: SEL U.S. INVERSE U2

Palanca de tiempo: 4.20

Cálculo de ajuste 51FL

*** Datos del transformador:**

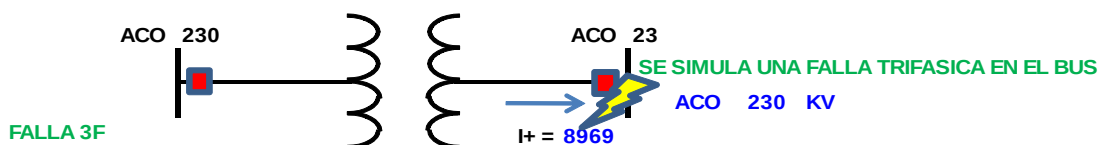
S.E.: ACO Transformador: T221A Nivel de tensión lado de baja: 23 kV RTC: 400
 Capacidad máxima del transformador 60 MVA Capacidad OA del transformador: 36 MVA
 ¿El transformador alimenta únicamente carga radia Sí

*** Datos del relevador:**

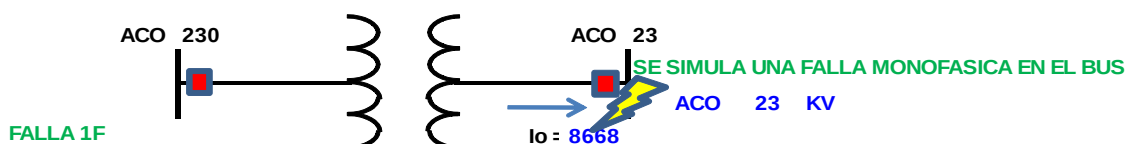
Marca: SEL/G.E Modelo: 387/T60

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) laportación fase_falla 3Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contin 8969 A



2) laportación fase_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contin 8668 A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 4.52 Asec 72.0 MVA

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 4.52 Asec.

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 4.52$ Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva U3 muy inversa, y palanca de tiempo 3.05, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	laportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	8969	0.80
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	8668	0.83

Comentarios:

Los tiempos de operación obtenidos son adecuados para el esquema.

Por lo tanto:

Curva U3 muy inversa

Curva UR IEEE VI (Muy Inversa)

Palanca de tiempo:

3.050

CURVA PARA RELE SEL 387 E

Palanca de tiempo:

0.610

CURVA PARA RELE G.E. T60