

---

**INFORME DEL PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL**

**IMPLEMENTACION Y APLICACION DE UN ESQUEMA DE  
ACCION REMEDIAL PARA LA RED DE SEP DE 115 KV (DAC  
CHIAPAS)**

Carrera: Ingeniería en Eléctrica

Autor: Luis Alberto de Paz López

No. de Control: 10270561

Correo: luis.depaz.92@gmail.com

Asesor Interno: Ing. Jorge Diaz Hernandez

Asesor Externo: Ing. Pedro Dalmacion Perez Herrera

## INDICE

1. Introducción .....	3
1.1. Antecedentes .....	3
1.2. Estado del Arte.....	3
1.3. Justificación.....	4
1.4. Objetivo .....	4
1.5. Metodología .....	5
2. Fundamento teórico.....	5
2.1 Subestación el sabino .....	5
2.1.1 Transformadores de potencia .....	5
2.1.2 Transformadores de instrumento.....	6
2.2 Definiciones básicas y abreviaturas .....	12
2.3 relevadores SEL.....	18
2.3.1SEL 451 .....	18
2.3.2SEL 2505 .....	22
2.4 Disparo Automático de Generación .....	23
2.5 Esquema de acción remedial.....	24
2.6 Estudio de flujo de carga.....	28
2.7 Corto circuito.....	29
2.7.1 Fuentes de corriente .....	29
2.7.2 Proceso de amortiguamiento .....	30
2.7.3 Asimetría de los ejes de la corriente de falla .....	30
2.7.4 Diagrama unifilar y de impedancias .....	31
2.7.5 Cantidades en por unidad.....	33
2.7.5 Selección y cambio de bases .....	34
2.7.6 Valores de la corriente de cortocircuito.....	35
3. Desarrollo.....	36
3.1. Descripción de los circuitos realizados .....	36
3.2. Descripción de los programas realizados .....	43
3.3. Descripción de las pruebas, correcciones y validación .....	51
4. Resultados y Conclusiones .....	67
7 Anexos .....	68
7.1 Diagramas.....	69
7.2 Calibración de medidores de energía ION .....	73

# 1. Introducción

## 1.1. Antecedentes

El comportamiento de la estabilidad de voltaje ante cualquier perturbación, cuando el sistema de potencia se encuentra en condiciones críticas de operación. Ante demandas máximas o pérdidas de generación ocasiona perturbaciones en el perfil de voltaje en el sistema eléctrico nacional, como consecuencia nos obliga a operar a un voltaje a condiciones normales de operación como medida correctiva, restringimos el suministro de energía a la industria y al sector residencial hasta que el sistema de potencia queda libre de cualquier perturbación y regrese a su nivel normal de voltaje de operación.

La capacidad de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia ha estado limitada tradicionalmente por la estabilidad del sincronismo, por límites térmicos o los de cargabilidad. Sin embargo, en las últimas dos décadas con el crecimiento natural de los sistemas de potencia y el incremento en los niveles de demanda, el concepto de capacidad de transmisión de potencia de un sistema tiene que ver con las condiciones de estabilidad de voltaje que prevalecen en un momento determinado.

La estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia incluye a la generación, transmisión y la distribución. El problema está fuertemente asociado con otros aspectos de estado estable y con el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia; así como el control de voltaje, la compensación de potencia reactiva y el manejo de la misma, la operación de los esquemas de protección del sistema, y el comportamiento de la carga.

Los aspectos antes mencionados tienen influencia sobre la estabilidad de voltaje, es de gran interés identificar y analizar las diferentes contingencias de todos estos factores, y así lograr implementar metodologías de control que aseguren la estabilidad de voltaje ante la presencia de cualquier perturbación.

## 1.2. Estado del Arte

La empresa comisión federal de electricidad ha tenido avances tecnológicos importantes, una de ellas es las protecciones que en conjunto con los departamentos de control, comunicación, líneas y pyme se ha desarrollado lógicas de equipos de protección.

Una de las aplicaciones ya implementadas en diferentes instalaciones de CFE son los disparos automáticos de generación, su principal funcionamiento es dejar fuera unidades cuando la demanda baje o por algún fallo provoque disparo de una línea.

En el 2001 el M.C. Pavel Valero Esparza de la universidad autónoma de nuevo león, realizó estudios del comportamiento en el sistema de potencia ante colapso de voltaje, implementando el control discreto complementario del disparo automático de carga, disparo automático de generación.

### **1.3. Justificación**

Este presente proyecto es importante para Comisión Federal de Electricidad, ya que la variación de frecuencia y desestabilidad de tensión es un problema crítico que de no actuar rápido causa un colapso total a nivel sureste. Es indispensable tener un plan de contingencia para estos casos, para una mejor eficacia de la transmisión energía eléctrica, reducir costos en pérdidas de materias y salvaguardar el sistema eléctrico nacional.

El incremento en la demanda de energía eléctrica obliga a nuestro sistema eléctrico interconectado nacional opere cada día con mayor exigencia en sus procesos de generación, transmisión y distribución. Esto conlleva a la construcción de nuevas líneas de transmisión y centrales eléctricas, para mantener la confiabilidad en el suministro de energía, nuevos proyectos de la zona sureste están ayudando a una mayor estabilidad en el sistema.

El sistema interconectado nacional en la región sur comprendida por las áreas de transmisión oriente, peninsular y sureste, se encuentra dentro del ámbito de las áreas de control oriental y peninsular, las cuales poseen instalaciones de 12 a 40 años de servicio. Estas líneas de transmisión conservaron durante este periodo sus características originales.

Un problema que presenta una de las subestaciones de la zona sureste es la S.E. el sabino que en el año 2014 ocurrió una falla que provocó la pérdida de la fase A, poniendo en servicio la fase de reserva, el proyecto ayudaría en la estabilidad del sistema apoyado en la contingencia DAC Chiapas, las principales zonas que priorizarían son las urbanas, industriales y clientes de alto consumo, así llevando a cabo los disparos en lugares rurales o poco habitados.

### **1.4. Objetivo**

Implementación y aplicación de un esquema de protecciones de disparo automático de carga, mediante un esquema de protección se aliviara la problemática la caída de tensión o sobrecarga de elementos primarios de la red de 115 kv de la red sureste de Chiapas, ante pérdida de una o dos elementos fuente, tomando como equipo principal el relevador SEL-451 tipo Sistema de protección, automatización y control de bahía 400 y 115 kv.

## 1.5. Metodología

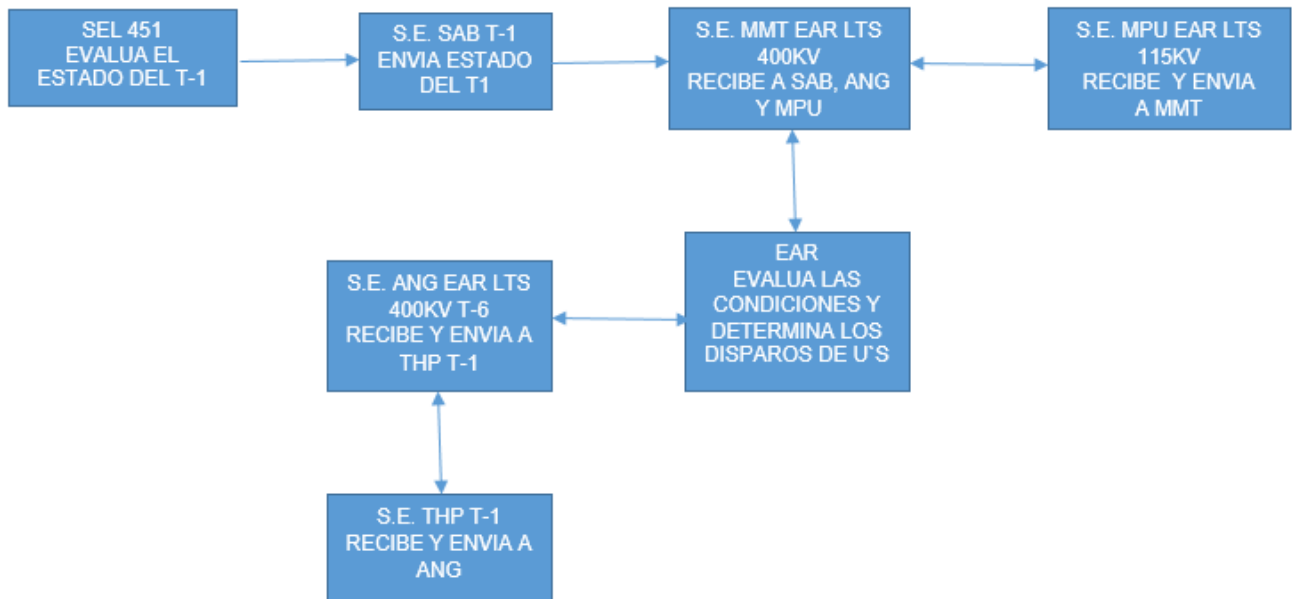


Fig. 1.5.1 Arquitectura esquema EAR-DAC estado de Chiapas

### MMT-MPU

TX-1 D MMT T-9 Y F/S SAB T1 130 MW DAC6-1

TX-2 D MMT T-9 Y F/S SAB T1 130 MW DAC6-2

TX-3 D MMT-LTS 400 SIN GEN ANG DAC7

### ANG-THP

TX-1 D ANG T-6 DAC 1-1Y2

TX-2 D BUS ANG 400 DAC 1-1Y2

TX-3 D ANG-LTS 400 SIN GEN ANG DAC 1-1Y2

### THP-ANG

TX-1 D/L THP-T1

## 2. Fundamento teórico

### 2.1 Subestación el sabino

#### 2.1.1 Transformadores de potencia

Se tiene únicamente un Banco de Transformadores de potencia con capacidad de 375 MVA marca IEM tipo Acorazado, siendo este equipo el más importante debido a las características, costo y función que realiza en la Subestación.

Este banco de transformación cuenta con 3 transformadores monofásicos de potencia en aceite, los cuales están equipados con tanque de expansión con bolsa de Nitrillo tipo Cops, están diseñados para soportar condiciones de corto circuito de acuerdo a las Normas ANSI C.57.12.00-1993, el tanque

principal del transformador y radiadores están diseñados para resistir vacío completo.

La función principal del SAB-T1 es reducir el voltaje de 400 KV, a 115 KV y 34.5 KV, utilizados de la siguiente manera, el devanado secundario de 115 KV para alimentar a las líneas que salen hacia las Subestaciones: Cintalapa, Chicoasén, Tuxtla Norte, Tuxtla Sur, Ocozocoautla y Tuxtla Uno. El devanado terciario de 34.5 KV, para la alimentación de servicios propios.

Este banco de transformación también cuenta con un transformador de las mismas características utilizado como reserva, en caso de que se requiera librar alguno de los tres principales, ya sea por falla, mantenimiento, o requerimientos de Operación Sistema.

A continuación se indican algunas características del Banco de transformación SABINO T1:

-TIPO: 0A/FA1/FA2 ACORAZADO

-55 °C elevación de temperatura a plena carga continua a 1000 m.s.n.s

-pesos aproximados (en kilogramos):  
núcleo y bobinas: 97727 aceite:  
31957 tanque y accesorios: 39826  
peso de embarque: 115813 peso  
total: 169570



### **2.1.2 Transformadores de instrumento**

**Transformadores de corriente.**-Los transformadores de corriente son empleados en la subestación de 400 KV. Para producir los valores de corriente de 1000 / 2000 amperes que pueden circular en las instalaciones de alta tensión, a valores reducidos No Peligrosos de 5 amperes necesarios para poder alimentar a los diferentes equipos de medición y de protección de los diferentes equipos de potencia existentes en la Subestación.

Existen dos tipos diferentes de transformadores de corriente ( TC ) en cuanto a su relación de transformación siendo similares en sus disposiciones constructivas y principio de funcionamiento la figura muestra la representación física de un de estos transformadores.

Los transformadores de corriente están constituidos por dos módulos de porcelana debidamente acoplados conectándose el devanado primario al circuito de alta tensión en SERIE, a través de los bornes primarios de alta tensión, ubicados en la parte superior del transformador.

En el interior del transformador se ubican el devanado primario, tres devanados secundarios, núcleos, membrana de compensación de hule sintético y el aceite aislante. En la siguiente figura muestra las diferentes partes principales que constituyen un transformador de corriente hermético, muy similar a los TCs existentes en la subestación de la C. H. Chicoasén.

Los devanados secundarios del transformador son conectados a tierra, por medio de uno de sus bornes secundarios, a través de la red de tierras de la subestación, igualmente sucede con la masa del transformador para efectos de protección.

El circuito secundario de los transformadores de corriente no debe permanecer abierto cuando pasa una corriente por el primario del transformador, puesto que la tensión inducida en el secundario puede ser peligrosa bajo estas condiciones. Por lo tanto los devanados secundarios que no son utilizados son puestos en corto circuito.

**Indicador de nivel de aceite.**-Los indicadores de nivel de aceite, de los transformadores de corriente de relación 1000-/ 2000 /5-5-5 Amp, son utilizados para indicar el nivel del aceite aislante en el depósito del transformador.

En la siguiente figura muestra las partes principales del indicador, esta figura indica además las posiciones normalmente ocupadas por los diferentes elementos móviles como son: POLEAS, CONTRAPESOS, membrana de compensación y aguja indicadora.

Este indicador, señala la posición de la membrana de compensación de hule sintético, la cual es impermeable al vapor de agua. Cuando la temperatura del aceite aumenta, la membrana toma una forma convexa y la aguja se dirige hacia lo alto, en cambio, en caso de enfriamiento del aceite.

## COMPONENTES PRINCIPALES

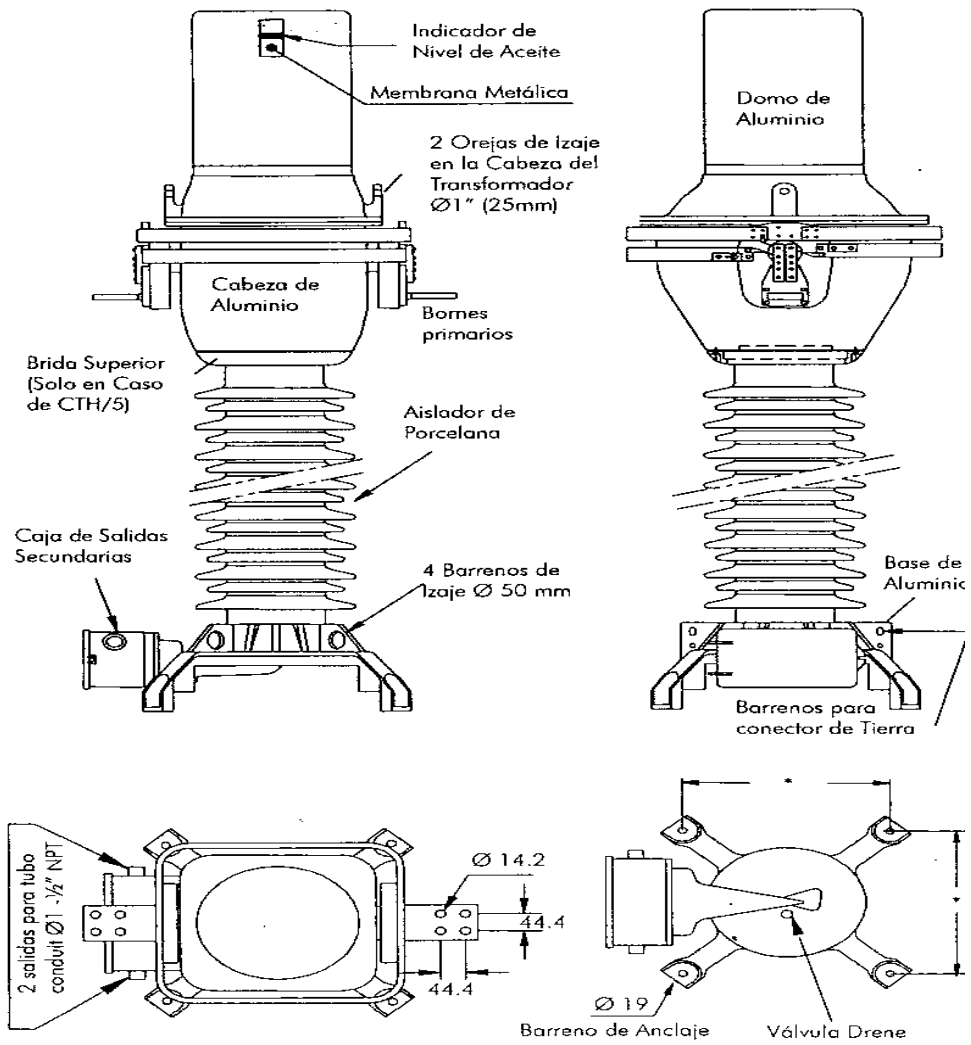


Figura 2.1.2.1 se observa un grupo de TC's de 115 KV en la SE Sabino.





**Transformadores de potencial capacitivos.**-Los transformadores de potencial capacitivos (TPC's) o Dispositivo de potencial (DP's) son empleados para reducir los valores de tensión (400 y 115 KV) de las instalaciones de alta tensión, a un valor normal y no peligroso (115-69 Volts), indispensable para alimentar a los instrumentos de medición y de protección de los equipos existentes en la Subestación.

La siguiente figura un transformador de potencial capacitivo (TPC o DP), existente en la subestación de 400 KV de la S.E Sabino, se pueden identificar plenamente, observando que están constituidos por tres módulos (divisores capacitivos) debidamente acoplados, y que están conectados a la línea por la parte superior, a través de los dos conductores por fase y por el otro extremo inferior están conectados a tierra



Los transformadores de potencial capacitivos, se conectan a las líneas de alta tensión a través de un capacitor de acoplamiento para suministrar una señal de baja tensión para la operación de instrumentos de medición

y relevadores. Físicamente es un ensamble de tres módulos de capacitores (divisores capacitivos) montados sobre un gabinete, que contiene al transformador de potencial, al reactor de compensación a la cuchilla de puesta a tierra, al calefactor y a los circuitos de protección como los DPs están equipados con accesorios Carrier, se incluyen también en este gabinete, las bobinas de drenaje, los cuernos de arqueo y las cuchillas de puesta a tierra del Carrier.

Las alimentaciones para los diferentes equipos de medición y de protección, se realizan a través de una tablilla de conexiones secundarias. Esta tablilla está conectada a los devanados secundarios del DP. Para alimentar a una tensión de 115 volts ( Bornes S1 – S3 y T1 - T3 ) y 69 volts ( Bornes S2 – S3 y T2 – T3 ) a los circuitos de medición, protección y sincronización.

Se muestra la disposición de los transformadores de potencial capacitivos, tres DP's ( uno por fase ), para la línea a la Subestación Sabino, siendo igual esta disposición para las otras líneas. En esta misma línea figura se puede observar las diferentes conexiones de los circuitos secundarios con los equipos de medición, sincronización y protección como es un relevador se indica con una ( P ), si alimenta a un equipo de medición se indica con una ( M ) y si alimenta al equipo de sincronización se indica con una ( S ).

Para una mejor identificación física de los DP's en el campo, se puede observar la figura que los transformadores de potencial al lado de las líneas se ubican abajo de las trampas de onda, entre los apartarrayos y las cuchillas de puesta a tierra.

Como una medida de seguridad, en caso de inspección del gabinete del DP, antes de abrir la puerta conectar a TIERRA la cuchilla del potencial, ya que en el interior del gabinete existe un potencial hasta 5 KV.

Se tienen instalados seis (6) TP's de 400 kv tipo UEZ-400 en la Subestación, 3 piezas en el Bus1 y 3 más en el bus 2, de nivel básico de aislamiento 1425 kv, relación 2100:3500:1, clase de exactitud 0.3W,X,Y,Z.

En el área de 115 kv se tienen cinco piezas instaladas del tipo UXT-123, NBAI 550 kv, relación 600/1000:1, clase de exactitud 0.3W, X, Y, Z; uno en cada Bus y tres más en la bahía 72010.

Los TP's de 400 kv tipo UEZ-400 son del tipo de aislamiento interno a base de papel impregnado en aceite mineral. Consiste de un conjunto de devanados conectados en arreglo cascada y entrelazados por medio de un núcleo que conduce eficientemente los flujos. Un aislador de porcelana contiene dicho arreglo inmerso en el aceite mineral. Una membrana resistente al aceite y al Ozono hace un sello hermético que protege al aceite contra la humedad y el polvo del medio ambiente; además funciona como sistema de compensación del volumen de aceite. Las terminales secundarias están protegidas del exterior mediante una caja de aluminio lo que permite la conexión de tubo conduit de una

pulgada. Las partes metálicas como la base de sustentación no es afectado por la corrosión (están fabricados en fierro galvanizado y aluminio) lo que hace innecesaria la protección de dichas superficies por medio de pintura.

Estos equipos cuentan con 2 módulos (inferior y superior), observándose en la siguiente figura.



TP's de 400 KV



TP's de 115 KV

***Transformadores de potencial inductivo.***-Los Transformadores de potencial pueden ser usados con voltímetros para medición de voltaje o también pueden ser usados en combinación con transformadores de corriente para wattmetros, wathorímetros, para relevadores de protección y otras aplicaciones. Estos transformadores están diseñados para conectarse entre fases o de fase a neutro de la misma manera que un voltímetro ordinario.

## 2.2 Definiciones básicas y abreviaturas

Características generales para los esquemas de protección de líneas de transmisión Los esquemas de protección de estas líneas, deben cumplir con las características siguientes:

- a) Disparo monopolar, con salidas independientes de disparo por polo y para disparo tripolar.
- b) Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de falla de interruptor.
- c) Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de recierre.
- d) Tiempo de operación de los relevadores. Si PP1 y PP2 son 87L aplica tiempo de operación de PP1.

Características generales de los esquemas de protección para líneas de transmisión

Los esquemas de protección de estas líneas, deben cumplir con las siguientes características:

- a) Disparo tripolar.
- b) Lógica de arranque tripolar del relevador de falla de interruptor.
- c) Lógica de arranque tripolar del relevador de recierre.
- d) Tiempo de operación del relevador P1 y P2 < 32 ms.

Relevadores de protección

Protección de comparación direccional de secuencia positiva, negativa y cero 85L (PP1 en 400 y 230 kV)

Este relevador debe contar con lo siguiente:

- a) Esquema de comparación direccional tipo híbrido con opción de habilitar y deshabilitar la lógica de eco y/o de baja aportación.

- b) Unidades de medición para fallas trifásicas:

Unidad MHO de secuencia positiva de bajo alcance para fallas hacia delante,

Unidad MHO de secuencia positiva de sobre alcance para fallas hacia delante,

Unidad MHO de secuencia positiva con "offset" hacia atrás.

- c) Unidades de sobrecorriente para fallas entre fases y de fase a tierra.

Unidad direccional de secuencia negativa hacia delante,

Unidad direccional de secuencia negativa hacia atrás,

Unidad de sobrecorriente de secuencia cero con restricción de secuencia positiva.

d) Lógica de línea muerta. (Función de disparo instantáneo contra energización de línea aterrizada o con falla).

e) Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo. De acuerdo a NOM-008.

f) Lógica de inversión de corriente. El relevador debe contar con esta función independientemente de que se tengan líneas paralelas o no.

g) Unidad de bloqueo del disparo por oscilaciones, con opción de selección de zonas a bloquear. h) Función de autodiagnóstico.

i) Preparado para operar en líneas con compensación serie y adyacentes.

j) Localización de fallas.

Protección de comparación direccional de onda superpuesta 85L (PP1 en 400 y 230 kV) Este relevador debe contar con lo siguiente:

a) Esquema de comparación direccional basado en la relación directa o en la polaridad relativa de los incrementos de tensión y corriente, para utilizarse con un sistema de comunicación que puede ser: OPLAT o fibra óptica.

b) Lógica de teleprotección seleccionable: - POTT, - híbrido con la opción de habilitar y deshabilitar la lógica de eco y/o de baja aportación.

c) Aplicable a líneas paralelas con inversión de corriente.

d) Lógica de línea muerta.(función de disparo instantáneo contra energización de línea aterrizada o con falla).

e) Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo. De acuerdo a NOM-008

f) Función de autodiagnóstico.

g) Preparado para operar en líneas con compensación serie y adyacentes.

h) Localización de fallas

Protección diferencial de línea 87L (PP1, PP2 en 400 kV y 230 kV) Debe cumplir con lo siguiente:

a) El relevador diferencial debe contar con alarma y bloqueo por falla de canal.

b) El relevador diferencial debe contar con alarma y bloqueo por asimetría con un ajuste mínimo de 5 ms. Cuando se solicite en Características Particulares el relevador debe contar con compensación de asimetría de canal utilizando GPS.

c) El relevador diferencial debe soportar una latencia mínima de 16 ms y contar con alarma y bloqueo por retardo de canal.

d) Debe contar con funciones adicionales de protección de distancia con al menos dos zonas hacia adelante, con medición para fallas entre fases y medición para fallas de fase a tierra.

- e) Compensación interna mediante ajustes del relevador para diferentes relaciones de TC's en las terminales de la línea.
- f) Operación monopolar.
- g) Función de autodiagnóstico.
- h) La salida del relevador para comunicación con su extremo remoto, siempre debe ser óptica.
- i) Localización de fallas
- j) Esquema de línea muerta (función de disparo instantáneo contra energización de línea aterrizada o con falla).
- k) El relevador debe de contar con un ajuste que compense la potencia reactiva de la línea sin carga, para aplicaciones.
- l) Mayores a 40 km.

Para aplicaciones con fibra óptica dedicada, el relevador debe contar con rangos de potencia óptica para corto alcance (0-15km) y largo alcance (15-40 km) así como la sensibilidad óptica necesaria (para evitar saturación o quedar por debajo del umbral de sensibilidad) de acuerdo con las características de la fibra y la longitud óptica que se establezcan.

En Características Particulares se debe especificar las características del enlace de fibra óptica que incluya la distancia a cubrir y el tipo de fibra óptica instalada, con la finalidad de que el cálculo de ingeniería defina la atenuación total, la potencia del transmisor y la sensibilidad del receptor para un óptimo enlace.

Protección diferencial de línea 87L (P1 en 161 kV y menores) Debe cumplir con lo siguiente:

- a) El relevador diferencial debe contar con alarma y bloqueo por falla de canal.
- b) Debe contar con funciones adicionales de protección de distancia con cuando menos dos zonas hacia adelante, con medición para fallas entre fases y medición para fallas de fase a tierra, cuando así se requiera con base en la aplicación del esquema de protección (véanse tablas 3,4 y 5).
- c) Compensación interna mediante ajustes del relevador para diferentes relaciones de TC's en las terminales de la línea.
- d) Operación tripolar.
- e) Función de autodiagnóstico.
- f) La salida del relevador para comunicación con su extremo remoto, siempre debe ser óptica.
- g) Localización de fallas.
- h) Esquema de línea muerta (función de disparo instantáneo contra energización de línea aterrizada o con falla).

Para aplicaciones con fibra óptica dedicada, el relevador debe contar con rangos de potencia óptica para corto alcance (0-15 km) y largo alcance (15-40 km) y sensibilidad óptica necesaria (para evitar saturación o quedar por debajo del umbral de sensibilidad) de acuerdo con las características de la fibra y la longitud óptica que se establezcan.

En Características Particulares se debe especificar las características del enlace de fibra óptica que incluya la distancia a cubrir y el tipo de fibra óptica instalada, con la finalidad de que el cálculo de ingeniería defina la atenuación total, la potencia del transmisor y la sensibilidad del receptor para un óptimo enlace.

Para la aplicación con un multiplexor (SDH, PDH u otro), debe soportar una simetría máxima de 3 ms y un retardo máximo de 16 ms, .debe contar con una salida óptica y debe cumplir con la bibliografía [1] a 64 kbps. Si se especifica en Características Particulares se debe suministrar un convertidor a una interface G.703.1 ó G.703.6.

Protección de distancia 21/21N (PP2 en 400 y 230 KV). Debe cumplir con lo siguiente:

a) Esquema microprocesado de distancia con 3 zonas de protección hacia adelante y debe contar con una cuarta zona con la opción de seleccionar su direccionalidad hacia atrás o adelante.

b) Esquema de comparación direccional con lógica programable PUTT/POTT.

- fallas entre fases con característica MHO o poligonal,

- unidades de medición de impedancias. .

Para fallas A-B,

Para fallas B-C,

Para fallas C-A.

- fallas de fase a tierra con característica poligonal,

- unidades de medición de impedancia. .

Para fallas A-T,

Para fallas B-T,

Para fallas C-T.

c) Unidad de bloqueo del disparo por oscilaciones, con opción de selección de zonas a bloquear.

d) Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo. De acuerdo a NOM-008.

e) Lógica de inversión de corriente.

f) Función de autodiagnóstico.

- g) Preparado para operar en líneas con compensación serie y adyacentes.
- h) Localización de fallas.
- i) Esquema de línea muerta (función de disparo instantáneo contra energización de línea aterrizada o con falla).

Protección de distancia 21/21N (P1 Y P2 en 161 kV y menores) Debe cumplir con lo siguiente:

- a) Esquema microprocesado de distancia con 3 zonas de protección hacia adelante y debe contar con una cuarta zona con la opción de seleccionar su direccionalidad hacia atrás o adelante.
- b) Esquema de comparación direccional con lógica programable PUTT/POTT.
- c) Unidades de medición de distancia.
  - medición para fallas entre fases con característica MHO o poligonal,
  - medición para fallas de fase a tierra con característica poligonal.
- d) Lógica de línea muerta.
- e) Operación tripolar.
- f) Función de recierre tripolar (opcional).
- g) Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo. De acuerdo a NOM-008
- h) Lógica de inversión de corriente.
- i) Función de autodiagnóstico.
- j) Localización de fallas

Protección de comparación con unidad direccional de secuencia positiva, negativa y cero y lógica de comunicación de relevador a relevador 85LT (tripolar) Este relevador debe cumplir con lo siguiente:

- a) Unidades de medición de corriente para fallas de fase a tierra y de fase a fase.
  - con curvas características de operación de corriente contra tiempo seleccionable, que cumplan con las curvas IEC y ANSI típicas : inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa,
  - debe contar con unidades de sobrecorriente direccional instantáneas.
- b) Debe contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo e instantáneas.
- c) Polarización seleccionable con corriente y tensión de secuencia cero, y tensión de secuencia negativa, para las unidades de sobrecorriente direccional de respaldo.
- d) Localización de fallas.



- e) Función de recierre tripolar (opcional).
- f) Función de autodiagnóstico.
- g) Con unidad direccional de secuencia negativa, para la lógica de comparación direccional.
- h) Con unidad direccional de secuencia cero para la lógica de comparación direccional.
- i) Con unidad direccional de secuencia positiva para fallas trifásicas, para la lógica de comparación direccional.
- j) Lógica de inversión de corriente.

#### Protección de respaldo 67/67N

Se acepta como función adicional de la funciones PP1 y PP2 para 400 y 230 kV, en caso de que alguno de los relevadores no cuente con la función 67 debe ser un relevador independiente.

Se acepta como función adicional de la funciones P1 y P2 para 161 a 69 kV, en caso de que alguno de los relevadores no cuente con la función 67 debe ser un relevador independiente.

Esta protección debe cumplir con lo siguiente

Unidades de medición de corriente para fallas de fase a tierra y para fallas entre fases, con características de tiempo inverso con curvas IEC Y ANSI: inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa como mínimo.

- a) Debe contar con unidades de sobrecorriente para fallas entre fases y de fase a tierra instantáneas.
- b) Debe contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo e instantáneas.
- c) Polarización seleccionable con corriente de secuencia cero y tensión de secuencia cero, tensión de secuencia negativa y tensión en cuadratura.
- d) Unidad direccional para fallas trifásicas.
- e) Localización de fallas.
- f) Función de recierre tripolar.
- g) Función de autodiagnóstico.
  - con lógica POTT, preparado para operar con inversión de corriente.
- h) Con unidad de operación direccional de secuencia negativa, cuando así se requiera.

Protección para líneas de subtransmisión radiales 50/51-50N/51N (PPA) Este relevador debe cumplir con lo siguiente:

- a) Tres unidades de medición de corriente para fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra, con curvas características de operación de tiempo-corriente seleccionable, que cumplan con las curvas IEC y ANSI típicas: inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente como mínimo.
- b) Tres unidades de medición de corriente para fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra, con operación Instantánea.
- c) Debe contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo e instantáneas.
- d) Función de autodiagnóstico.
- e) Función de recierre tripolar.
- f) Localización de fallas.

Protección para falla de interruptor 50FI Para tensiones de 400 y 230 kV debe ser un relevador independiente y no se acepta que cuente con funciones adicionales de protección excepto la función 86FI.

Para tensiones de 161 a 69 kV se acepta como función adicional del relevador P1 y P2, se acepta que cunete con la función 86FI. Esta protección debe cumplir con lo siguiente:

- a) Con tres unidades de medición de corriente de fase para esquemas de líneas de transmisión con lógica de arranque por disparo monopolar y tripolar y con salida de redisparo por fase y una de disparo tripolar.
- b) Para esquemas de líneas de subtransmisión: con tres unidades de medición de corriente de fase y una de neutro con lógica de disparo tripolar, con una salida de redisparo y otra de disparo.
- c) Con temporizadores independientes para las funciones de redisparo y disparo.

El esquema de protección para interruptores de líneas de transmisión y de generador debe contar con una función de protección contra el arqueado interno o externo del interruptor, cuando así se solicite en Características Particulares.

## **2.3 relevadores SEL**

### **2.3.1SEL 451**

Sistema de protección, automatización y control de bahía SEL-451

EL SEL-451 es un sistema unitario completo de protección, automatización y control. El SEL-451 cuenta con la velocidad, la capacidad y la flexibilidad para combinar un completo control de bahía de subestación con protección de interruptor de alta velocidad en un sistema económico. Utilice el SEL-451 como parte integral de la solución de protección, control y supervisión de su subestación. Reduzca los costos de mantenimiento a través del registro preciso de la operación del interruptor. Supervise los tiempos de interrupción y el trabajo acumulado del interruptor para determinar con facilidad la necesidad de efectuar

un mantenimiento proactivo. Integre la información con sistemas SCADA o de automatización a través de procesadores de comunicación o directamente al puerto Ethernet.



Figura 2.3.1 Relevador SEL 451

#### Descripción

Supervisión de armónico de afluencia de transformador Aplique los elementos armónicos segundo, cuarto y quinto con configuraciones individuales de umbral, para detectar condiciones de energización y sobreexcitación en el transformador. La salida de estos elementos de detección de armónicos puede utilizarse para una variedad de funciones, incluso modificación de configuraciones de relé para mejorar la seguridad y reportes de eventos para hacer fácil y rápida la identificación de eventos de energización de transformador.

Servidor Web integrado Acceda a la información básica del relé en una red Ethernet estándar con el servidor de red integrado. Vea el estado del relé, el grabador de eventos secuenciales (SER), información de mediciones y configuraciones para un fácil acceso desde una red local. El acceso al servidor web requiere la contraseña del relé y es limitado a un modo de visualización de la información de sólo lectura.

Simple Network Time Protocol (SNTP) Simplifica el cableado y la instalación con la recepción de la señal de hora sobre redes Ethernet existentes. EL SNTP hace un excelente respaldo para una más precisa sincronización del tiempo IRIG. La precisión de 5ms es ideal para la sincronización básica del tiempo en toda la subestación.

Maximiza la capacidad del equipo en la subestación Cargue los equipos por completo mediante la supervisión de la energía, incluso la demanda térmica o de intervalos de rotación, así como los picos de demanda en corrientes de

secuencias positiva, negativa o cero. Utilice la capacidad completa del equipo mientras mantiene la calidad de protección SEL.

Herramientas avanzadas de visualización El SEL-451 tiene una interfaz hombre-máquina (HMI) configurable, la cual le permite una fácil integración en sus aplicaciones o estándares de operación. Las herramientas HMI incluyen pantallas de medición y estado, acceso directo a botones, alarmas de información crítica en orden cronológico, pantalla rotatoria y los reportes del grabador de eventos secuenciales (SER) con estampa de hora. Reduzca los errores mediante inspecciones automáticas entre diagramas unifilares de bahía, pantallas personalizadas de medición y alarmas.

Control de bahía para dos interruptores El control completo para dos interruptores y de falla de interruptor complementan la versatilidad de la lógica programable del SEL-451 para satisfacer sus necesidades de control de bahía. Controle con facilidad los interruptores operados por motores, los bancos de capacitores y las entradas/salidas en campo desde el tablero frontal o de manera remota. Use etiquetas configurables para personalizar los controles del relé de acuerdo con sus aplicaciones.

#### Comunicaciones flexibles

Una tarjeta de Ethernet opcional proporciona dos puertos de fibra o cobre para una conexión redundante.

Simplifica la topología de la red de Ethernet y reduzca el equipamiento externo con puertos de Ethernet duales que ofrecen un modo switchhead para redes de Ethernet de bucle.

Los protocolos de comunicaciones Ethernet disponibles incluyen FTP, Telnet DNP3, LAN/WAN, IEC 61850, sincrofasores IEEE C37.118, y Parallel Redundancy Protocol (PRP).

Los cuatro puertos seriales independientes EIA-232 soportan comunicaciones mejoradas MIRRORING<sup>®</sup>, SEL Fast Message, SEL ASCII, ASCII comprimido, Operación rápida de SEL, Medición rápida de SEL, SER rápido de SEL y DNP3 nivel 2 esclavo.

Mejora las operaciones con los datos de sincrofasores IEEE Dé a los operadores acceso a la información crítica del sistema mediante comunicaciones seriales o Ethernet. Instale en la subestación la protección, supervisión y control requeridos usando el SEL-451, y obtenga una unidad de medida fasorial incorporada en cada subestación. Tome decisiones de control con base en los datos de voltaje, corriente o frecuencia obtenidos desde otros relés. La capacidad de control del sincrofasor en tiempo real (RTC) permite la disponibilidad de la información para control y automatización local o de todo el sistema.

Alta precisión en las estampas de hora Etiqueta con la hora los reportes binarios de eventos de COMTRADE con precisión de tiempo real superior a 10  $\mu$ s. Vea la información del estado del sistema en el momento de fallas o con disparos

temporizados a través de todo el sistema. Use la información del estado del sistema para validar modelos de sistemas, mejore los límites de transferencia y la estabilidad del sistema.

Grabación digital de fallas Combina la confiabilidad de un relé con una verdadera funcionalidad DFR. El muestreo a alta velocidad del relé SEL-451 (8 kHz) y la salida COMTRADE proporcionan una avanzada oscilografía. Use la interfaz gráfica de usuario del software ACSELERATOR® QuickSet SEL-5030 para análisis de armónicos y fácil visualización de eventos.

Integra varios equipos de la subestación en un poderoso sistema con el uso del SEL-451.

Controla ventiladores de enfriamiento, interruptores operados por motor u otros equipos usando el procesamiento y los módulos de entradas y salidas del SEL-451. Las opciones de hardware le permiten expandir las entradas y salidas a 55 entradas y 24 salidas.

Ecuaciones de control SELOGIC® expandidas Utiliza combinaciones lógicas y matemáticas de valores análogos y digitales para aplicaciones personalizadas. Adapte el control de sistema con base en condiciones predeterminadas. Escale valores análogos y haga cierres momentáneos en las entradas para la recuperación de SCADA.

Software ACSELERATOR QuickSet Ayuda a agilizar las aplicaciones del relé al desarrollar las configuraciones del relé fuera de línea, programar ecuaciones de control SELOGIC y analizar los reportes de eventos post-falla.

Reporte de pérdida/aumento/interrupción de voltaje (VSSI) Captura datos sobre la calidad de la energía relacionada con las alteraciones del voltaje durante un periodo largo.

#### Aplicaciones

Aplica una protección de sobrecorriente para primario y respaldo y esquemas de disparo de uno y tres polos sobre líneas de subtransmisión.

Programa hasta cuatro disparos para el recierre automático de los interruptores, para uno o dos interruptores de circuito, con verificaciones de sincronismo y voltaje para optimizar la restauración del sistema.

Utiliza los localizadores de fallas integrados del relé para realizar la inspección de la línea y enviar el personal de reparación con eficiencia.

Opera sistemas de energía con la carga estable máxima usando sincrofasores de voltaje y corriente en tiempo real.

Implementa una lógica de falla de interruptor para uno o dos interruptores de circuito.

Programa el mantenimiento de los interruptores de circuito según sea necesario y envíe alarmas cuando el monitor del interruptor detecte exceso de desgaste en los contactos.

Registra el tiempo promedio y final de operación del interruptor de circuito. Programa alarma cuando el interruptor de circuito sea lento.

Envía alarmas ante condiciones de bajo voltaje en uno o dos bancos de baterías.

Simplifica el proceso de configuración del SEL-451 usando el nuevo editor de lógica gráfica (GLE) en el software ACSELERATOR QuickSet SEL-5030 . El GLE le permite ver sus ecuaciones SELOGIC de manera gráfica; así, sus archivos de configuraciones pueden documentarse para fácil validación y puesta en servicio. Convierte las ecuaciones de control SELOGIC existentes en diagramas fáciles de leer y salve los diagramas con sus configuraciones de QuickSet.

Usa el software asistente analítico SEL-5601 para mostrar oscilogramas y diagramas vectoriales para analizar los reportes de eventos.

Detecta los conductores caídos y las fallas de alta impedancia con la tecnología de detección de arco, pendiente de patente.

Envía alarmas o protege contra el voltaje de frecuencia del sistema y las excursiones de frecuencias usando los elementos integrados de voltaje y frecuencia.

### **2.3.2SEL 2505**

Módulo de entradas y salidas remotas SEL-2505

El módulo de entradas y salidas remotas SEL-2505 tiene ocho entradas digitales, ocho salidas digitales y un puerto de comunicaciones de fibra óptica. Use dos fibras ópticas en lugar de 32 cables entre equipo a la intemperie o remoto y el edificio de control para reducir costos, mejorar la seguridad y maximizar la confiabilidad. O conecte un SEL-2505 a un puerto de fibra óptica o transceptor en un relé de protección para agregar entradas y salidas digitales. Cablee el módulo de entradas y salidas del SEL-2505 a las entradas y salidas del relé para agregar teleprotección MIRRORED BITS de SEL.



## Descripción

**Protección y supervisión.**-Agrega protección simple de barra usando las entradas y salidas de contacto de los relés existentes. Agregue comunicaciones piloto seguras a aplicaciones de línea de dos y tres terminales existentes. Agregue capacidad de supervisión de disparo local o remoto y cierre de bobina.

**Integración.**-Expande el módulo de entradas y salidas de los relés SEL que son compatibles con comunicaciones MIRRORRED BITS, sin modificación del aspecto del tablero de control. Haga disponible el estatus del módulo de entradas y salidas desde cualquier relé a los esquemas de comunicaciones MIRRORRED BITS de SEL.

**Seguridad.**-Sustituye el cableado de control a los gabinetes exteriores con cable de fibra óptica para reducir la exposición a dc de tierra.

**Confiabilidad.**-Usa la característica de supervisión de las comunicaciones para emitir alarmas cuando el cableado de control de fibra óptica haya sido dañado, interrumpido o alterado.

**Alta confiabilidad y diseño robusto.**-Construido con base en los mismos estándares altos que los relés de protección SEL, el SEL-2505 soporta vibración, incrementos de corriente eléctrica, transitorios rápidos y temperaturas extremas, cumpliendo así con los estrictos estándares de la industria. Las tarjetas de circuito impresas están cubiertas con revestimiento de protección para proporcionar una barrera adicional contra contaminantes aéreos, como sulfuro de hidrógeno, cloro, sal y humedad.

**Ahorros.**-Reduce los costos del proyecto con el uso de dos fibras en lugar de 32 cables de gran diámetro, con menos gasto en materiales, requerimientos reducidos de trincheras y canaletas y menos costo de mano de obra por diseño, documentación, instalación, pruebas y mantenimiento.

### 2.4 Disparo Automático de Generación

Los sistemas DAG son utilizados para desconectar generación en forma automática cuando por pérdida de un vínculo o desconexión imprevista de carga se produce un desbalance de energía que obliga a reducir el número de unidades de generación.

Los sistemas DAG demandan la provisión e instalación de estaciones maestras (o master) dual redundantes y de controladores lógicos programables como estaciones remotas en subestaciones y centrales generadoras.

La tarea abarca además, la programación de los PLC para detectar la pérdida de elementos del sistema de transmisión correspondiente y la instalación de las interfaces de los PLC con los controles e instrumentos de los tableros, el suministro de relés repetidores de estados, los relés intermediarios de control, y los transductores de las variables del sistema.

El trabajo incluye pruebas y mediciones para determinar el tiempo total de respuesta entre el momento en que en una subestación se produce un evento

que llevará a la desconexión de generación y la iniciación de la orden de disparo y la interrupción de la corriente de carga en el interruptor del circuito de generación, en diferentes centrales de generación.

El sistema DAG tiene distintos tipos de actuación según la contingencia que motiva su intervención. En caso de pérdida de una de las líneas, el sistema DAG debe producir desconexión de generación en la región de modo de compensar la desconexión de carga en el otro extremo restableciendo el balance entre carga y generación.

En el caso de pérdida de las dos líneas, es decir pérdida total del vínculo, el sistema DAG desvincula totalmente la región del sistema interconectado abriendo la línea y produce desconexión de generación en las centrales. Con la finalidad de disminuir el impacto de la pérdida total, sobre el sistema interconectado, permitiendo incrementar el límite de potencia transportable.

## **2.5 Esquema de acción remedial**

Ajustes del Relevador Valores que se utilizan para definir el comportamiento de las funciones de protección. En relevadores microprocesados se guardan en la memoria no volátil a través de su “software” de configuración.

Sistema OPLAT Conjunto de equipos y medios (equipo OPLAT, cable de R.F. acoplador de impedancias, dispositivo de potencial, trampa de onda y línea de transmisión) necesarios para transportar diferentes tipos de servicios a través de señales de radiofrecuencia (30-500 kHz). Estos sistemas operan bajo dos esquemas posibles de modulación SSB y FSK

Sistema óptico Conjunto de equipos digitales y medios (equipo PDH o SDH) que utilizan como medio de propagación la fibra óptica y se utilizan para transportar señales digitales de alta capacidad y las de teleprotección. Para el transporte de estas últimas se puede emplear un multiplexor utilizando una salida óptica con la bibliografía [1] a 64 kbps o si se especifica en Características Particulares con una interface G.703.1 ó G.703.6

**Esquema de protecciones.** Grupo o arreglo de dispositivos llamados relevadores que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario.

**Esquema de Protección Híbrido.** Aquél que para generar la decisión de disparo o bloqueo, utiliza unidades direccionales hacia delante y hacia atrás. Normalmente es aplicado en las lógicas de baja aportación y eco.

Características de los Esquemas de Protección Los esquemas de protección deben de cumplir con lo establecido en este documento y con lo siguiente:

a) Deben ser servidores MMS de conformidad con lo establecido en la referencia B.13,B.14,B.15 y B.12 del apéndice B de esta norma de referencia .



b) Deben ser publicadores y suscriptores de mensajes GOOSE tal y como se define con lo establecido en la referencia B.13 y B.12 del apéndice B de esta norma de referencia.

c) El software del relevador debe permitir la exportación e importación de archivos de configuración en formato XML utilizando el lenguaje de configuración de subestación ( SCL) como se define en la norma IEC 61850-6.

Tiempo de operación Los esquemas de protección deben contar con un tiempo de operación por contacto seco de conformidad con lo establecido con la tabla 1. Los tiempos de operación de disparo para la publicación de mensajes GOOSE se definen en la normatividad vigente por CFE.

TENSIÓN	PROTECCIÓN	TIEMPO DE OPERACIÓN POR CONTACTO
400 KV	PP1	< 20 ms
400 KV	PP2	< 25 ms
230 KV	PP1 Y PP2	< 25 ms
MENOR A 161 KV	P1 Y P2	< 32 ms
MENOR A 34.5 KV	PPA	< 32 ms

Tiempos de operación

Características generales para los esquemas de protección de líneas de transmisión Los esquemas de protección de estas líneas, deben cumplir con las características siguientes:

- a) Disparo monopolar, con salidas independientes de disparo por polo y para disparo tripolar.
- b) Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de falla de interruptor.
- c) Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de recierre.
- d) Tiempo de operación de los relevadores. Si PP1 y PP2 son 87L aplica tiempo de operación de PP1.

### **Características generales de los esquemas de protección para líneas de transmisión**

Los esquemas de protección de estas líneas, deben cumplir con las siguientes características:

- a) Disparo tripolar.
- b) Lógica de arranque tripolar del relevador de falla de interruptor.
- c) Lógica de arranque tripolar del relevador de recierre.
- d) Tiempo de operación del relevador P1 y P2 < 32 ms.

## Pruebas Tecnológicas y Pruebas Funcionales de Prototipo

Estas pruebas deben ser evaluadas y aprobadas por un laboratorio reconocido por el Sistema Nacional de Laboratorios de Pruebas y se deben realizar de acuerdo con lo indicado en la siguiente tabla de esta norma de referencia, documentos que se deben entregar a CFE.

Prueba			Normas y/o especificaciones de acuerdo a las referencias del apéndice B de esta norma de referencia	Nivel de severidad requerido
Ambientales	1	Temperatura	B.2 (baja) B.3 (alta)	- 5 °C 16 h 55 °C 16 h
	2	Temperatura y humedad	B.4	25 °C a + 55 °C con 93 % HR
Mecánicas	3	Vibración	B.11	0,5 g @ 10 Hz < F < 150 Hz 1 ciclos/eje con equipo energizado 2 g @ 10 Hz < F < 150 Hz 20 ciclos con el equipo sin energizar
Compatibilidad electromagnética	4	Onda oscilatoria amortiguada	B.9	1 MHz < f < 1,5 MHz 2,5 kV < kV < 3,0 kV de cresta de primer ciclo
	5	Transitorios rápidos	B.7	± 4 kV a ± 5 kV 5/50 ns
	6	Inmunidad a campos electromagnéticos radiados	B.6	10 V/m a 1 kHz; (80 a 1 000) MHz
	7	Interrupciones y caídas de tensión	B.8	Interrupciones 95 % / 5 s Caídas 30 % / 10 ms 60 % / 100 ms
	8	Descargas electrostáticas	B.5	Nivel 4 ± 8 kV contacto ± 15 kV aire

Aislamiento	9	Tensión de impulso	B.10	5 kV (valor pico) 1,2/50 s tres impulsos positivos y tres impulsos negativos
Funcionalidades en estado estable	10	Función principal y opcionales	Esta especificación, especificación del fabricante	Los valores indicados en esta especificación
Pruebas paramétricas	11	Fuentes de alimentación, tiempos de respuesta, capacidad de corriente y térmica de contactos	Esta especificación, especificación del fabricante	Los valores indicados en esta especificación
Comunicación	12	modelos de datos, servicios abstractos y mapeo	B.12 B.13 B.14 B.15 B.16	Los valores indicados en la normatividad vigente.
Características de construcción	13	Cantidad de E/S, puertos, dimensiones, color, placa de datos	Esta especificación	Los indicados en esta especificación
Documentación	14	Índices estadísticos de confiabilidad, MTBF, MTTR, MTBR	Especificaciones del fabricante	-
	15	Manual técnico	NRF-002-CFE y/o archivo electrónico en formato de datos portable (pdf)	
	16	"Firmware", "software" y "hardware"	Especificación del fabricante	Carta del proveedor donde mencione la versión del "firmware" y "hardware" del relevador y "software" de explotación

## 2.6 Estudio de flujo de carga

Un estudio de flujos de potencia óptimo es utilizado ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un FPO es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. Un FPO ajusta las cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas.

Una función objetivo puede incorporar aspectos económicos, de seguridad o medioambientales, que se resuelve utilizando técnicas de optimización adecuadas. Las restricciones son leyes físicas que gobiernan a los generadores, el sistema de transmisión, límites constructivos de los equipos eléctricos y estrategias operativas. Esta clase de problema es expresado como un problema de programación no lineal, con la función objetivo expresada como una función no lineal, y las restricciones expresadas como ecuaciones lineales y no lineales.

Se han considerado varias funciones objetivo en un FPO, pero la que más frecuentemente se usa toma en cuenta los costos de generación, la que refleja aspectos económicos del sistema de potencia. De aquí que la formulación matemática del FPO se enfoca en minimizar el costo de generación de potencia activa por un ajuste adecuado de las variables de control. De forma general, el FPO puede ser formulado como un problema de optimización no lineal con restricciones, que matemáticamente se expresa como:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x,u) \\ & \text{s. a. } h(x,u) = 0 \\ & \quad g(x,u) \leq 0 \end{aligned}$$

Donde,  $x \in \mathbb{R}^{n_1}$  es un vector de  $n_1$  variables de estado,  $u \in \mathbb{R}^{n_2}$  es un vector de  $n_2$  variables de control,  $f(x,u)$  es la función objetivo,  $h(x,u)=0$ , representa  $r$  restricciones de igualdad,  $g(x,u)$  representa  $m$  restricciones de desigualdad, que consideran los límites operativos de las variables de control y las restricciones operativas.

Las variables que pueden ser ajustadas con el fin de encontrar la solución óptima y satisfacer las restricciones se denominan variables de control. Las variables de control pueden incluir:

- La potencia activa asignada a las unidades de generación.
- La potencia reactiva asignada a las unidades de generación.
- Magnitud de voltaje de los nodos de generación.
- Posición del tap de los transformadores.
- Ángulo de los transformadores cambiadores de fase.
- Potencia reactiva de los condensadores síncronos.
- Potencia reactiva de un compensador de reactivos.
- Magnitud de interrupción de carga.
- Parámetros de control de los dispositivos FACTS.

Las variables de control pueden tomar valores continuos dentro de sus límites operativos (como es el caso de la generación de potencia activa de los generadores), o valores discretos (por ejemplo la posición del tap de un transformador).

Las variables que se calculan a partir de las variables de control se denominan variables de estado (o dependientes). Las principales variables de estado son:

- La potencia en el nodo slack
- Magnitud de voltaje en los nodos de carga.
- Potencia reactiva asignada a los generadores.
- Ángulo de fase de todos los nodos (excepto el slack).
- Flujos de potencia en la red de transmisión.

## **2.7 Corto circuito**

El cortocircuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente, provocándose el flujo de una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga.

Las corrientes de cortocircuito dependen de los valores de las impedancias que representan cada uno de los elementos que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un generador de gran capacidad aportará mayor corriente que un generador pequeño.

La determinación de estas corrientes es muy importante para los siguientes propósitos:

Para determinar la capacidad interruptiva de equipos a usarse en el sistema, tales como: Interruptores, Fusibles y Arrancadores

Para seleccionar las relaciones adecuadas de Transformadores de Corriente, tanto para los propósitos de protección como de medición.

Para realizar los estudios de coordinación de relevadores o dispositivos de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

### **2.7.1 Fuentes de corriente**

Generalmente para que se produzca un cortocircuito es indispensable que haya una fuente que genere la corriente que circulará a través de la falla, es decir, que si no hubiera generadores funcionando o conectados al sistema no habría corrientes de falla. Estas corrientes pueden ser clasificadas en tres categorías, por su secuencia: positiva, negativa o cero.

Las fuentes de secuencia positiva o fuentes activas se consideran las siguientes:

- Generadores de Corriente alterna trifásica
- Motores Síncronos
- Condensadores Síncronos

- Motores de Inducción

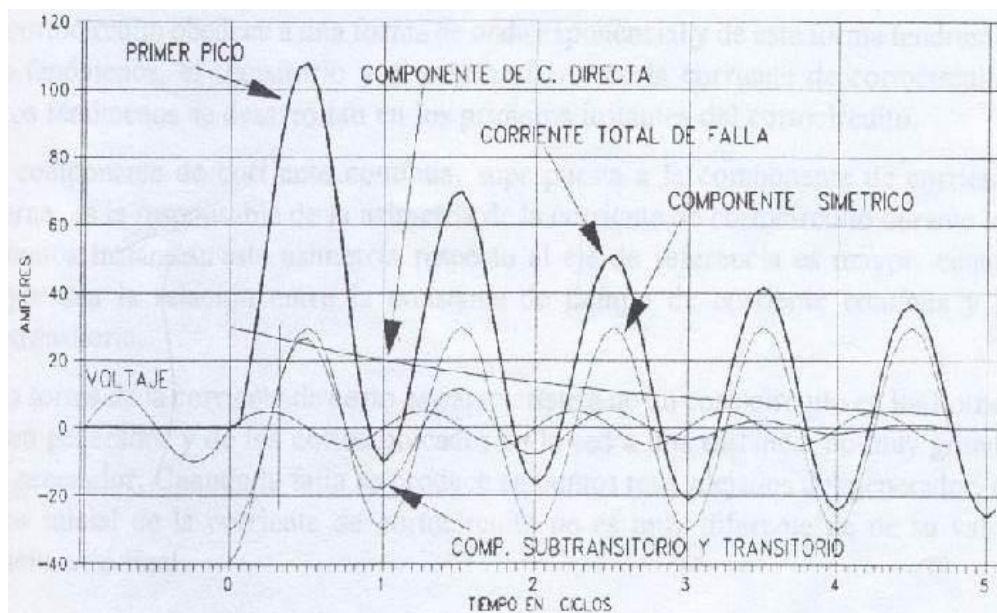
Los generadores son las fuentes principales de corriente ya que están diseñados para suministrar corriente según la demanda de la carga, y su capacidad para suministrar corrientes de falla está directamente relacionada con su impedancia interna, la cual es variable en función del tiempo.

### 2.7.2 Proceso de amortiguamiento

La variación de la impedancia de un generador provoca un amortiguamiento en la corriente de cortocircuito, siendo mayor la corriente al iniciarse la falla y disminuyendo gradualmente hasta estabilizarse después de algunos ciclos.

Este fenómeno es producido por el debilitamiento del campo de excitación provocado por la reacción del inducido durante el desarrollo de la falla, disminuyendo en consecuencia el voltaje en los bornes del generador.

Esta disminución del voltaje en bornes se puede considerar como efecto de un incremento de la impedancia interna del generador. El incremento de la impedancia provoca a su vez el proceso de amortiguamiento de la corriente de falla.



### 2.7.3 Asimetría de los ejes de la corriente de falla

La corriente de cortocircuito se considera formada por dos componentes: la componente de corriente alterna y la componente de corriente directa.

Primero la corriente de cortocircuito alcanza un valor elevado de punta, que es la intensidad de impulso de la corriente de cortocircuito, luego decrece hasta un valor estacionario final llamado corriente permanente de cortocircuito. El fenómeno se desarrolla en forma asimétrica con respecto al eje de referencia en un tiempo relativamente corto.

Si el cortocircuito se produce exactamente al pasar la tensión por cero, la corriente se defasa aproximadamente  $90^\circ$  por la reactancia del generador; en ese instante la corriente debería alcanzar el valor máximo, pero no es así debido al carácter inductivo del circuito y por tanto en ese instante la corriente también vale cero. La compensación necesaria la da, la llamada componente de corriente directa con valor inicial equivalente al valor de punta de la corriente alterna para el instante cero, y que desaparece después de algunos períodos.

#### 2.7.4 Diagrama unifilar y de impedancias

Para obtener un análisis eficiente de un circuito o red, del cual se realiza el estudio de cortocircuito, es conveniente saber obtener el diagrama unifilar y su correspondiente diagrama de impedancias.

Para un circuito con un solo punto de alimentación, el cálculo de cortocircuito es relativamente fácil de realizar, sin embargo muy a menudo las redes se alimentan de varios puntos; y tendremos circuitos separados, circuitos parcialmente comunes o circuitos con mallas.

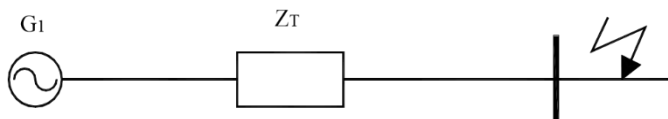


Fig. 2.7.4.1 Cortocircuito con alimentación simple

Para el primer caso el análisis no difiere en gran medida; pues la corriente de cortocircuito equivale a la suma de los valores parciales de los ramales de la red.

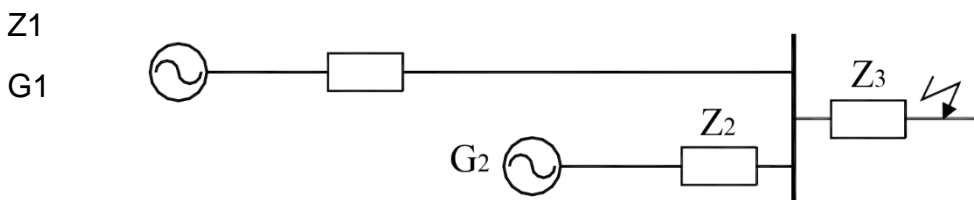


Fig. 2.7.4.2 Cortocircuito con alimentación múltiple a través de circuitos parcialmente comunes

Para el segundo caso ya no es permitido realizar esta simple suma; y por lo tanto se procede a reducir las impedancias de acuerdo al arreglo que presenten hasta el punto de la falla.

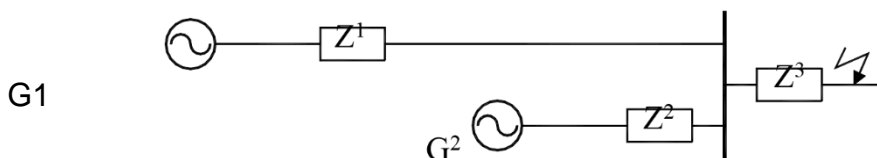


Fig. 2.7.4.3 Cortocircuito con alimentación múltiple a través de circuitos parcialmente comunes

Para el tercer caso se debe reducir el sistema al segundo caso, realizando transformaciones delta estrella en la red.

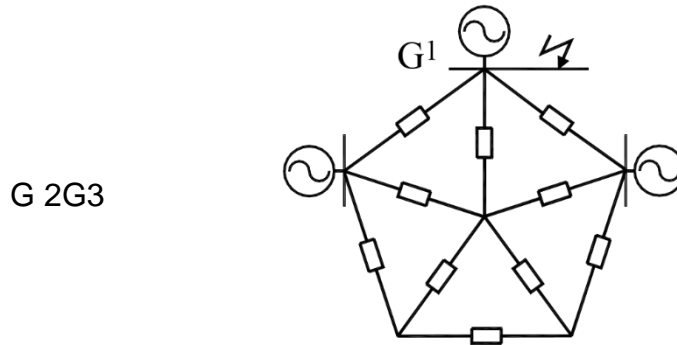


Fig. 2.7.4.4 Circuito con mallas

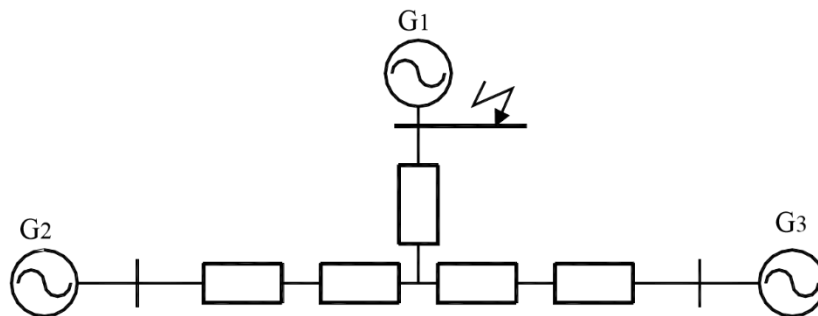


Fig. 2.7.4.5 Reducción del circuito con mallas usando equivalentes delta-estrella

La determinación de las impedancias debe hacerse para todos los elementos que se tienen en la red: generadores, transformadores, líneas, etc. Si en la red se consideran principalmente los valores de reactancia de los generadores, transformadores y bobinas, existiendo líneas aéreas o subterráneas de poca longitud o en paralelo, podrán omitirse las resistencias ohmicas, y la impedancia no diferirá apreciablemente de la reactancia, pues esta última es preponderante. Para el caso contrario, en que se tengan líneas de gran longitud, su omisión hará obtener una impedancia muy baja.

Estos valores de impedancia nos ayudan a realizar los diagramas de secuencia: positiva, negativa y cero, necesarios para el cálculo del cortocircuito.

Para el cálculo de las fallas de fase a tierra, se establecen tres redes, la de secuencia positiva que incluye a todos los elementos y fuentes de corriente. La red de secuencia negativa que incluye a todos los elementos con el mismo valor que en la red de secuencia positiva, excepto las fuentes de corriente



(generadores). Y la red de secuencia cero, que incluye a los elementos con sus valores de secuencia cero. Para esta red de secuencia cero se debe de tener cuidado, pues los transformadores de acuerdo a su conexión en los devanados presentan varias configuraciones respecto a tierra.

Para el cálculo de fallas trifásicas y en condiciones balanceadas, sólo existe secuencia positiva. Las redes de secuencia deben conectarse en serie para el análisis correcto de cortocircuito.

### 2.7.5 Cantidades en por unidad

Para realizar los cálculos de cortocircuito, los valores de las impedancias se manejan en el sistema llamado “pu” (por unidad), así también los valores de voltaje y corriente; esto es, debido a que en los sistemas que se analizan se trabajan diferentes niveles de tensión, lo que hace difícil el manejo de las redes, por tanto, se establece éste sistema en el cual todos los valores se manejan en por ciento o por unidad de un valor conocido que nosotros establecemos. Generalmente la unidad que se escoge para el valor base de nuestros cálculos, son los voltamperios, que para las cantidades de nuestro sistema se manejan en mega voltamperios (MVA), porque esta unidad nos relaciona la tensión y la corriente; y así tendremos:

Sistema en por unidad

Dados MVA trifásicos y kV fase-fase

Corriente Base

$$I_b = \frac{(MVA)(1000)}{\sqrt{3}KVb}$$

Impedancia Base

$$Z_b = \frac{(KVb)(1000)}{\sqrt{3}I_b MVA_b} = (KVb)^2$$

Así nuestros valores por unidad serán:

$$I_{pu} = \frac{I(amp)}{I_b} \quad Z_{pu} = Z(Ohms)Z_b$$

Si nuestros valores base son monofásicos, es decir:

$$MVA_{b1\phi} = \frac{MVA_{b3\phi}}{3}$$

$$KV_{b1\phi} = \frac{KV_{b3\phi}}{\sqrt{3}}$$

$$I_b = \frac{MVAb3\phi}{KVb1\phi} (1000)$$

$$Z_b = \frac{KVb1\phi}{I_b} (1000) = \frac{(KVb1\phi)^2}{MVAb1\phi}$$

Cuando el fabricante nos proporciona los datos de los transformadores en % (por ciento), y sabemos que  $Z\% = 100 Z_{pu}$ , el valor en por unidad para transformadores será:

$$Z_{tpu} = \frac{\%Z_t}{MVAnomt}$$

En la mayoría de los cálculos de cortocircuito se escoge como base una potencia de 100 MVA y como tensión base, la tensión propia del punto que se analiza. La potencia base puede ser un valor arbitrario que nosotros queramos, por ejemplo el valor en MVA del generador más grande de nuestro sistema.

### 2.7.5 Selección y cambio de bases

La gran ventaja del sistema en por unidad es que el resultado de la multiplicación o división de dos cantidades en por unidad, es otra cantidad en por unidad también; y para obtener el valor en amperes, ohms o volts de una cantidad en por unidad, basta con multiplicar dicho valor por la corriente de base, impedancia base o tensión base considerada para el punto en análisis.

Para efectuar un cambio de base podemos establecer que sí:

$$pu1 = \frac{Z(\text{ohms})}{(KVb1)^2} MVAb1$$

$$pu1 = \frac{Z(\text{ohms})}{(KVb1)^2} MVAb1$$

Despejando Z (ohms) e igualando las ecuaciones:

$$\frac{(Zpu1)(KVb1)^2}{MVAb1} = \frac{(Zpu2)(KVb2)^2}{MVAb2}$$

De donde podemos obtener:

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \left( \frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} \right) \left( \frac{KV_{b1}^2}{KV_{b2}} \right)$$

### 2.7.6 Valores de la corriente de cortocircuito

Una vez obtenidos los valores de las impedancias de los elementos del circuito, y reducidas las redes de secuencia, el cálculo de la corriente de cortocircuito se obtiene como sigue:

Para falla trifásica:

Para esta falla sólo se utiliza la red de secuencia positiva con la impedancia equivalente al punto de falla.

$$I_{cc3\phi} = \frac{E_1}{Z_1}$$

$E_1 = 1 \text{ pu}$  = tensión en por unidad a la falla

$Z_1$  = Impedancia equivalente al punto de falla de secuencia positiva en por unidad

O bien

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{Z_1}$$

Este valor está en por unidad y para obtener el valor en amperes debemos multiplicarlo por la corriente base ( $I_b$ )

$$I_{amp} = I_{pu} \times I_b$$

$$I_{amp} = I_{pu} \times I_b$$

La potencia de cortocircuito trifásica es:

$$MVA_{cc3\phi} = (MVA_b)(I_{cc3\phi} \text{ pu}) = \frac{100}{Z_1}$$

Considerando  $MVA_b = 100$ , y este valor ya está en MVA

#### Para falla monofásica

Para esta falla se utilizan los tres diagramas de secuencia conectados en serie, y las impedancias de los transformadores en secuencia cero y positiva son iguales y sólo difieren en su conexión al circuito, de acuerdo a su conexión interna de devanados, (la conexión delta impide la aportación de secuencia cero). Las impedancias de secuencia cero de las líneas se calculan usando el procedimiento matemático más complejo que no se analiza aquí, pero ya existen tabulaciones con dichos valores dados en ohms/milla ú ohms/km. Para nuestro objetivo, se considerará que dichos valores ya están en los problemas.

$$I_{cc1\phi} = \frac{3E_1}{(2Z_1 + Z_0)}$$

$E_1 = 1$  por unidad = tensión en por unidad al punto de falla

$Z_0$  = Impedancia equivalente de secuencia cero al punto de falla en por unidad

O bien

$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{(2Z_1 + Z_0)}$$

Nuevamente este valor está en por unidad y para obtener su valor real en amperes se debe multiplicar por la corriente base al punto de falla.

La potencia de cortocircuito monofásica es:

$$MV_{Acc1\phi} = (MV_{Ab})(I_{cc1\phi}) = (100)(I_{cc1\phi}) = \frac{300}{(2Z_1 + Z_0)}$$

Considerando la potencia base  $MVA_b = 100$  MVA

## 3. Desarrollo

### 3.1. Descripción de los circuitos realizados

En la red del estado de Chiapas se cuenta con dos esquemas de tiros de carga DAC 1 y DAC 2 ambos actúan ante el disparo del ANG T6 pero en diferentes condiciones. La finalidad de estos esquemas es evitar sobrecargas sobre los elementos fuente de las Zonas San Cristóbal y Tapachula, así como también evitar el colapso de voltaje de éstas.

Enseguida se muestra la tabla que describe la condición actual de los esquemas DAC 1 y DAC 2.

A su vez el estado de Chiapas, cuenta con una red de 115 kV poco mallada y la red de 400 kV un tanto radial, por lo que al tener librado un Transformador fuente de 400 a 115 kV y perder algún otro, o al tener librado una Línea de 400 kV y perder otra de estas, o incluso en condición de demanda máxima con red completa y perder un Transformador fuente, se presentan bajos voltajes y sobrecargas en elementos de la red (bancos de transformación y/o Líneas de Subtransmisión). Por lo anterior se requiere reevaluar los esquemas que se

tienen y proponer nuevos Esquemas de Acción Remedial para soportar las contingencias que puedan presentarse sin llegar a afectar totalmente la carga del estado de Chiapas.

### **Diagrama unifilares**

El diagrama unifilar es la forma en que se representa al equipo primario y de protecciones en forma simplificada, y nos guía rápidamente en la identificación del equipo cuchillas, interruptores y esquemas de protecciones.

Diagrama unifilar S.E El Sabino sección de 400 y 115 kv y se muestran en las figuras siguientes.

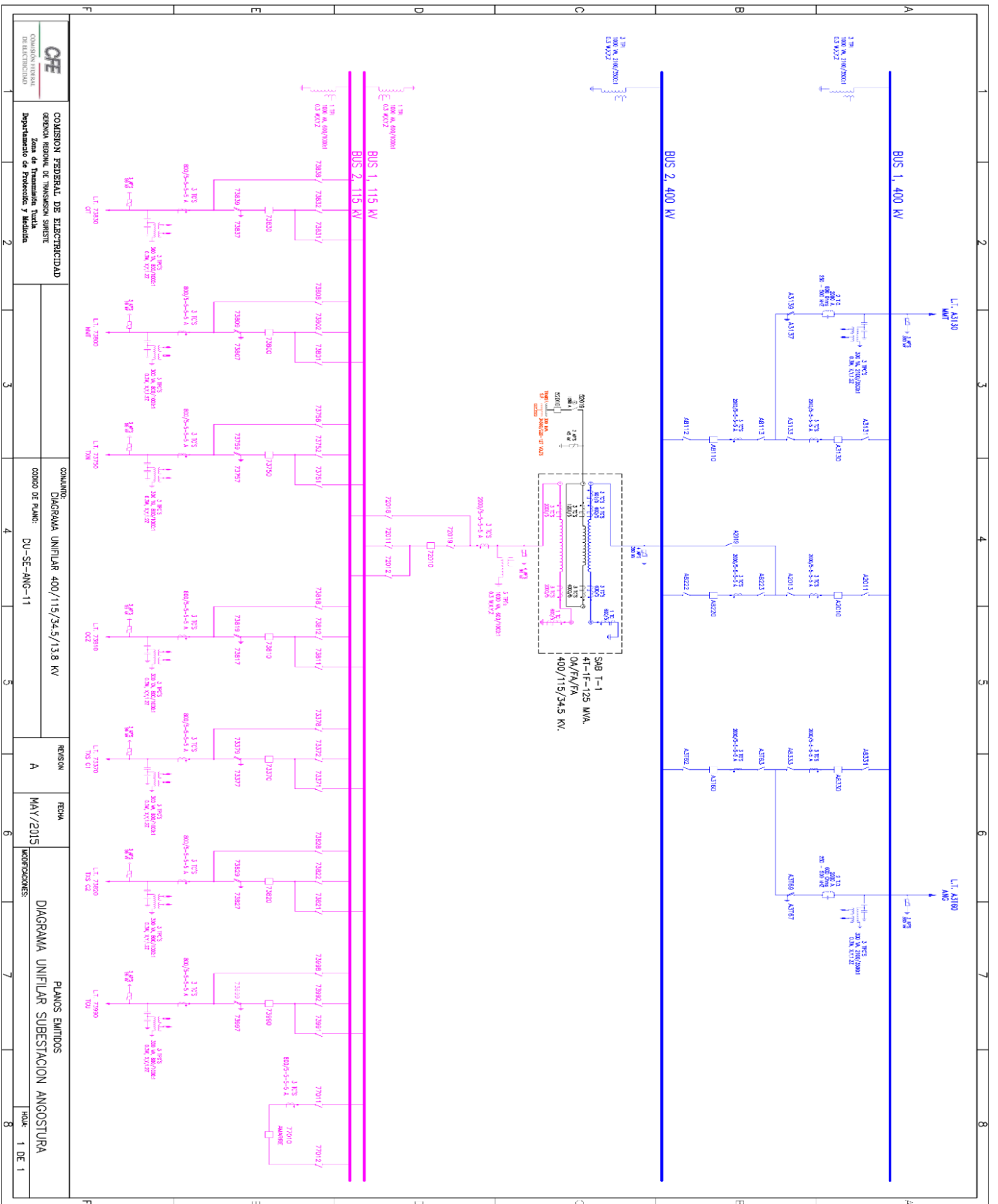


Fig. 3.1.1 diagrama unifilar S.E. SABINO

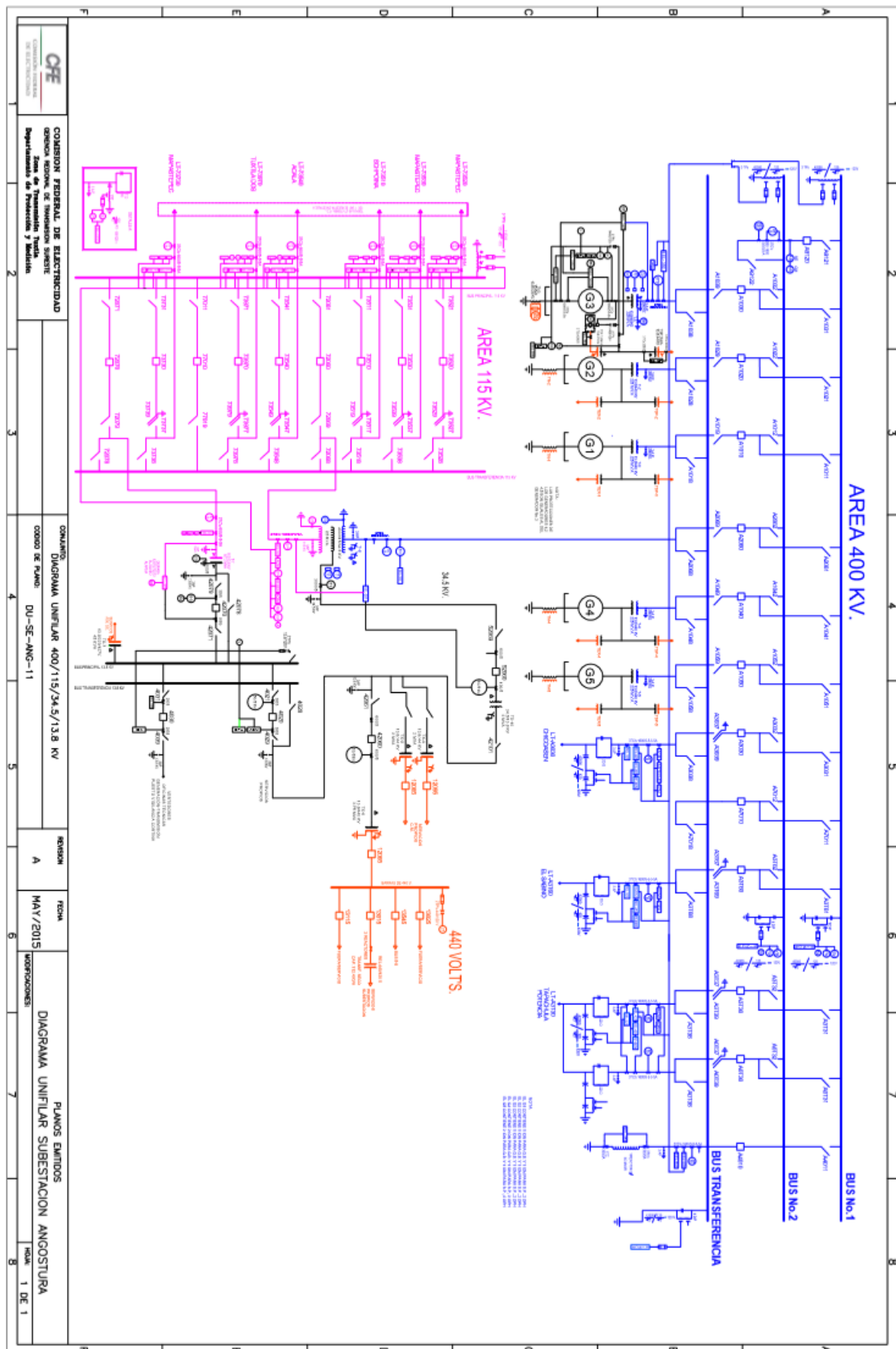


Fig. 3.1.2 Diagrama unifilar S.E. ANGOSTURA

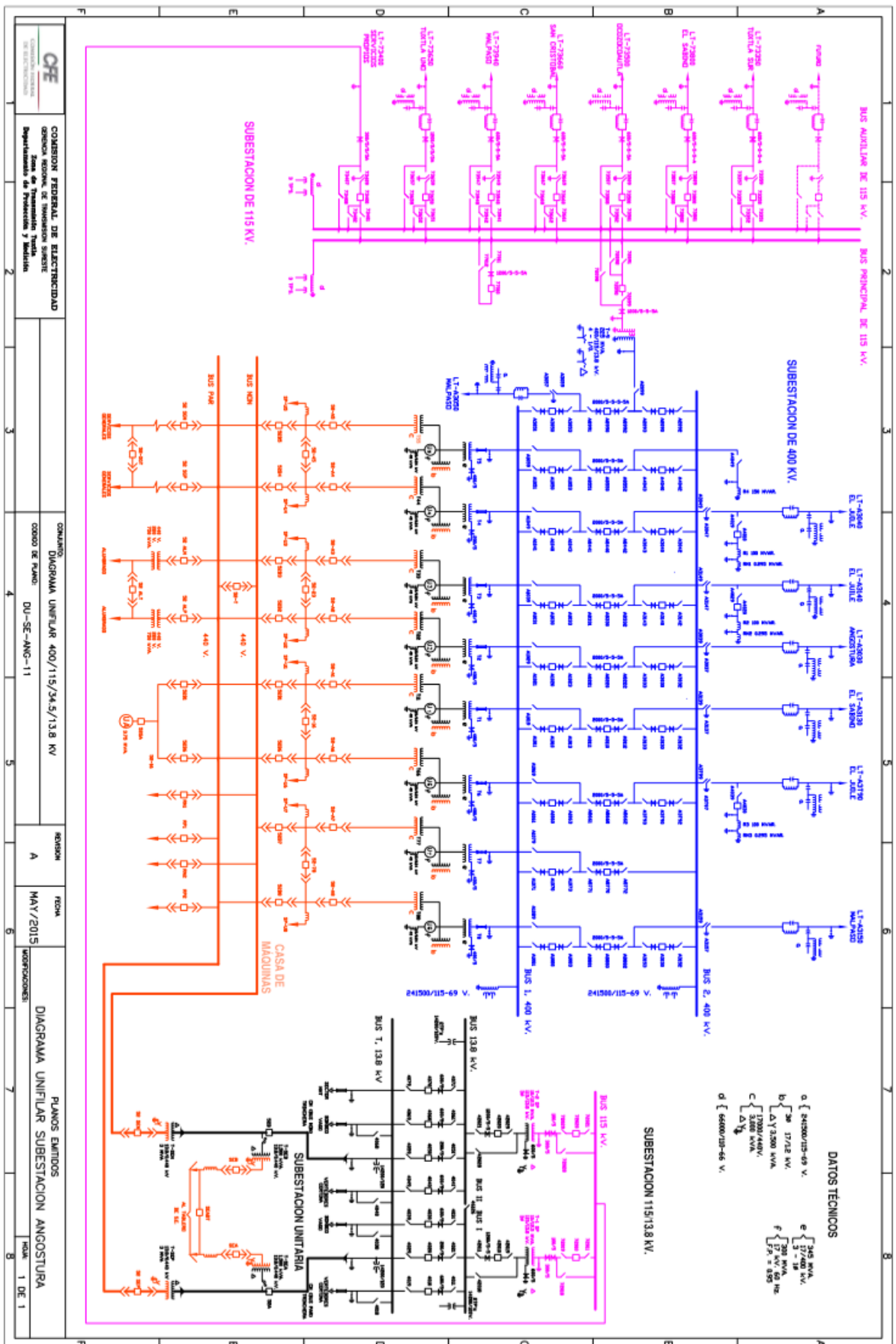


Fig. 3.1.3 Diagrama unifilar S.E. MMT



Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos:

Sistema radial (menos confiabilidad y más económico) En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro.

Sistema radial

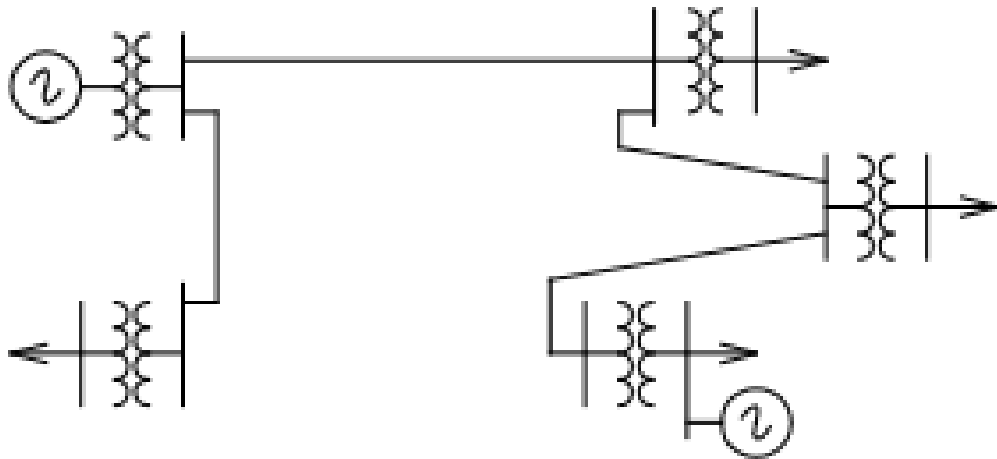


Fig. 3.1.4 Sistema radial

Sistema en anillo (mayor confiabilidad y más caro) Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

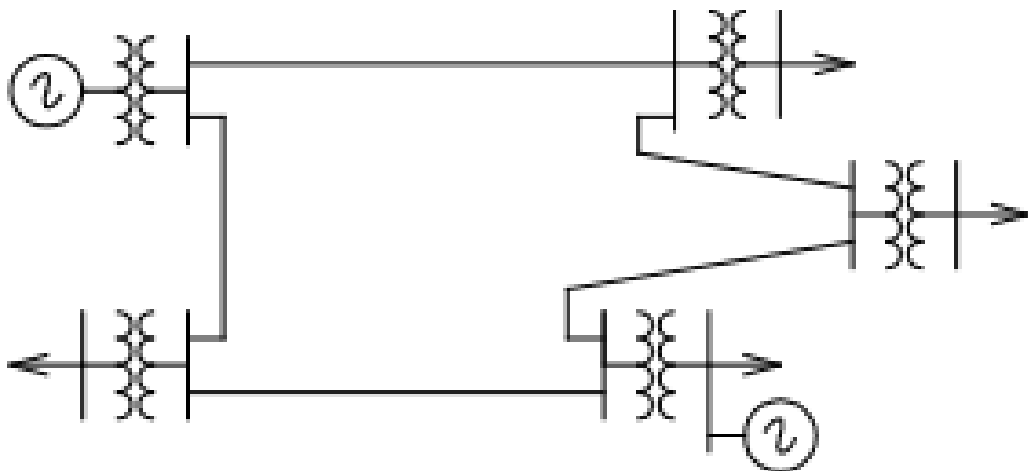


Fig. 3.1.5 Sistema en anillo

Red (mayor confiabilidad y costo) Con éste tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.

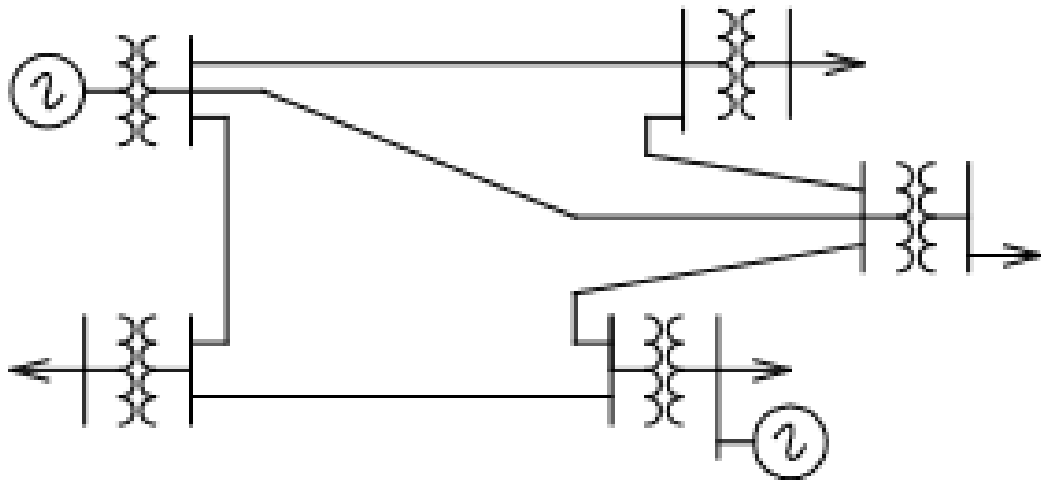


Fig. 3.1.6 Red

Actualmente las S.E. del sureste cuentan con el sistema de conexión en anillo, con una mayor confiabilidad mayor, ya que cuenta con doble alimentación. Esto generalmente es muy útil cuando hay libranzas de mantenimiento o puestas en servicio.

### 3.2. Descripción de los programas realizados

#### DAC 1

Se propone como flujo a monitorear la carga en MW de THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970 (considerando signos del flujo) en lugar de sólo la carga en MVA del ANG T6, ya que la carga de dicho banco depende no solo de la demanda de la Zona sino que también depende del despacho de la CH ANG. Se sugiere que éste esquema incluya las siguientes condiciones: L. THP T1 y D. del ANG T6 o L. ANG B1 400 kV y D. ANG B2 400 kV o L. ANG-A3030-MMT sin generación en la CH ANG y D. ANG-A3T60-SAB. Se proponen 2 pasos para el DAC 1

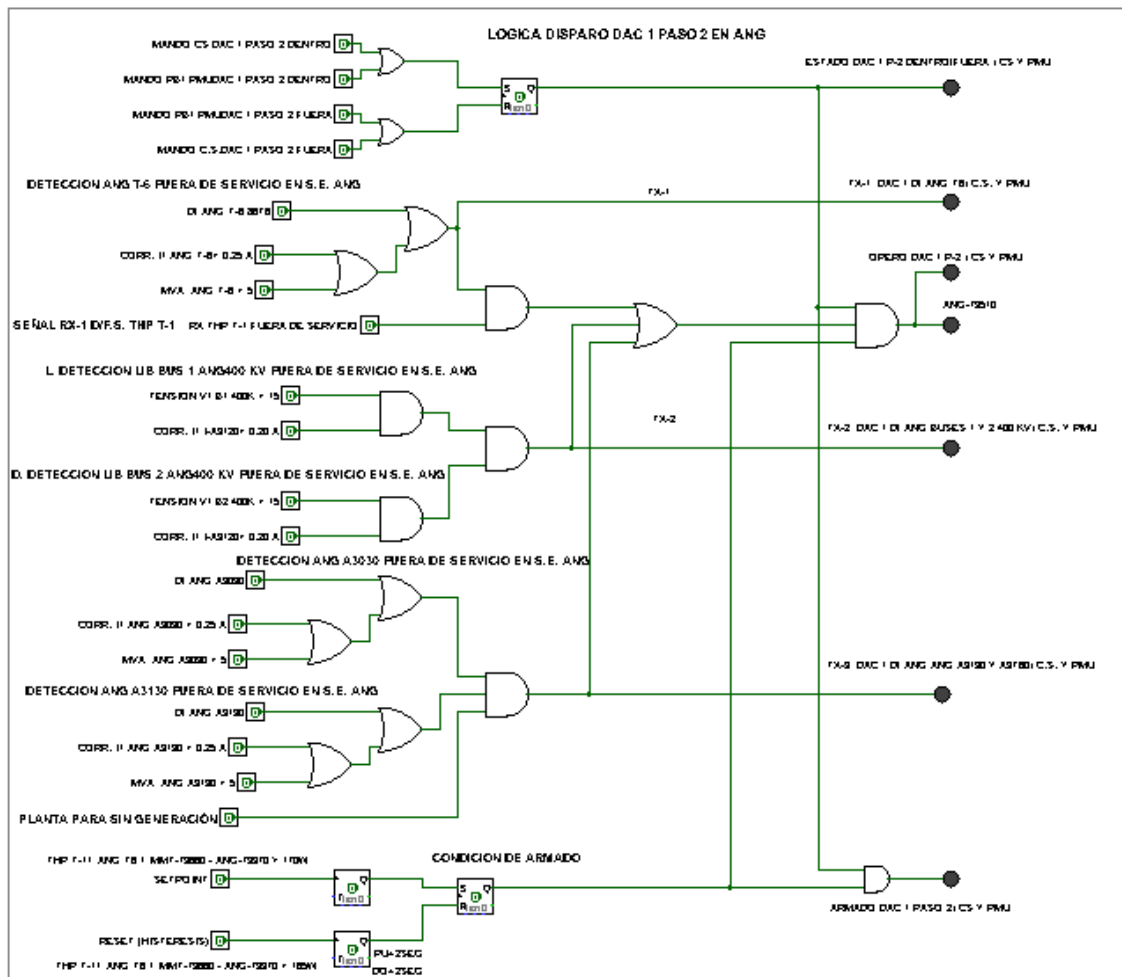


Fig. 3.2.1 Lógica DAC 1 paso 2 en ANG

## DAC 1 PASO 1.

Posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970  $\geq$  145 MW, actuando sobre interruptor ANG-73510 con una afectación de 25 MW de carga en demanda Media. La función de dicho esquema es evitar sobrecarga en la LT TGD-73970-GIA y colapso de voltaje en las Zonas San Cristóbal y Tapachula.

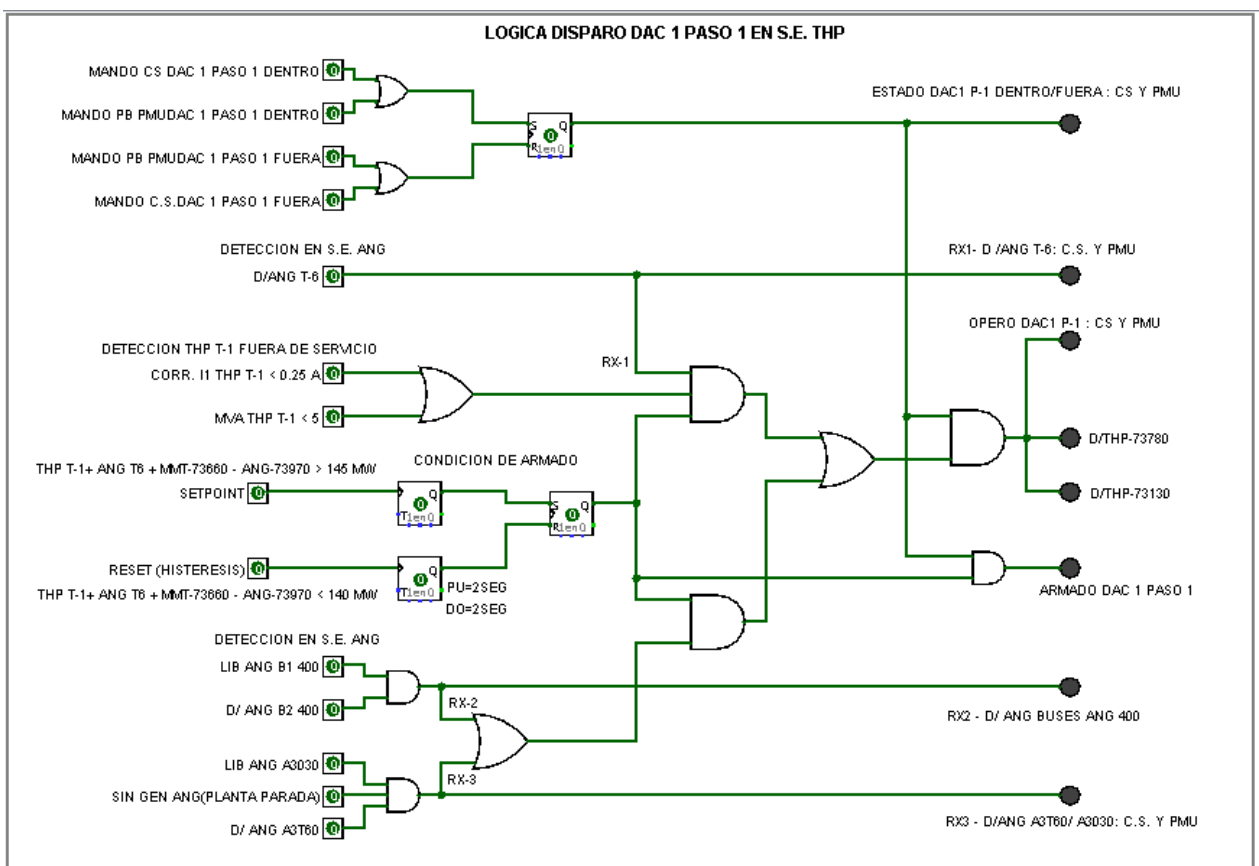


Fig. 3.2.2 lógica DAC 1 paso 1 en S.E. THP

## DAC 1 PASO 2.

Posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970  $\geq 160$  MW, actuando sobre los interruptores ANG-73510, THP-73780 y THP-73130 con una afectación total de 45 MW de carga en demanda Media. Este paso 2 del DAC 1 se propone debido a que a partir de cierta demanda tirando únicamente la carga de la LT ANG-73510-SCH no es suficiente para evitar sobrecarga en la LT TGD-73970-GIA y colapso de voltaje en las Zonas San Cristóbal y Tapachula.

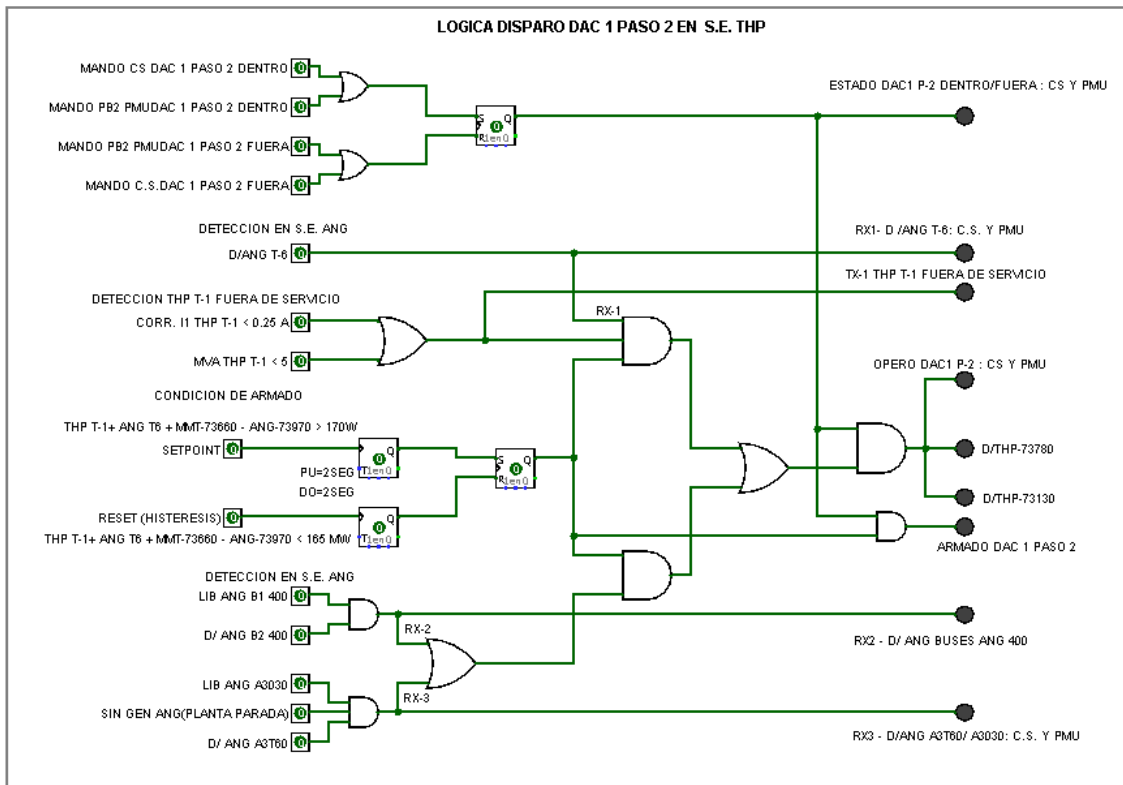


Fig. 3.2.3 Lógica DAC 1 paso 2 en S.E. THP

## DAC 2 (Red completa y D. del ANG T6)

Posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970  $\geq 250$  MW, se propone que únicamente actúe sobre ANG-73510 afectando de 50 a 65 MW de carga en demanda Máxima y no sobre ANG-73540 y ANG-93970 porque la apertura de estos dos interruptores seccionan la red provocando que la LT MMT-73660-CRI se cargue considerablemente, además de bajos voltajes en la Zona San Cristóbal y altos voltajes en Subestaciones de la Zona Tapachula. Con los enlaces cerrados no se presentan dichas problemáticas y no se tiene la red seccionada. La función de dicho esquema es evitar colapso de voltaje en las Zonas San Cristóbal y Tapachula.

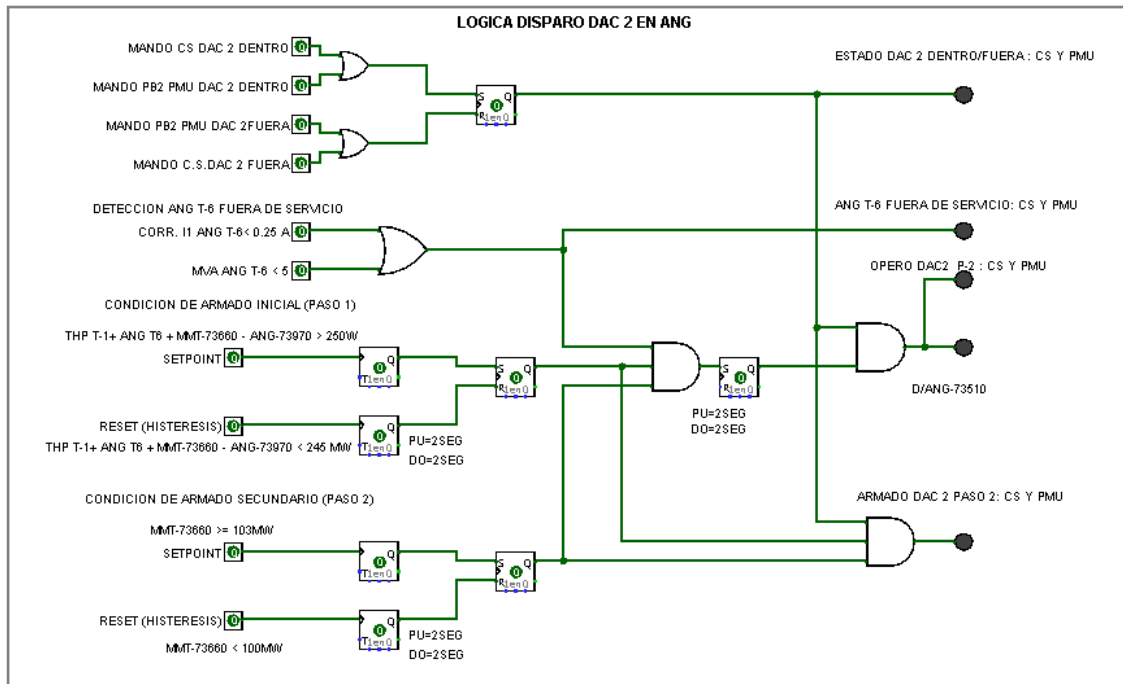


Fig. 3.2.4 Lógica DAC 2 en ANG

### DAC 3 (Red completa y D. del THP T1)

El posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970  $\geq 200$  MW, actuando sobre los interruptores THP-73780 y THP-73130 que equivale a una afectación total de 25 MW de carga en demanda Máxima. La problemática ante disparo del THP T1 son bajos voltajes en la Zona Tapachula del orden de 106 kV por lo que a partir del flujo mencionado es necesario el tiro de carga para no llegar a colapsar por bajo voltaje.

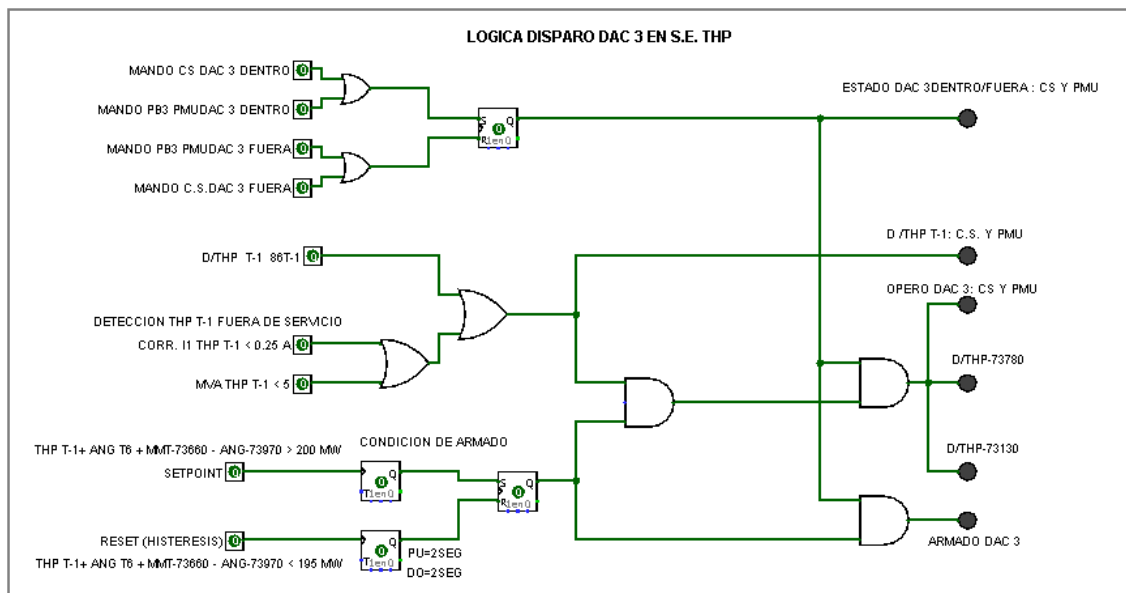


Fig. Lógica DAC 3 en S.E THP

### DAC 4 (Red completa y D. del SAB T1)

El posicionamiento a partir de un flujo SAB T1 + MMT T9 + ANG-73970 + ARR-73450 + MPS-73940 – MMT-73660  $\geq 240$  MW, actuando sobre los interruptores OCZ-73490, OCZ-42010, OCZ-42020, CIT-42010, CIT-42020 que equivale a una afectación total de 55 MW de carga en demanda Máxima. La problemática ante disparo del SAB T1 son bajos voltajes en la Zona Tuxtla del orden de 108 kV, solo que LGZ-115 y VFD-115 con voltajes del orden de 104 kV, por lo que a partir del flujo mencionado es necesario el tiro de carga.

### DAC 5 (L. SAB T1 y D. del ANG T6)

El posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + SAB T1 + MMT T9 + MPS-73940 + ARR-73450  $\geq 405$  MW, actuando sobre los interruptores OCZ-73490, OCZ-42010, OCZ-42020, CIT-42010, CIT-42020 y GIA-42020, que equivale a una afectación total de 50 MW de carga en demanda Media. La problemática al tener fuera simultáneamente los bancos SAB T1 y ANG T6 son

bajos voltajes en las Zonas Tuxtla y San Cristóbal del orden de 107 kV por lo que a partir del flujo mencionado es necesario el tiro de carga para no llegar a colapsar por bajo voltaje.

### DAC 6 PASO 1 (L. SAB T1 y D. del MMT T9)

El posicionamiento a partir de un flujo SAB T1 + MMT T9 + ANG-73970 + ARR-73450 + MPS-73940 – MMT-73660  $\geq$  130 MW, actuando sobre los interruptores OCZ-73490, OCZ-42010, OCZ-42020, CIT-42010, CIT-42020 y GIA-42020, que equivale a una afectación total de 30 MW de carga en demanda Media. La problemática al tener fuera simultáneamente los bancos SAB T1 y ANG T6 son bajos voltajes en la Zonas Tuxtla del orden de 106 kV y sobrecarga en el MPS T7 del 26.5% (63.3 MVA) de su capacidad nominal (50 MVA) por lo que a partir del flujo mencionado es necesario el tiro de carga.

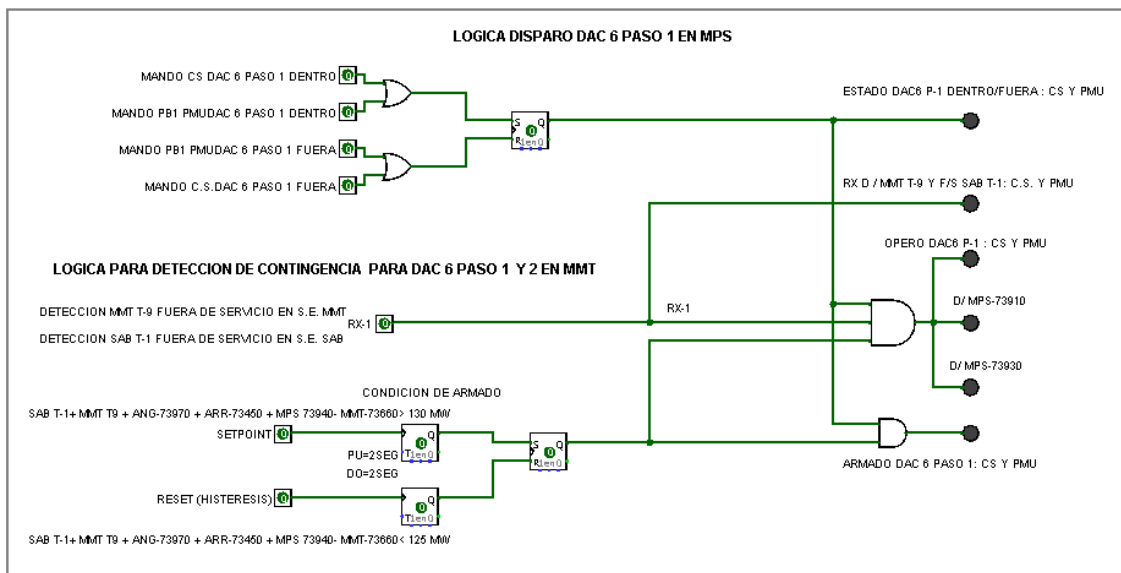


Fig. 3.2.5 Lógica DAC 6 paso 1 en MPS

### DAC 6 PASO 2 (L. SAB T1 y D. del MMT T9)

El posicionamiento a partir de un flujo SAB T1 + MMT T9 + ANG-73970 + ARR-73450 + MPS-73940 – MMT-73660  $\geq$  155 MW, actuando sobre los interruptores OCZ-73490, OCZ-42010, OCZ-42020, CIT-42010, CIT-42020, GIA-42020, TGD-42010, TXN-42010 y TGU-42020 que equivale a una afectación total de 78 MW de carga en demanda Media. La problemática al tener fuera simultáneamente los bancos SAB T1 y ANG T6 son bajos voltajes en la Zonas Tuxtla del orden de 106 kV y sobrecarga en el MPS T7 del 32.1% (66 MVA) de su capacidad nominal (50 MVA) por lo que a partir del flujo mencionado es necesario un tiro de carga adicional al DAC 6 paso 1.



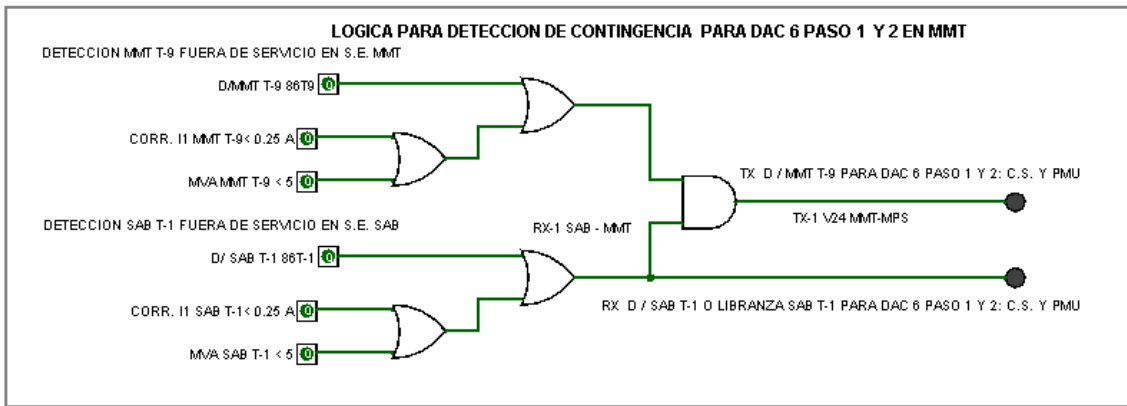


Fig. 3.2.6 Lógica DAC 6 paso 1 y 2 en MMT

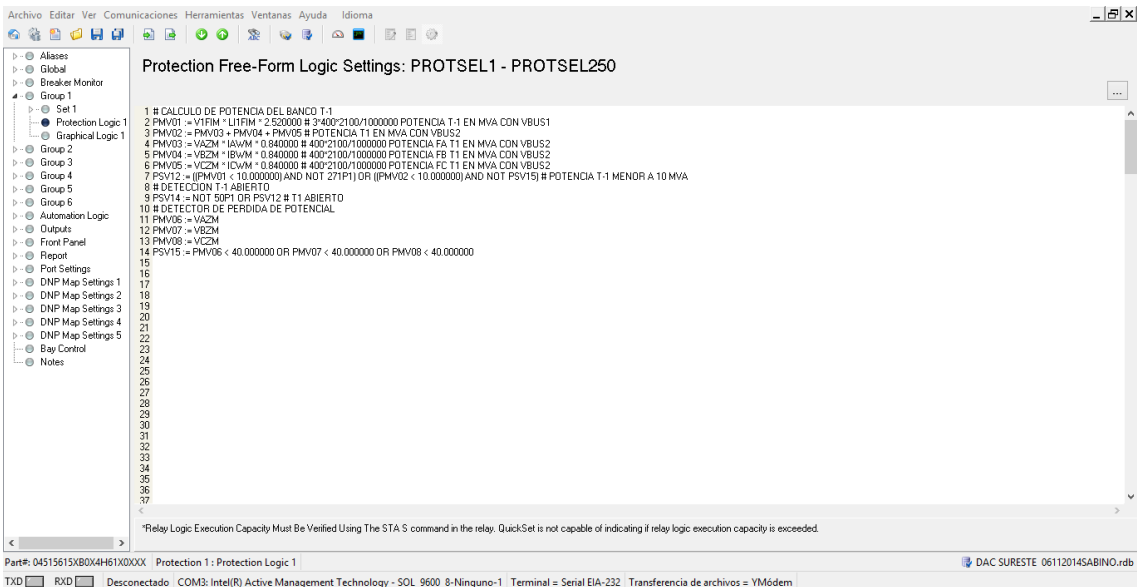


Fig. 3.2.7 software de SEL.

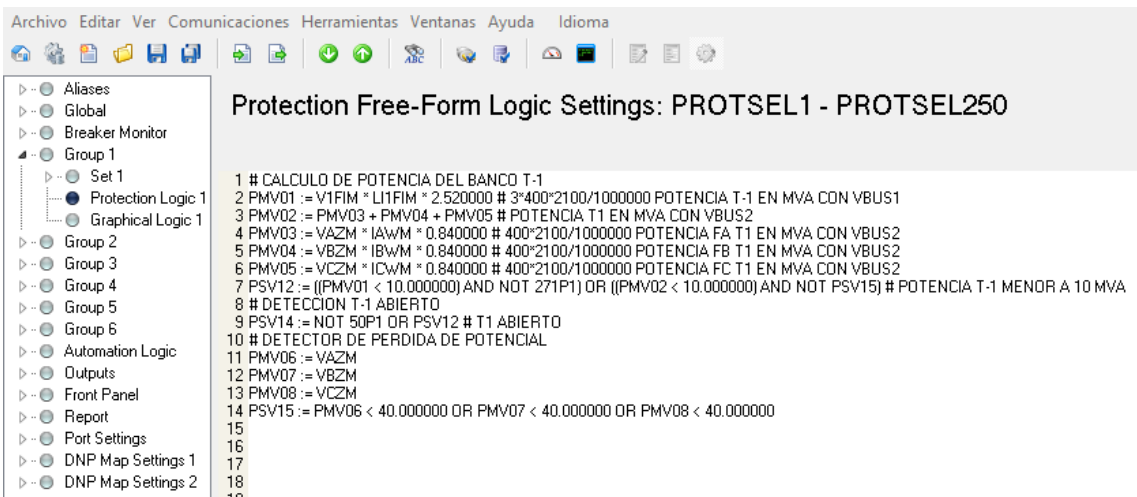


Fig. 3.2.8 Programación de la lógica S.E. SABINO

## DAC 7 (L. ANG-A3030-MMT y D. MMT-A3130-SAB)

El posicionamiento a partir de un flujo THP T1 + ANG T6 + SAB T1 + MMT T9 + MPS-73940 + ARR-73450  $\geq$  330 MW, actuando sobre los interruptores ANG-73510, THP-73780 y THP-73130, que equivale a una afectación total de 50 MW de carga en demanda Media. La problemática al tener fuera simultáneamente ANG-A3030-MMT y MMT-A3130-SAB, es el banco MMT T9 con sobrecarga del 29.8% (292.2 MVA) de su capacidad nominal (225 MVA), el banco MPS T7 sobrecargado 20.3% (60.1 MVA) de su capacidad nominal (50 MVA), caída de voltaje 5 kV por debajo del nominal, por lo que se requiere el tiro de carga principalmente para aliviar sobrecarga en los bancos.

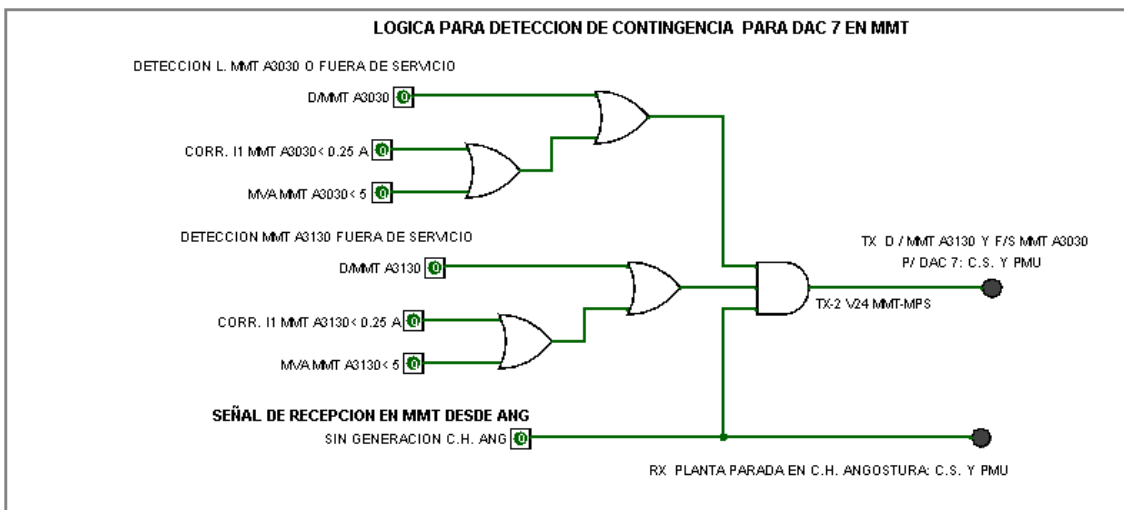


Fig. 3.2.9 Lógica DAC 7 en MMT

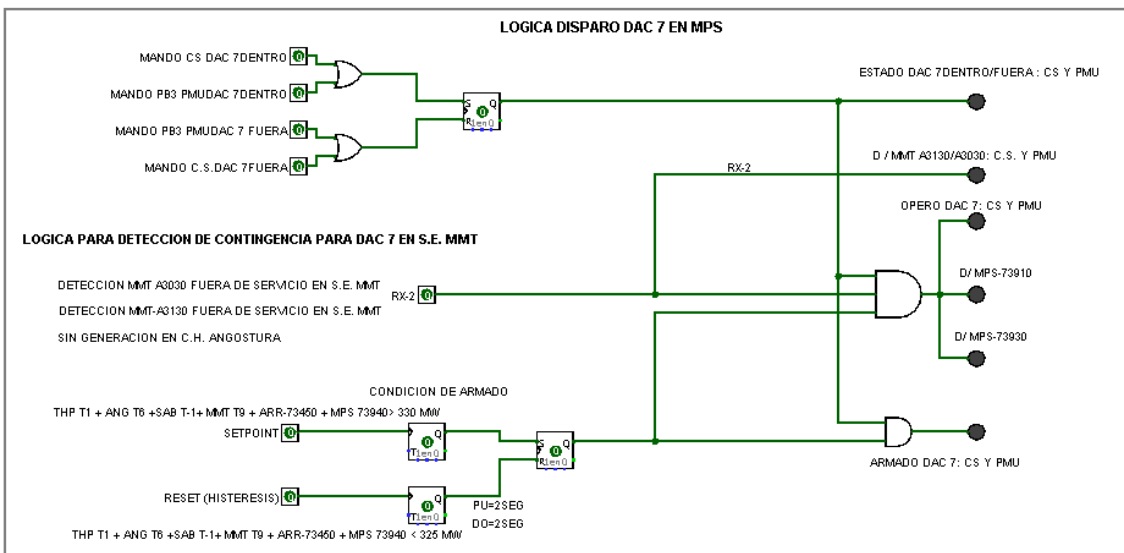
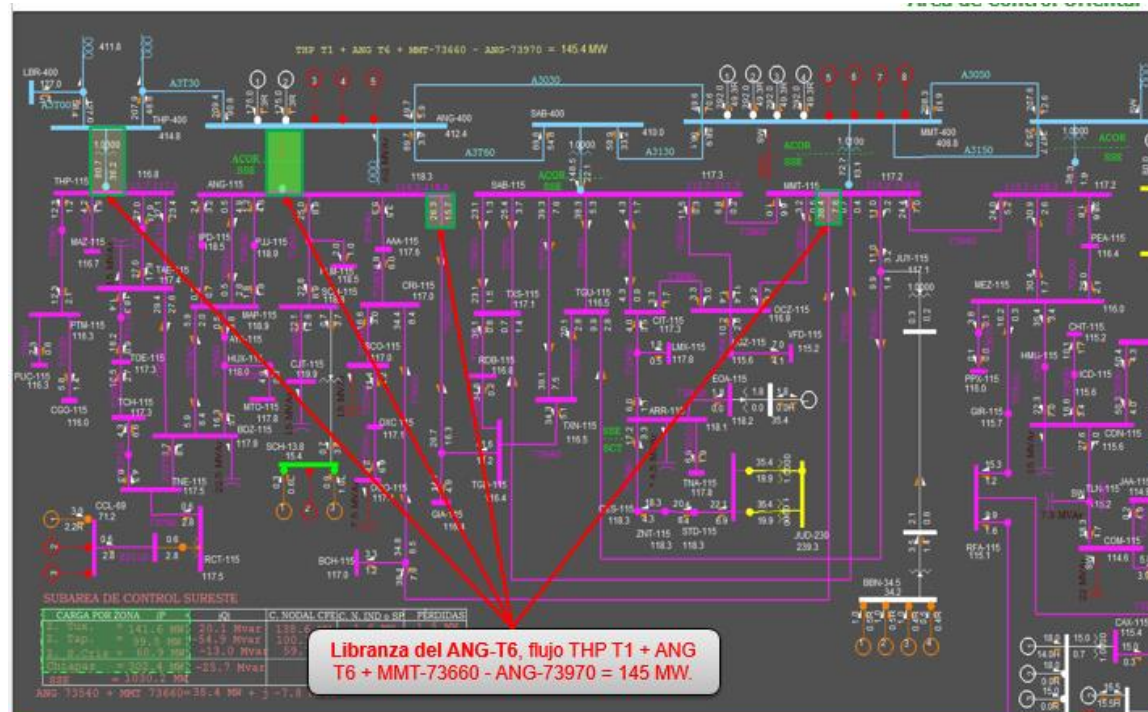
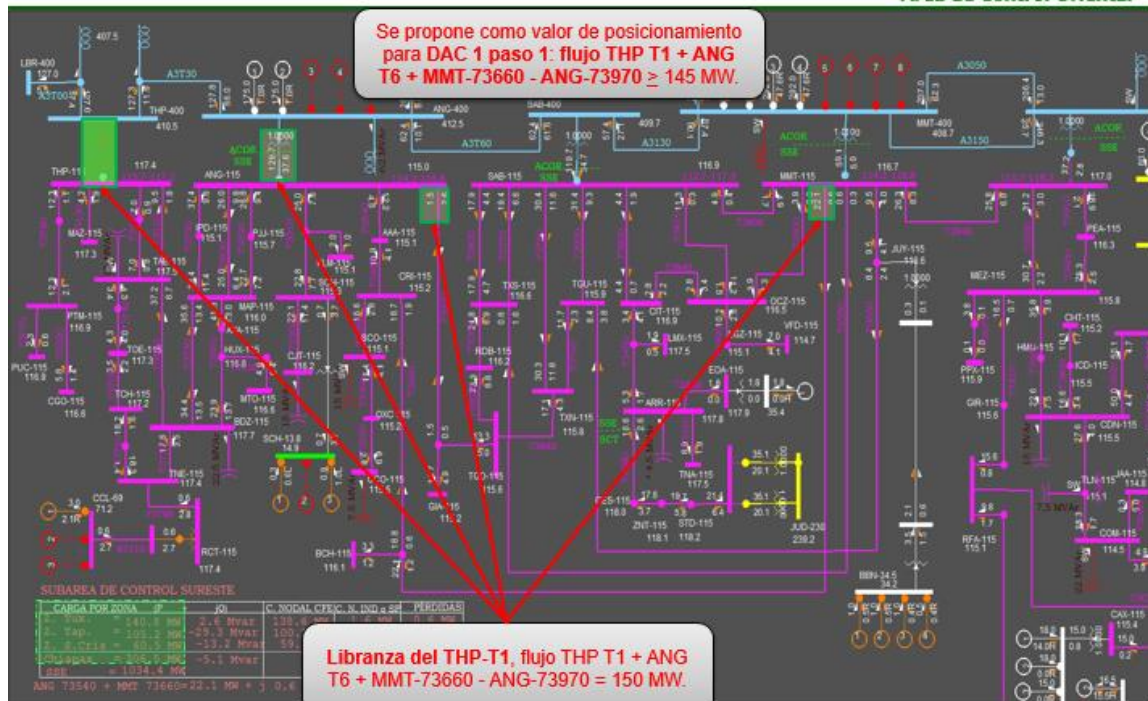


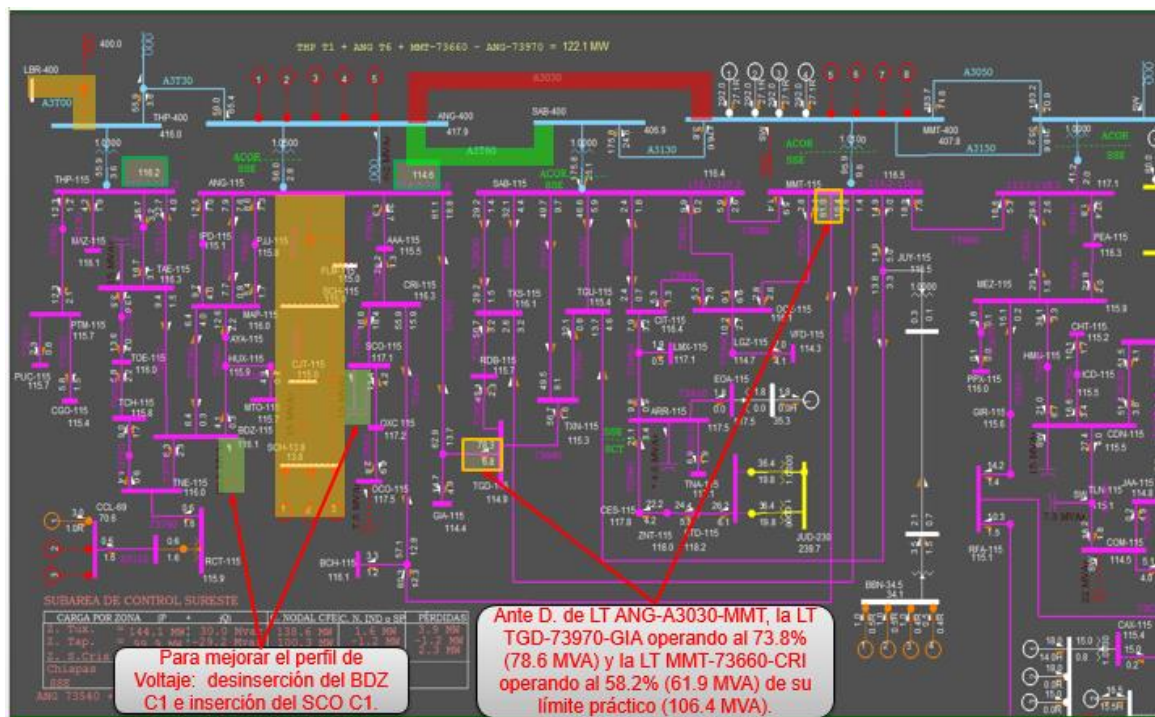
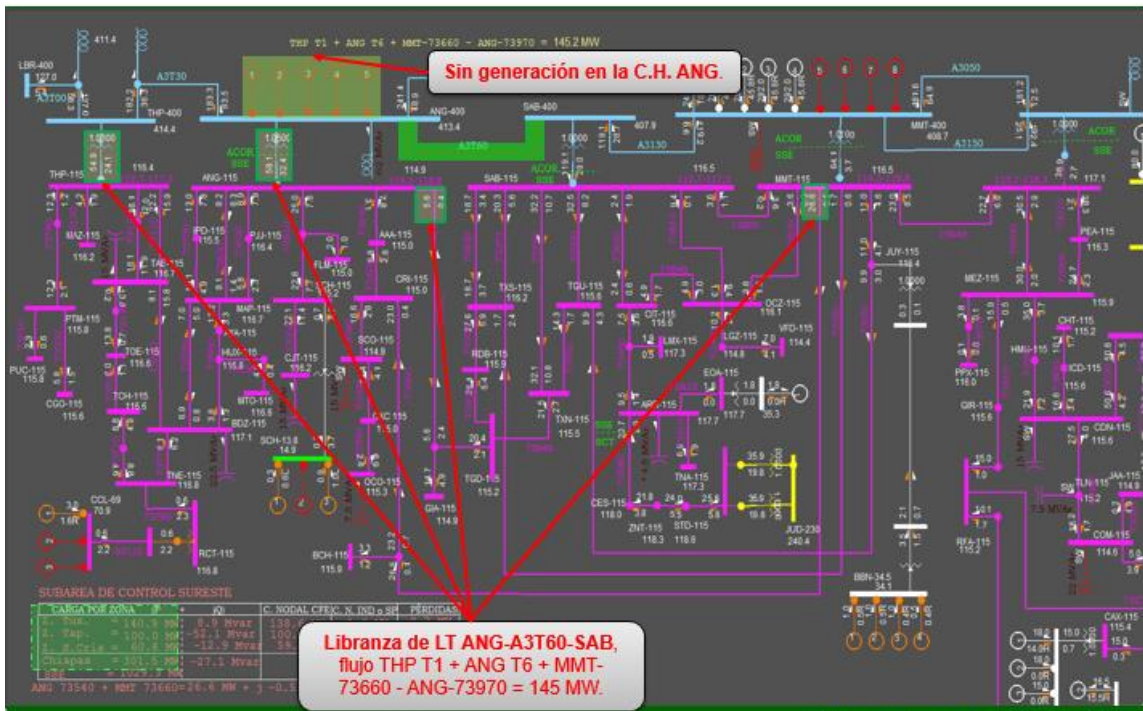
Fig. 3.2.9 Logica DAC 7 en MPS

### 3.3. Simulaciones, analisis y validacion

SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA OPERACIÓN DEL DAC 1 EN DEMANDA MEDIA DE DOMINGO DE NOVIEMBRE 2012

(CHIAPAS = 306 MW, CH CCL = 3 MW).

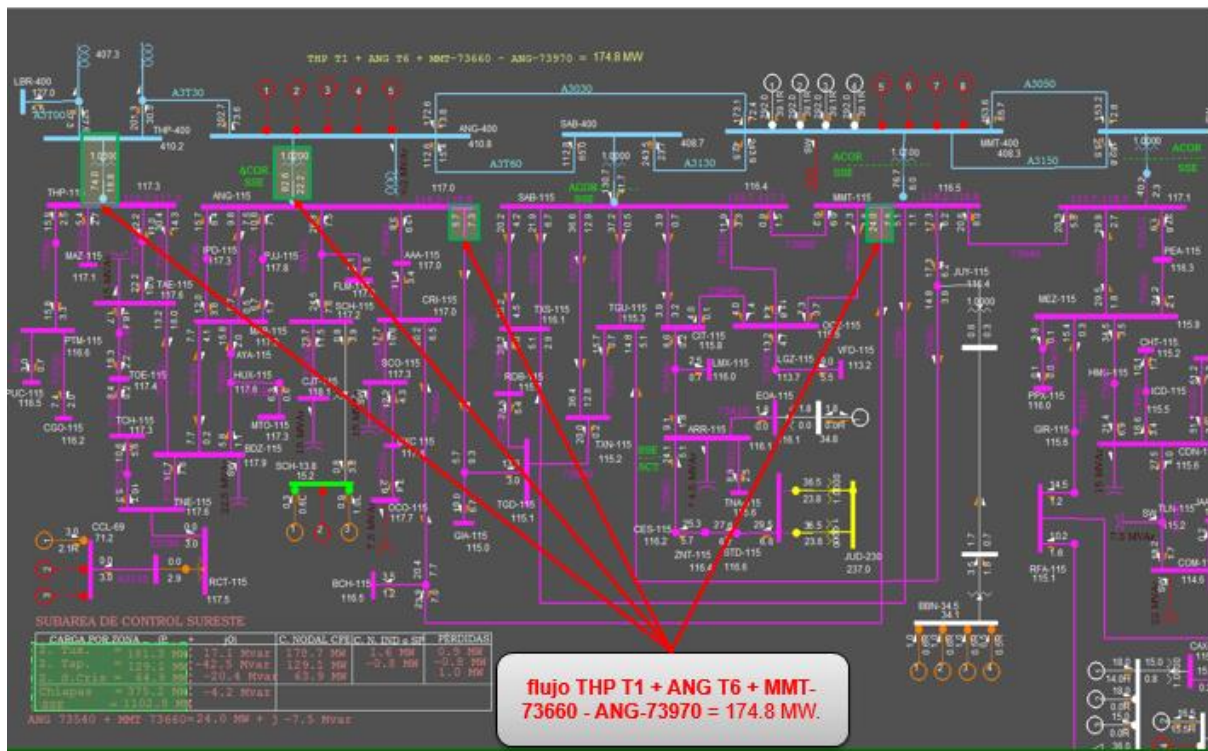




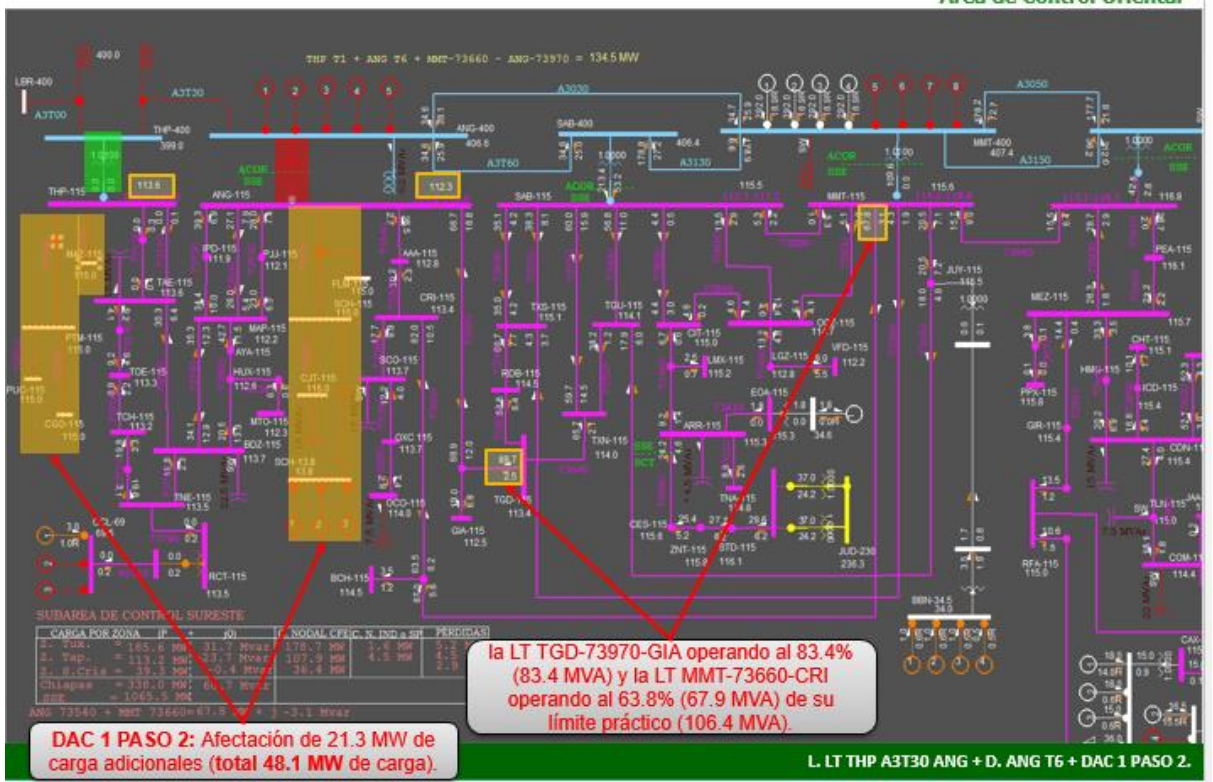
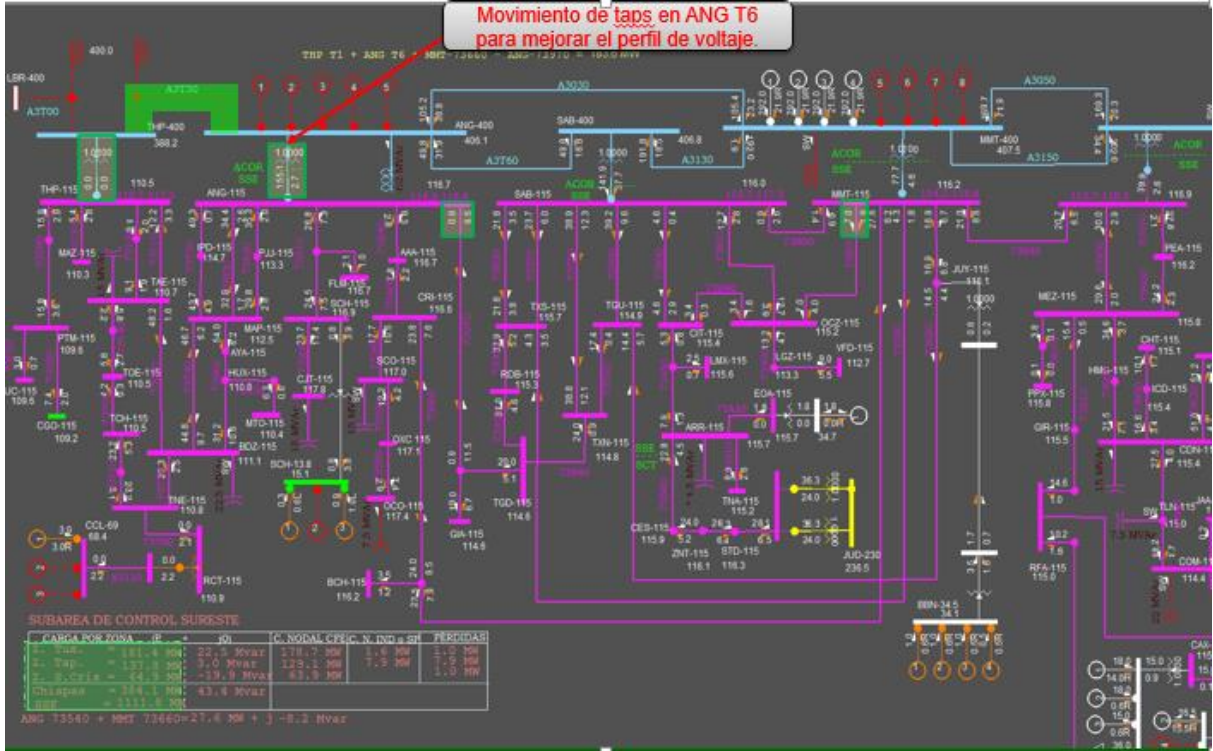
EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 1 paso 1	1) LIBRANZA THP-A3T30-ANG Y/O THP-T1 2) LIBRANZA ANG T6 3) LIBRANZA ANG B1 400 kV O ANG B2 400 kV 4) SIN GENERACIÓN CH ANG LIBRANZA ANG-A3T60-SAB 5) SIN GENERACIÓN CH ANG LIBRANZA ANG-A3030-MMT	1) ANG-T6 2) THP-A3T30-ANG Y/O THP-T1 3) Barra en Servicio (ANG B2 400 kV O ANG B1 400 kV) 4) ANG-A3030-MMT 5) ANG-A3T60-SAB	CONECTA: $145 \text{ MW} \leq \text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{MMT-73660} - \text{ANG-73970}$  DESCONECTA: $\text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{MMT-73660} - \text{ANG-73970} < 145 \text{ MW}$	DISPARA ANG-73510

SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA OPERACIÓN DEL DAC 1 PASO 2 EN DEMANDA MEDIA DE DOMINGO ESPERADA PARA MAYO 2014

(CHIAPAS = 375 MW, CCL = 3 MW).



**Movimiento de taps en ANG T6 para mejorar el perfil de voltaje.**

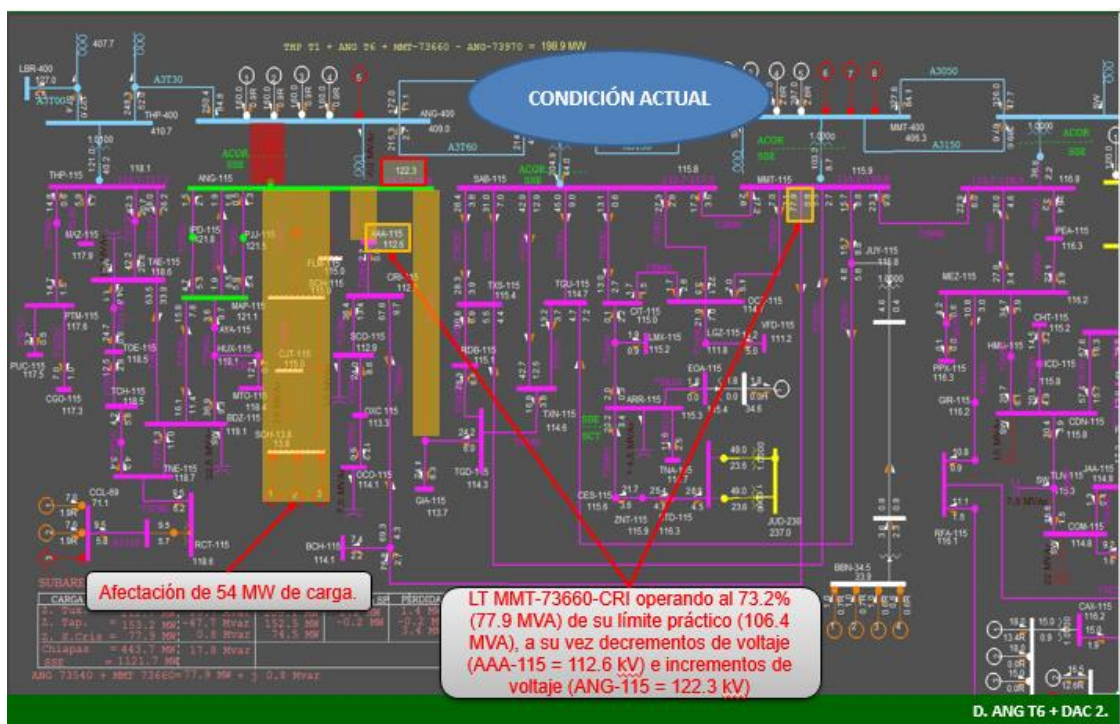
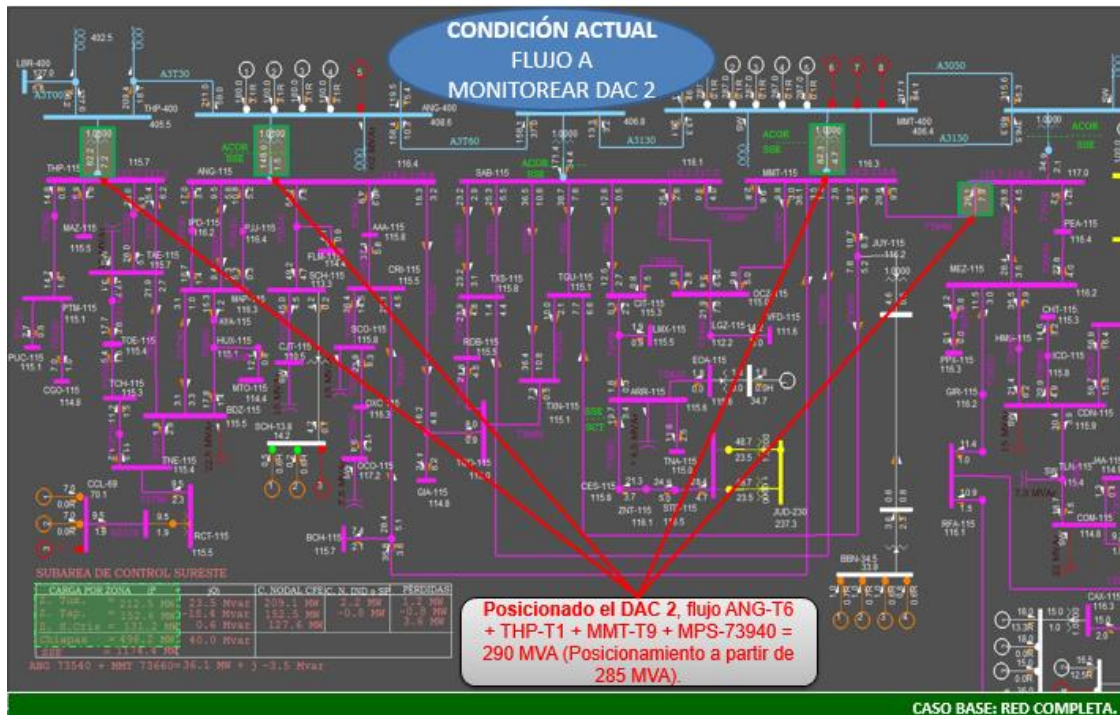


la LT TGD-73970-GIA operando al 83.4% (83.4 MVA) y la LT MMT-73660-CRI operando al 63.8% (67.9 MVA) de su límite práctico (106.4 MVA).

**DAC 1 PASO 2: Afectación de 21.3 MW de carga adicionales (total 48.1 MW de carga).**

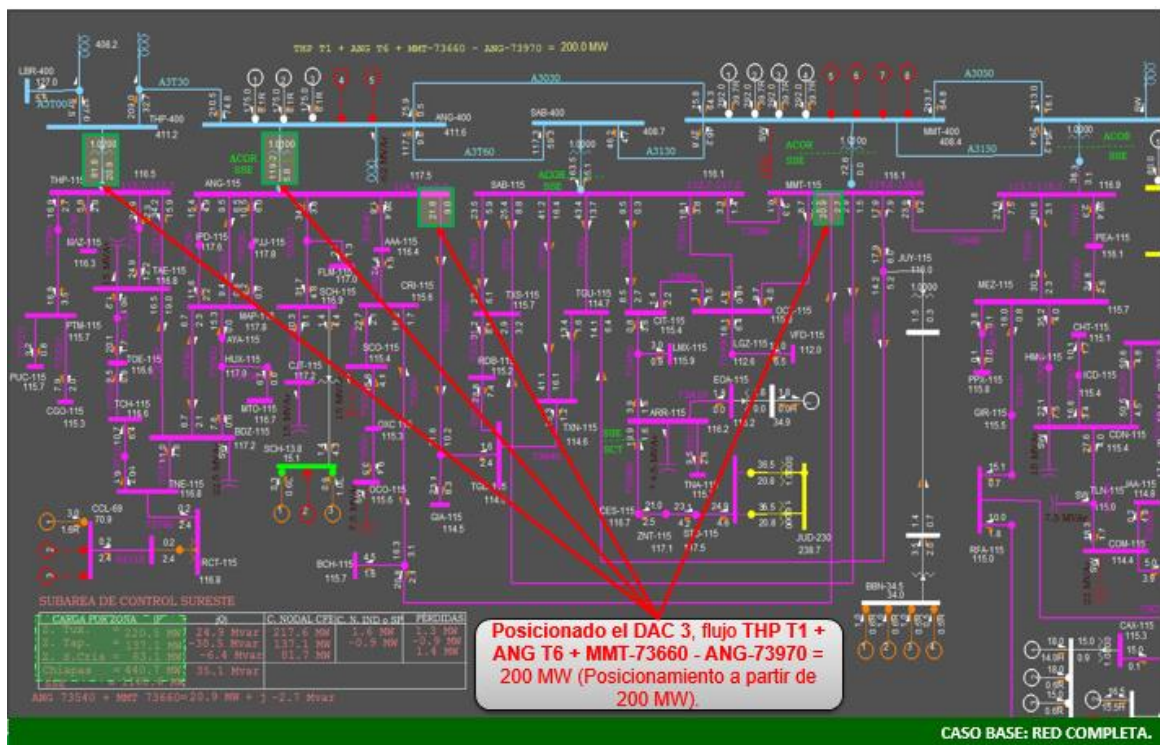
**L. LT THP A3T30 ANG + D. ANG T6 + DAC 1 PASO 2.**

**SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 2 EN DEMANDA MÁXIMA DE DOMINGO DE NOVIEMBRE 2012 (CHIAPAS = 496 MW).**

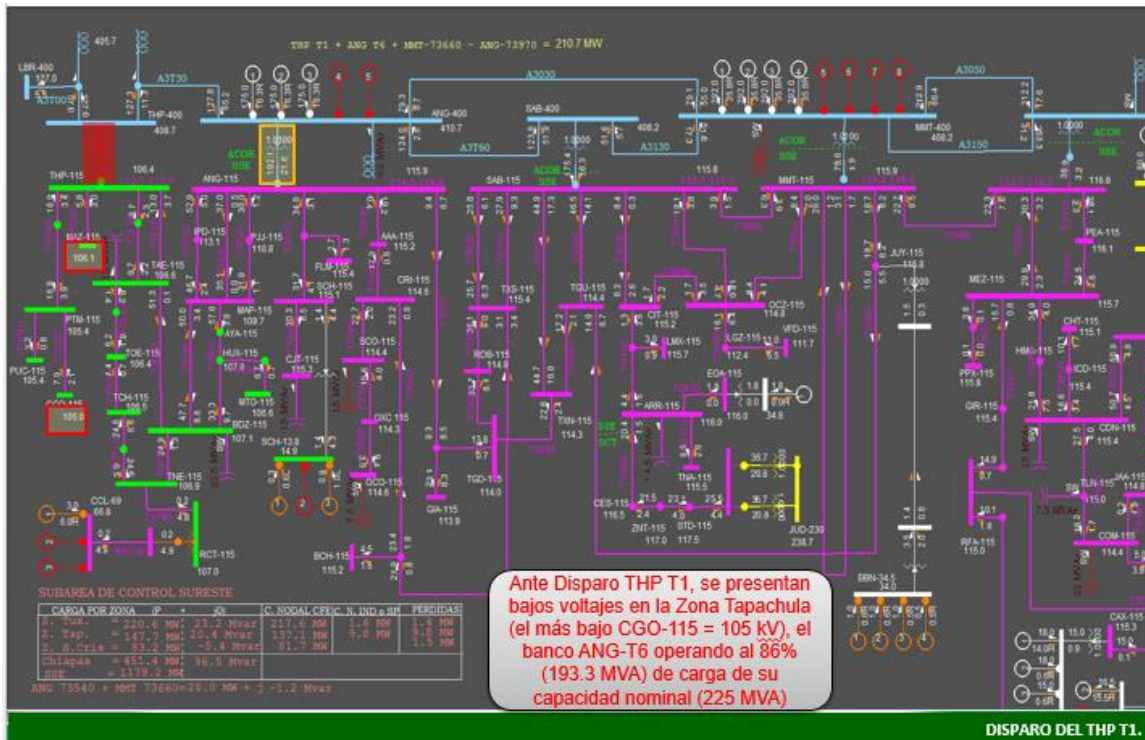


EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 2	RED COMPLETA	ANG T6	<p>CONECTA:</p> $250 \text{ MW} \leq \text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{MMT-73660} - \text{ANG-73970}$ <p>DESCONECTA:</p> $\text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{MMT-73660} - \text{ANG-73970} < 250 \text{ MW}$	<p>DISPARA:</p> <p>ANG-73510</p>

SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 3 EN DEMANDA MEDIA DE MAYO 2012 (CHIAPAS = 440 MW).



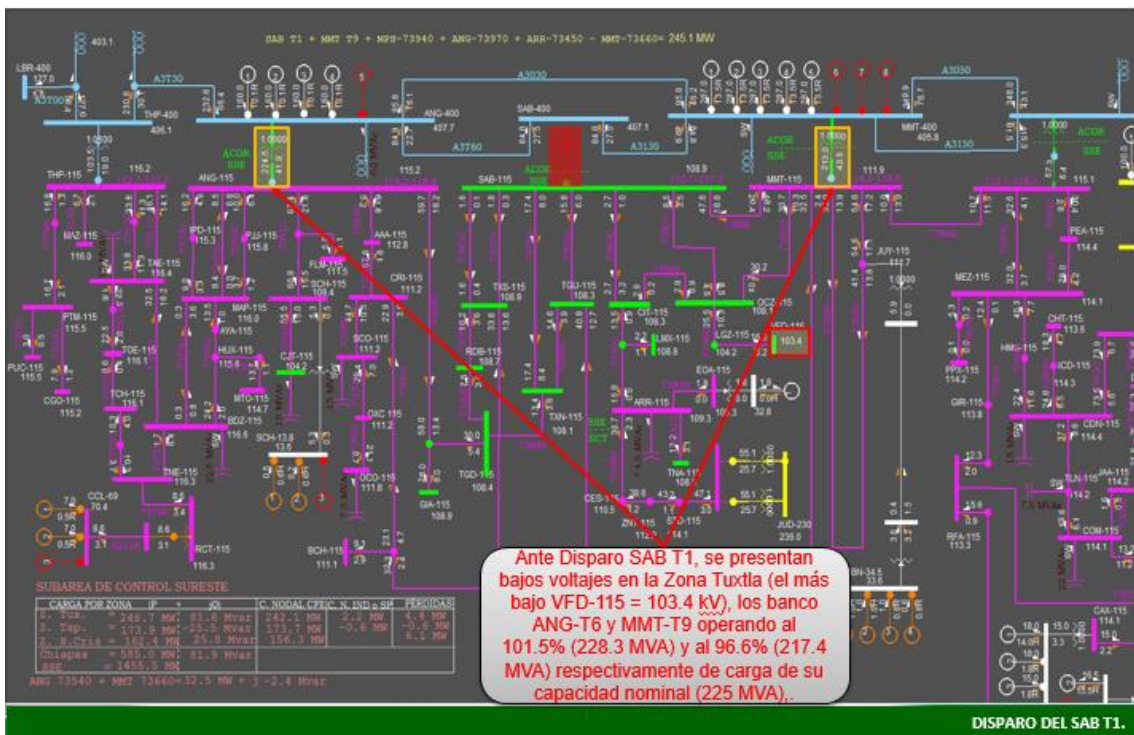
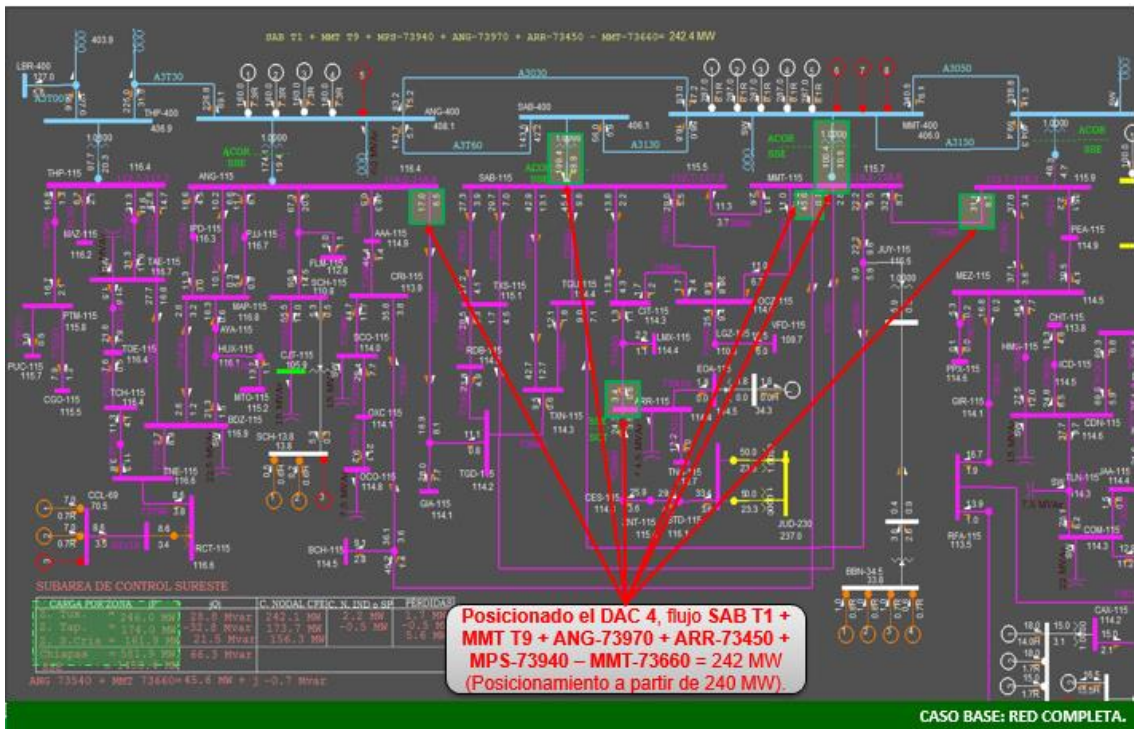


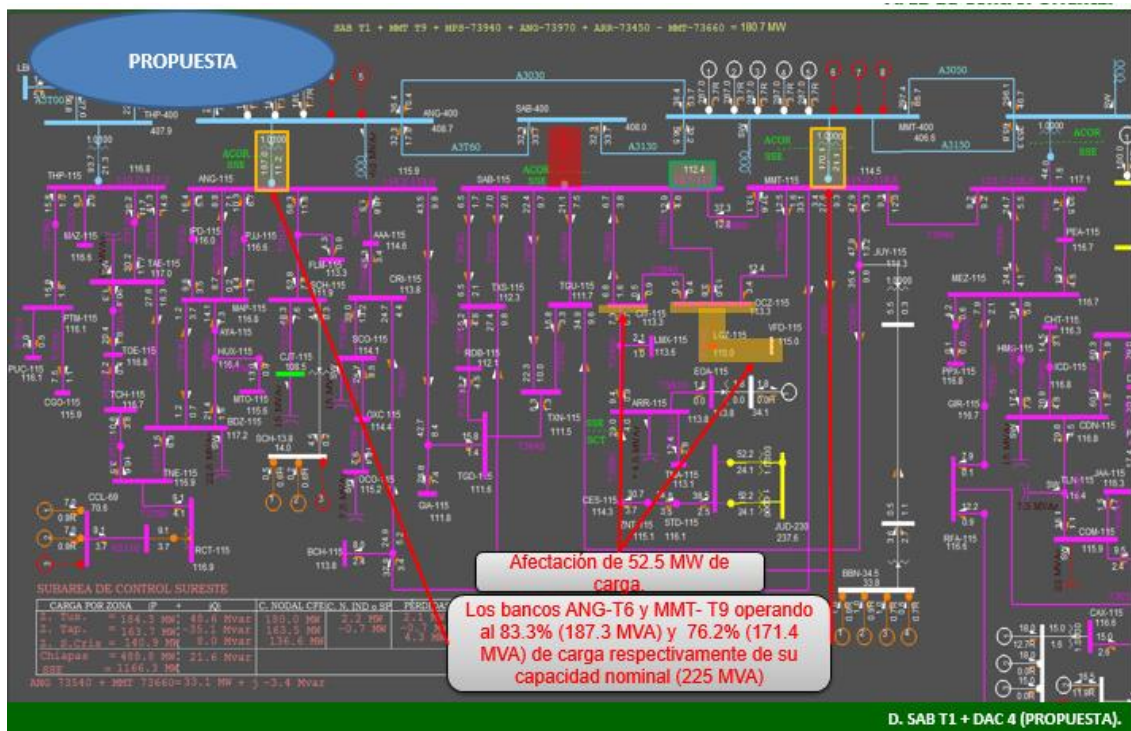


EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCION
DAC 3	RED COMPLETA	THP-T1	<p>CONECTA:</p> <p>200 MW ≤ THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970</p> <p>DESCONECTA:</p> <p>THP T1 + ANG T6 + MMT-73660 - ANG-73970 &lt; 200 MW</p>	<p>DISPARA:</p> <p>THP-73780</p> <p>THP-73130</p>

## SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 4 EN DEMANDA MÁXIMA DE VERANO 2012

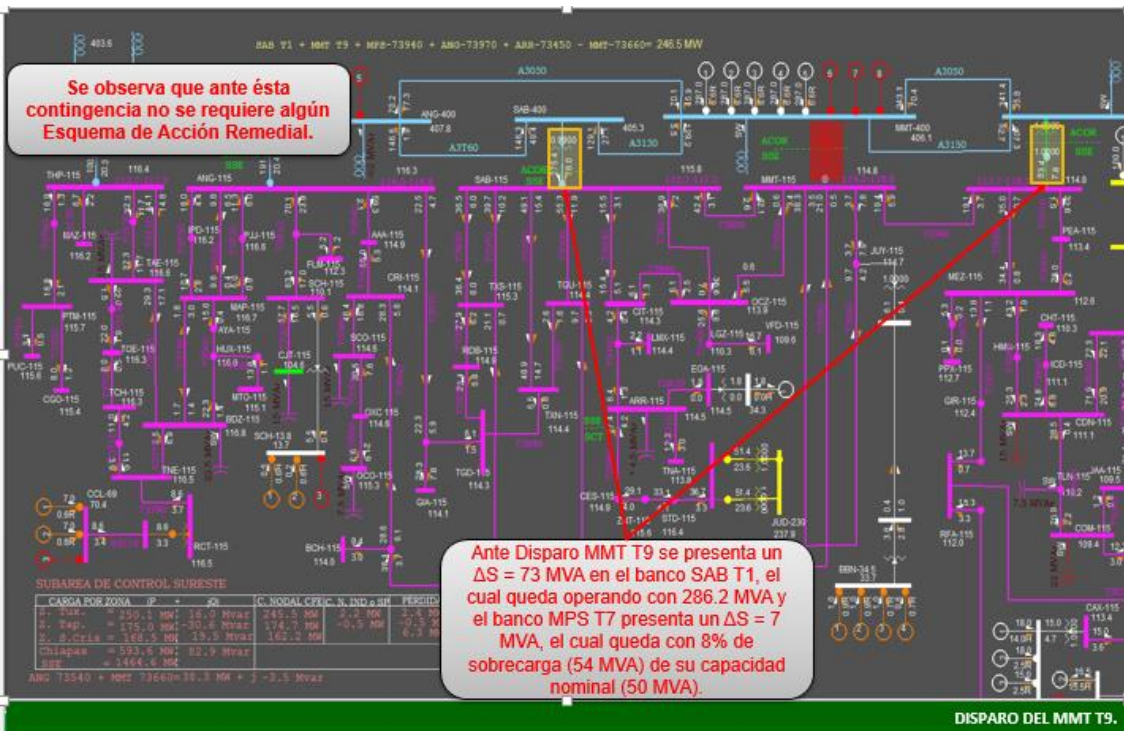
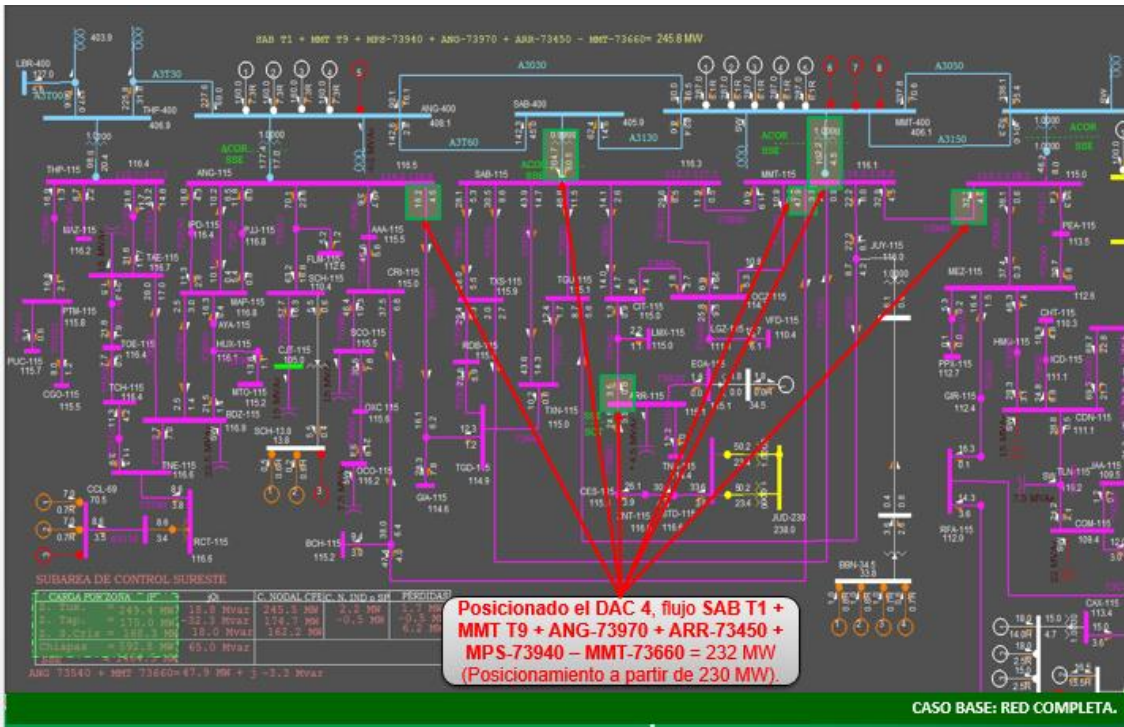
(CHIAPAS = 582 MW).





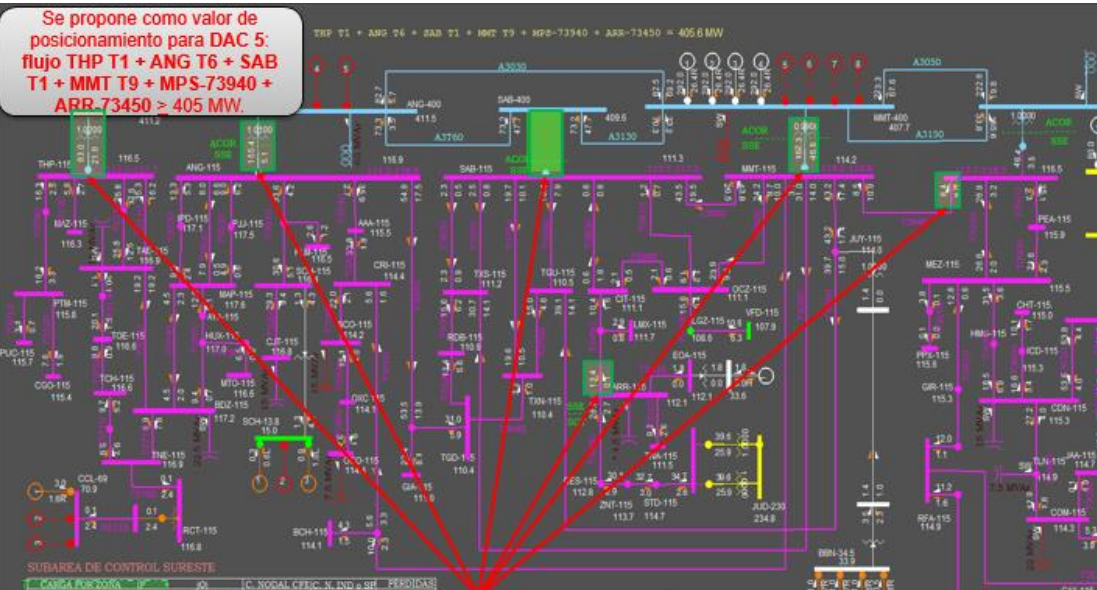
EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 4	RED COMPLETA	SAB T1	<p>CONECTA:</p> <p>240 MW ≤ SAB T1 + MMT T9 + ANG-73970 + ARR-73450 + MPS-73940 – MMT-73660</p> <p>DESCONECTA:</p> <p>SAB T1 + MMT T9 + ANG-73970 + ARR-73450 + MPS-73940 – MMT-73660 &lt; 240 MW</p>	<p>DISPARA:</p> <p>OCZ-73490</p> <p>OCZ-42010</p> <p>OCZ-42020</p> <p>CIT-42010</p> <p>CIT-42020</p>

SIMULACIONES PARA ANALIZAR EL DISPARO DEL MMT T9 EN DEMANDA MÁXIMA DE VERANO 2013 (CHIAPAS = 593 MW).



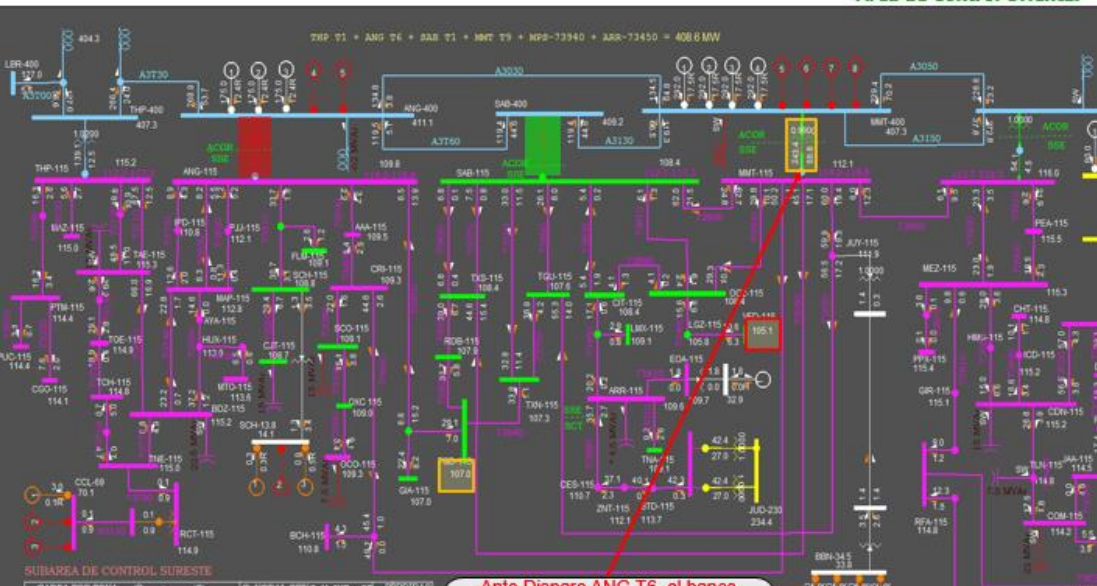
SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 5 EN DEMANDA MEDIA ENTRE SEMANA DE FEBRERO 2013 (CHIAPAS = 410 MW, CH CCL = 3 MW).

Se propone como valor de posicionamiento para DAC 5:  
**flujo THP T1 + ANG T6 + SAB T1 + MMT T9 + MPS-73940 + ARR-73450 > 405 MW.**

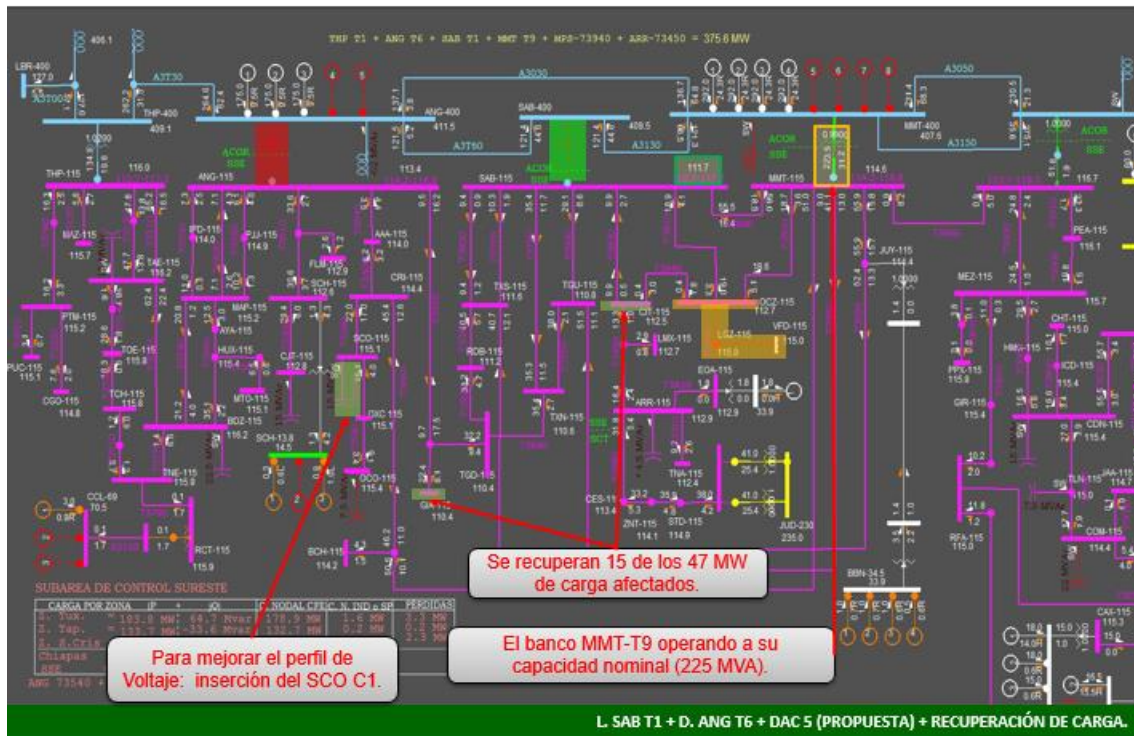


**Libranza del SAB T1, flujo THP T1 + ANG T6 + SAB T1 + MMT T9 + MPS-73940 + ARR-73450 = 405.6 MW.**

**CASO BASE: LIBRANZA DEL SAB T1.**



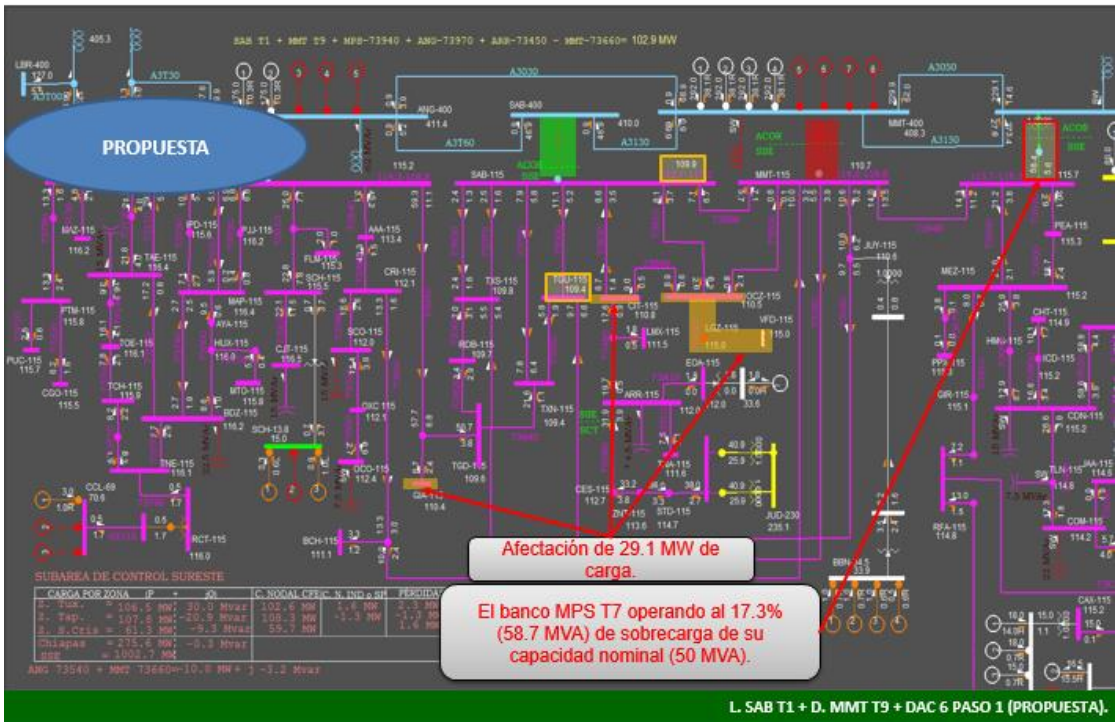
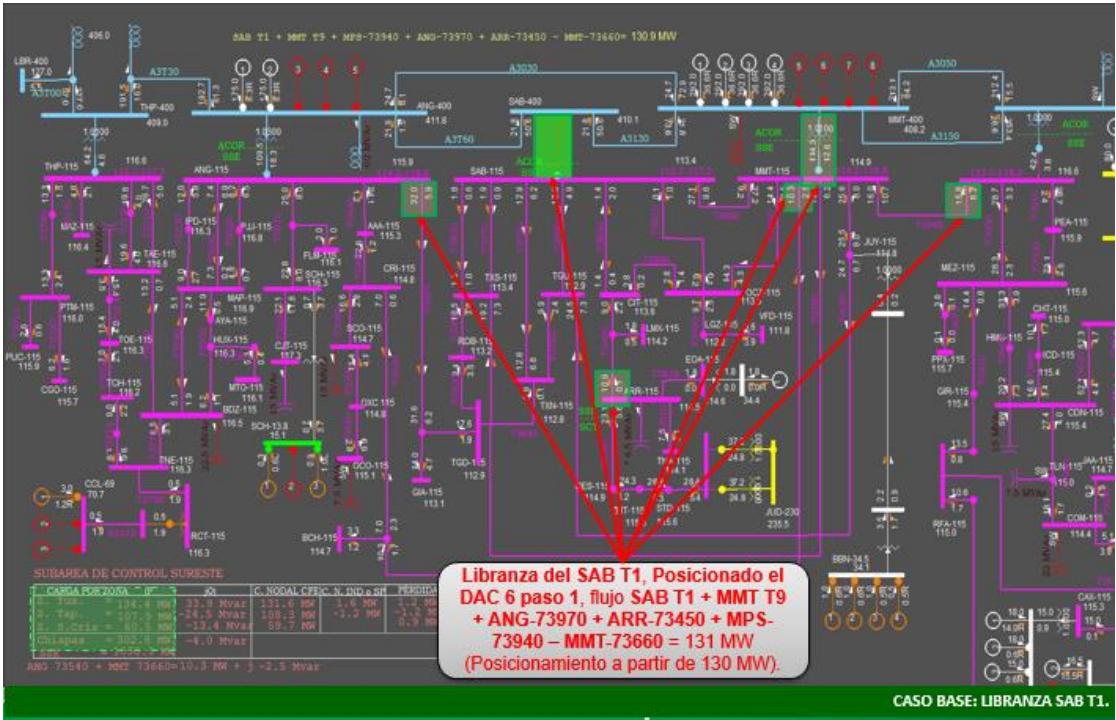
Ante Disparo ANG T6, el banco MMT T9 se sobrecarga 11% (250 MVA) de su capacidad nominal (225 MVA) y se presentan bajos voltajes en las Zonas Tuxtla y San Cristobal.



EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 5	1) LIBRANZA SAB T1 2) LIBRANZA ANG T6	1) ANG T6 2) SAB T1	CONECTA: $405 \text{ MW} \leq \text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{MPS-73940} + \text{ARR-73450}$  DESCONECTA: $\text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{MPS-73940} + \text{ARR-73450} < 405 \text{ MW}$	DISPARA OCZ-73490 OCZ-42010 OCZ-42020 CIT-42010 CIT-42020 GIA-42020

SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 6 PASO 1 EN DEMANDA MEDIA DE DOMINGO DE FEBRERO 2013

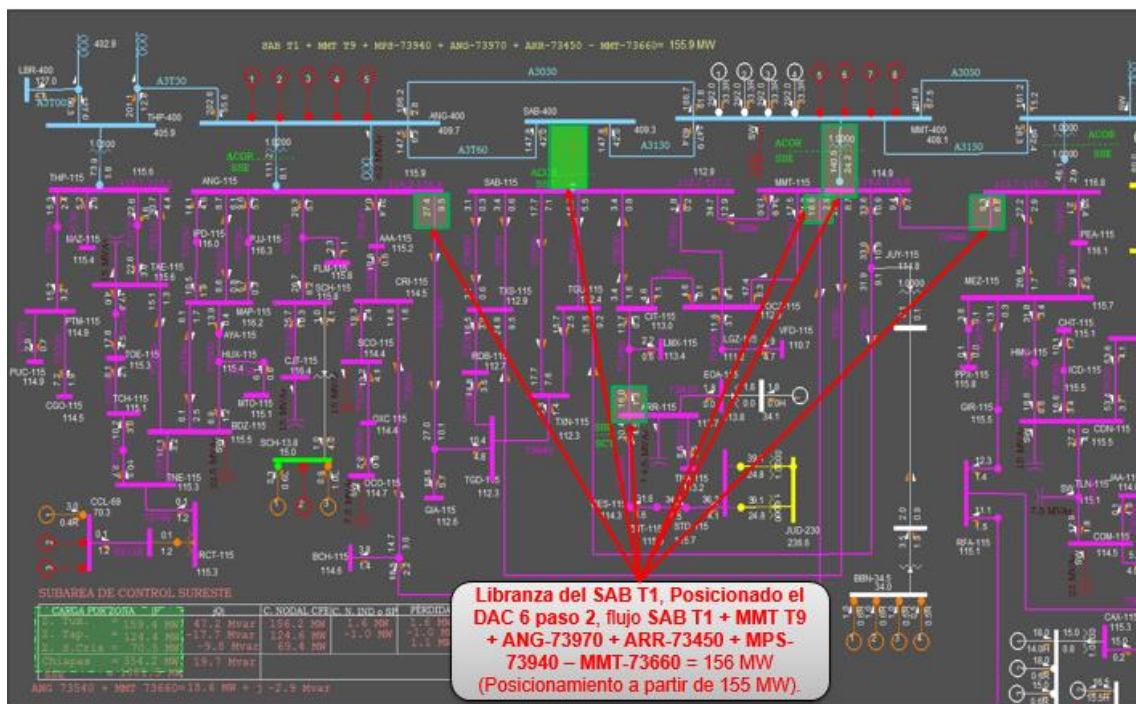
(CHIAPAS = 302 MW, CH CCL = 3 MW).



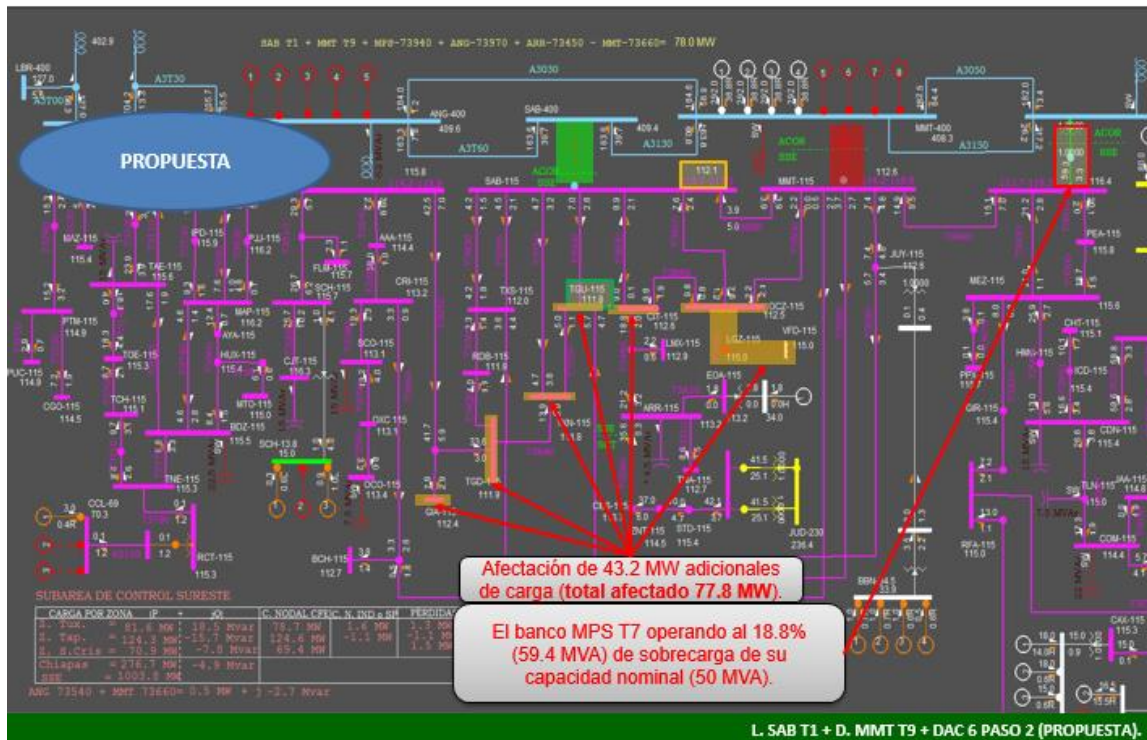
EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 6 paso 1	1) LIBRANZA SAB T1  2) LIBRANZA MMT T9	1) MMT T9  2) SAB T1	CONECTA:  $130 \text{ MW} \leq \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{ANG-73970} + \text{ARR-73450} + \text{MPS-73940} - \text{MMT-73660}$  DESCONECTA:  $\text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{ANG-73970} + \text{ARR-73450} + \text{MPS-73940} - \text{MMT-73660} < 130 \text{ MW}$	DISPARA  OCZ-73490  OCZ-42010  OCZ-42020  CIT-42010  CIT-42020  GIA-42020

### SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 6 PASO 2 EN DEMANDA MEDIA DE SABADO DE FEBRERO 2013

(CHIAPAS = 353 MW, CH CCL = 3 MW).



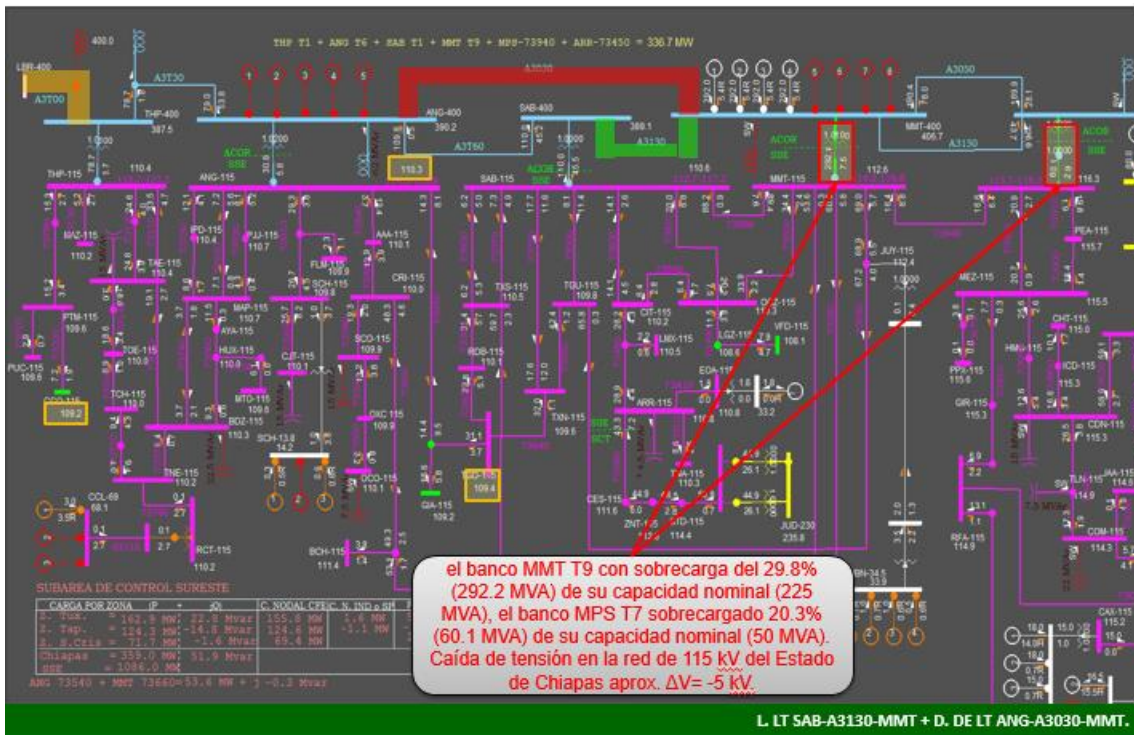
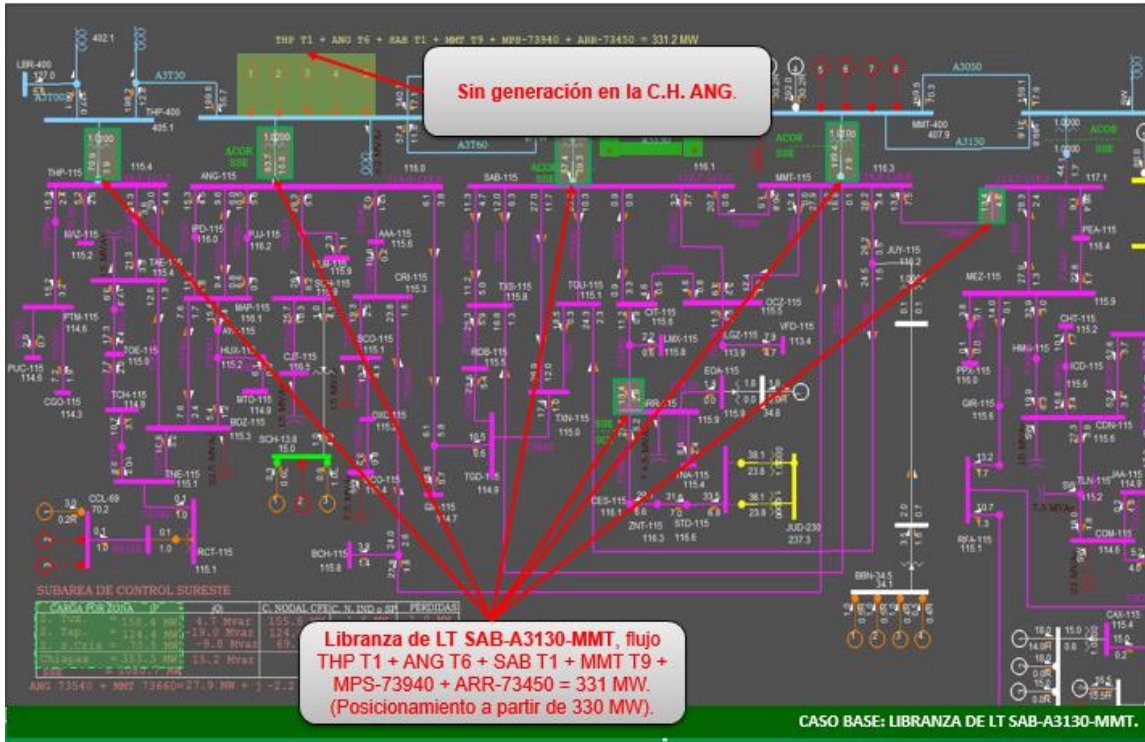


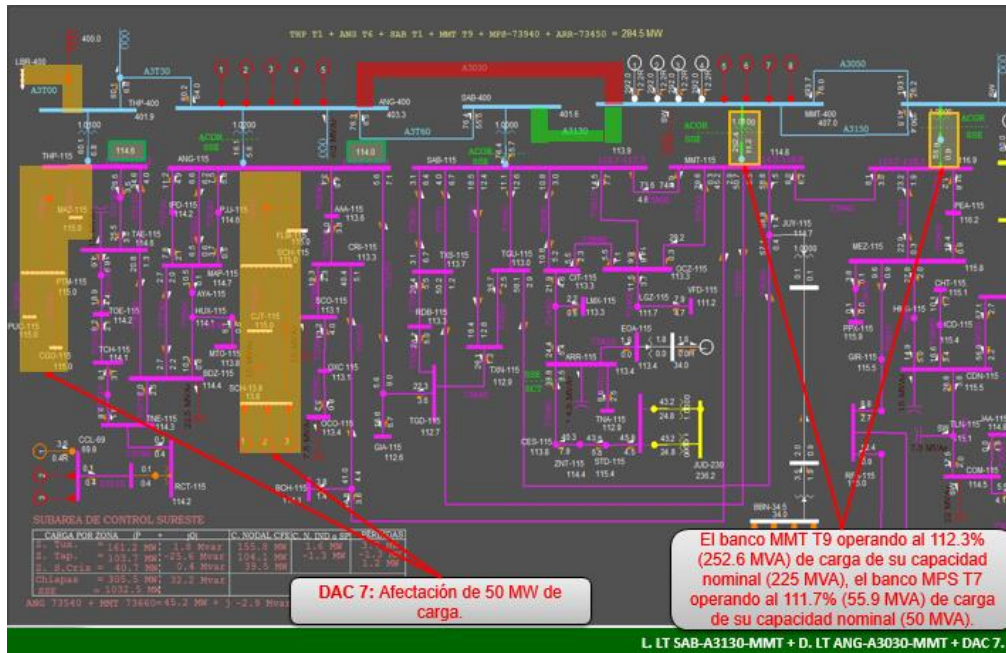


EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 6 paso 2	1) LIBRANZA SAB T1 2) LIBRANZA MMT T9	1) MMT T9 2) SAB T1	<p>CONECTA:</p> $155 \text{ MW} \leq \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{ANG-73970} + \text{ARR-73450} + \text{MPS-73940} - \text{MMT-73660}$ <p>DESCONECTA:</p> $\text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{ANG-73970} + \text{ARR-73450} + \text{MPS-73940} - \text{MMT-73660} < 155 \text{ MW}$	<p>DISPARA</p> <p>OCZ-73490</p> <p>OCZ-42010</p> <p>OCZ-42020</p> <p>CIT-42010</p> <p>CIT-42020</p> <p>GIA-42020</p> <p>TGD-42010</p> <p>TXN-42010</p> <p>TGU-42020</p>

SIMULACIONES PARA ANALIZAR LA ACTUACIÓN DEL DAC 7 EN DEMANDA MEDIA DE SABADO DE FEBRERO 2013

(CHIAPAS = 353 MW, CH CCL = 3 MW).





EAR	CONDICION DE POSICIONAMIENTO	CONTINGENCIA	FLUJO A MONITOREAR	ACCIÓN
DAC 7	1) LIBRANZA ANG-A3030-MMT SIN GENERACIÓN EN ANG 2) LIBRANZA MMT-A3130-SAB SIN GENERACIÓN EN ANG	1) MMT-A3130-SAB 2) ANG-A3030 MMT	CONECTA: $330 \text{ MW} \leq \text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{MPS-73940} + \text{ARR-73450}$ DESCONECTA: $\text{THP T1} + \text{ANG T6} + \text{SAB T1} + \text{MMT T9} + \text{MPS-73940} + \text{ARR-73450} < 330 \text{ MW}$	DISPARA ANG-73510 THP-73780 THP-73130

#### 4. Resultados y Conclusiones

La puesta en servicio del proyecto DAC Chiapas fue costeado por la empresa de producción de energía eléctrica CFE. Fue un trabajo interdisciplinario donde la colaboración de personal de diferentes departamentos fue indispensables, el departamento de Protección y Mediciones Eléctricas fue donde me permitieron colaborar, con apoyo de ingenieros:

- Jefe de dto. Ing. Pedro d. Pérez herrera.
- Jefe sector MMT ing. Manglio López Aguilar.
- Prof. Sabino ing. Jhony Fabián Pérez Ruiz.
- Jefe sector ANG ing. Fidel pozos.

El proyecto impactara en la seguridad para equipos de la empresa como al usuario, para darle un mejor servicio y estabilidad de la red. También se considera integral por la colaboración generación, transmisión y distribución. La parte de generación podrá accionar la reducción o aumento de unidades, la transmisión realizara un monitoreo y acción de disparo de sus líneas, y por último la distribución le corresponde la tira de cargas en los usuarios.

En mi formación profesional he comprobado que la teoría de la escuela va de la mano con la parte práctica. La experiencia obtenida hasta el día de hoy gracias a las diversas actividades me ayudara en las oportunidades de trabajo en un futuro.

## **5. Referencias Bibliográficas**

<https://www.selinc.com/SEL-451/>

<https://www.selinc.com/SEL-2505/>

<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/GMN12/GMN12.pdf>

[http://ut.com.sv/c/document\\_library/get\\_file?p\\_l\\_id=47420&folderId=26324&name=DLFE-2304.pdf](http://ut.com.sv/c/document_library/get_file?p_l_id=47420&folderId=26324&name=DLFE-2304.pdf)

[http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020145449/1020145449\\_01.pdf](http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020145449/1020145449_01.pdf)

<http://lapem.cfe.gob.mx/normas/nrf/pdfs/u/NRF-041.pdf>

**Cursos y notas**

**Protección I**

**Protecciones II**

**Transformadores de instrumento**

## **7. Anexos**

### **7.1. Anexo A: Actividades Adicionales**

En el transcurso de la estadía de la residencia profesional tuve la oportunidad de realizar diversas actividades una de las cuales puedo mencionar es la actualización de los diagramas eléctricos de la subestación el sabino.

## 7.1.2. Diagramas

Los siguientes diagramas fueron actualizados por alguna modernización o puesta en servicio en las subestación el sabino.

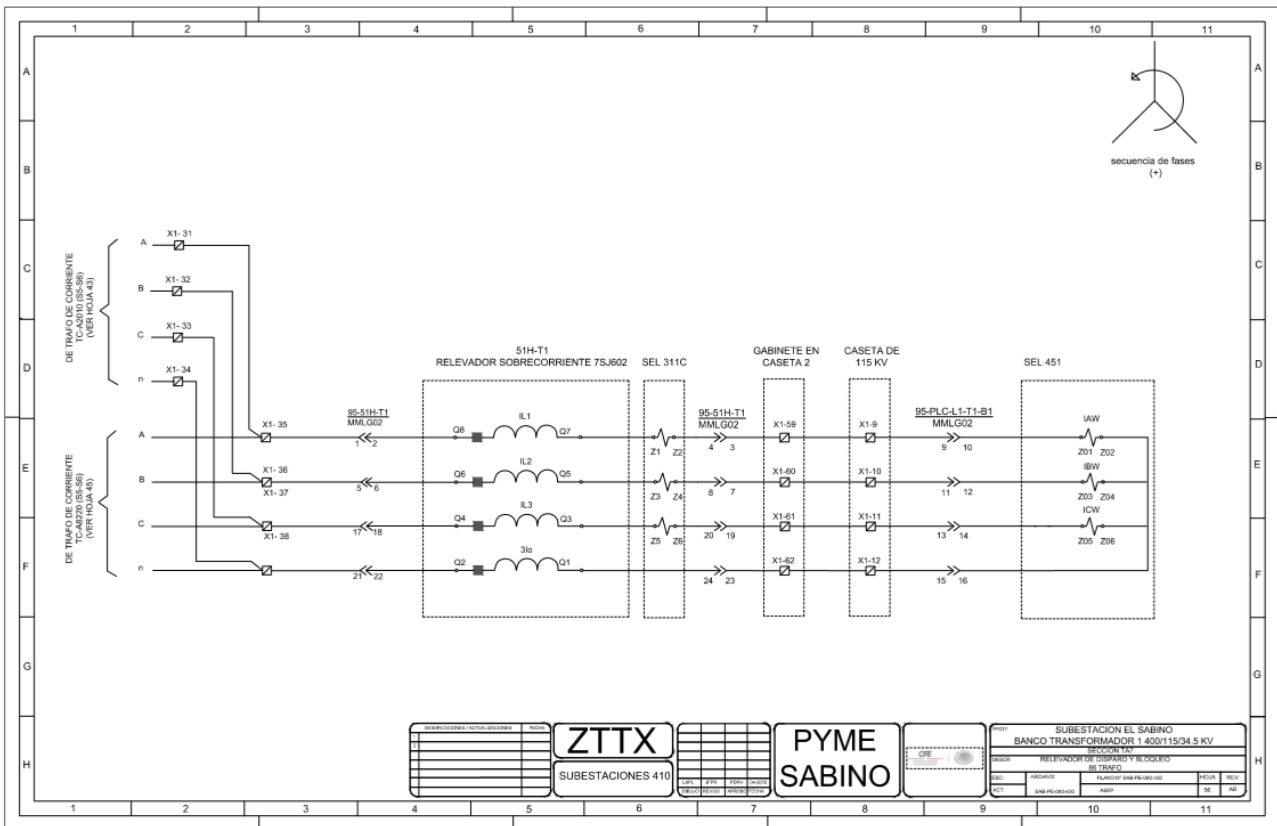


Fig. 7.1.1 diagrama relevador de disparo y bloqueo.

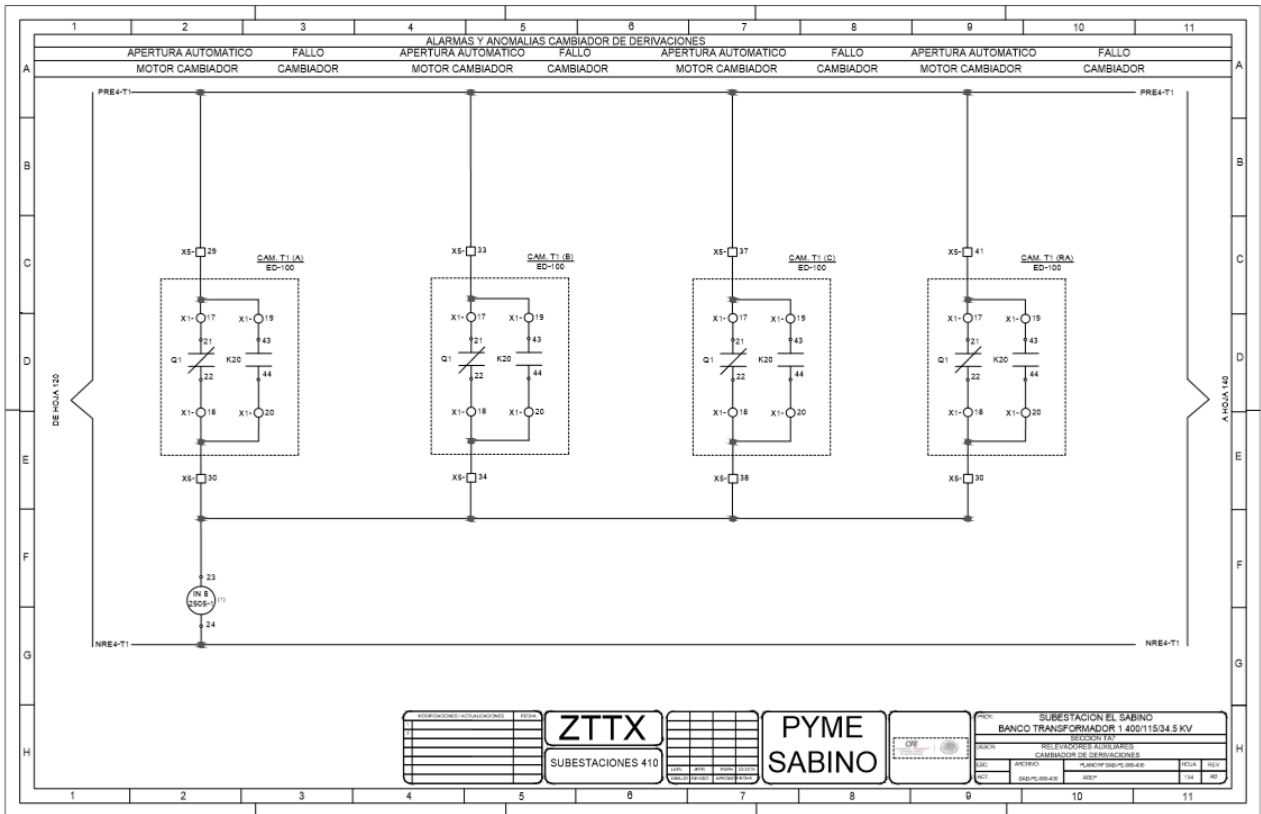


Fig.7.1.2 diagrama relevadores auxiliares de cambiador de derivación.

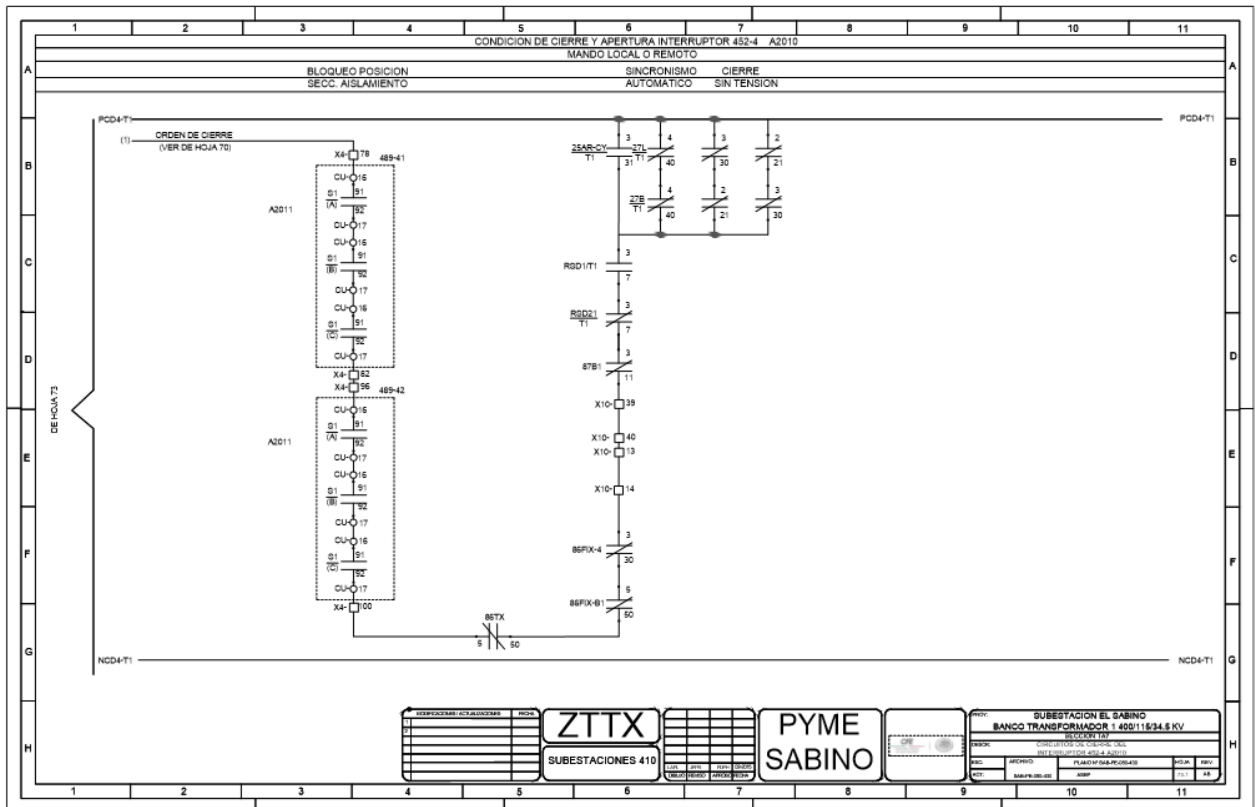


Fig.7.1.3 diagrama circuito de cierre de interruptor A2010.

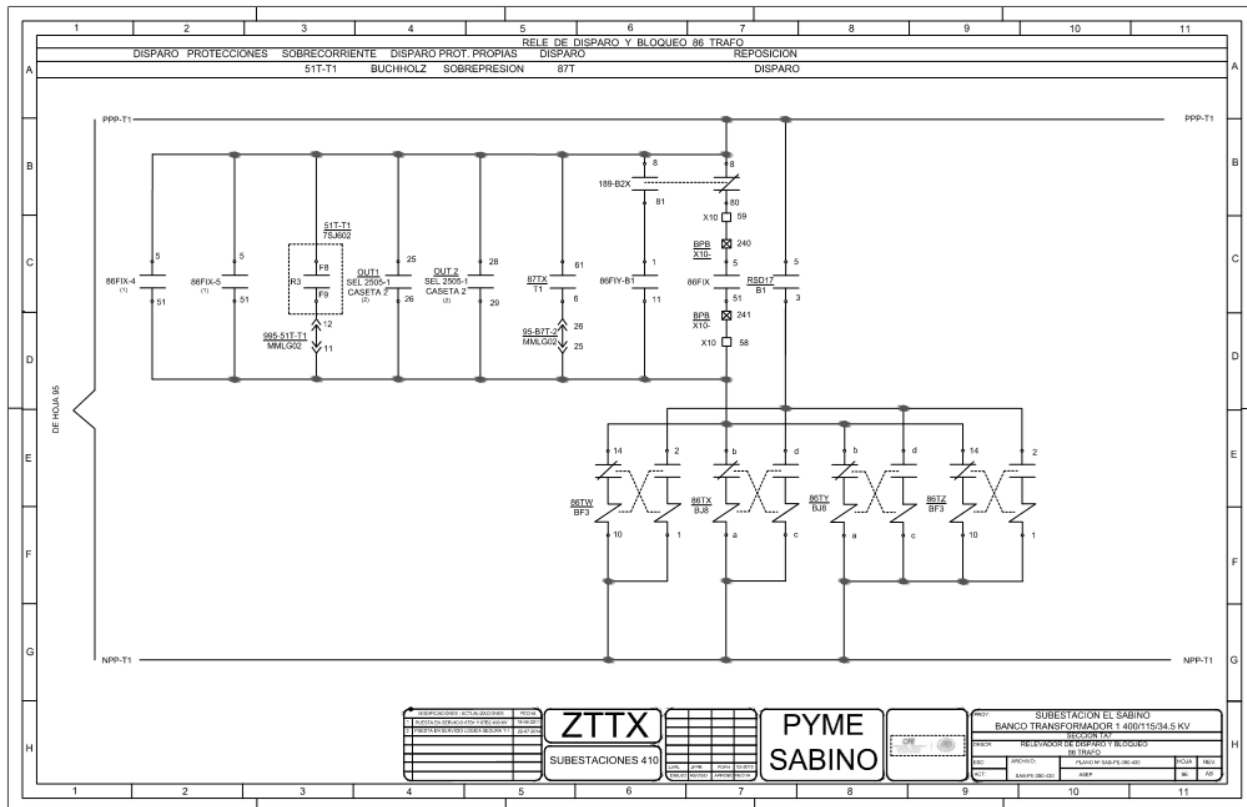


Fig.7.1.4 diagrama relevador de disparo y bloqueo.

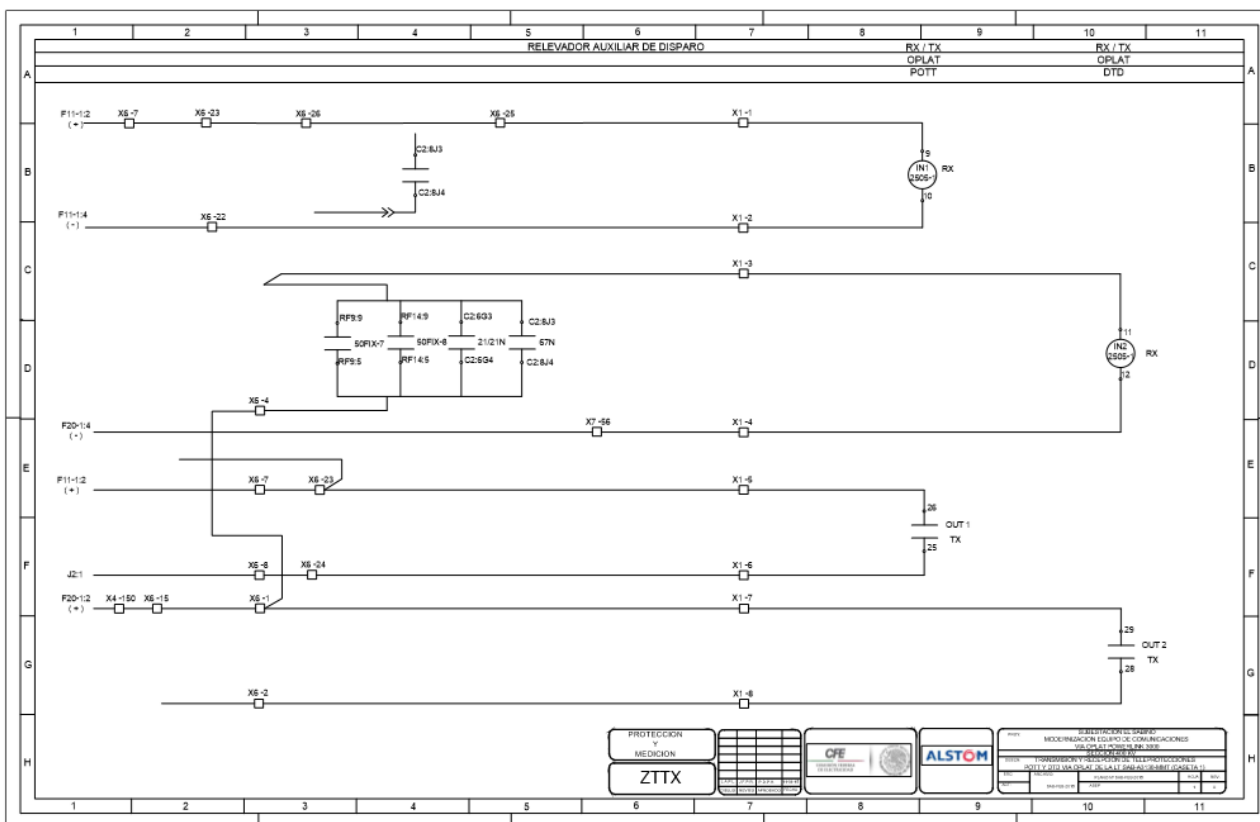


Fig.7.1.5 diagrama transmisión y recepción de teleprotecciones POTT Y DTD A3130.

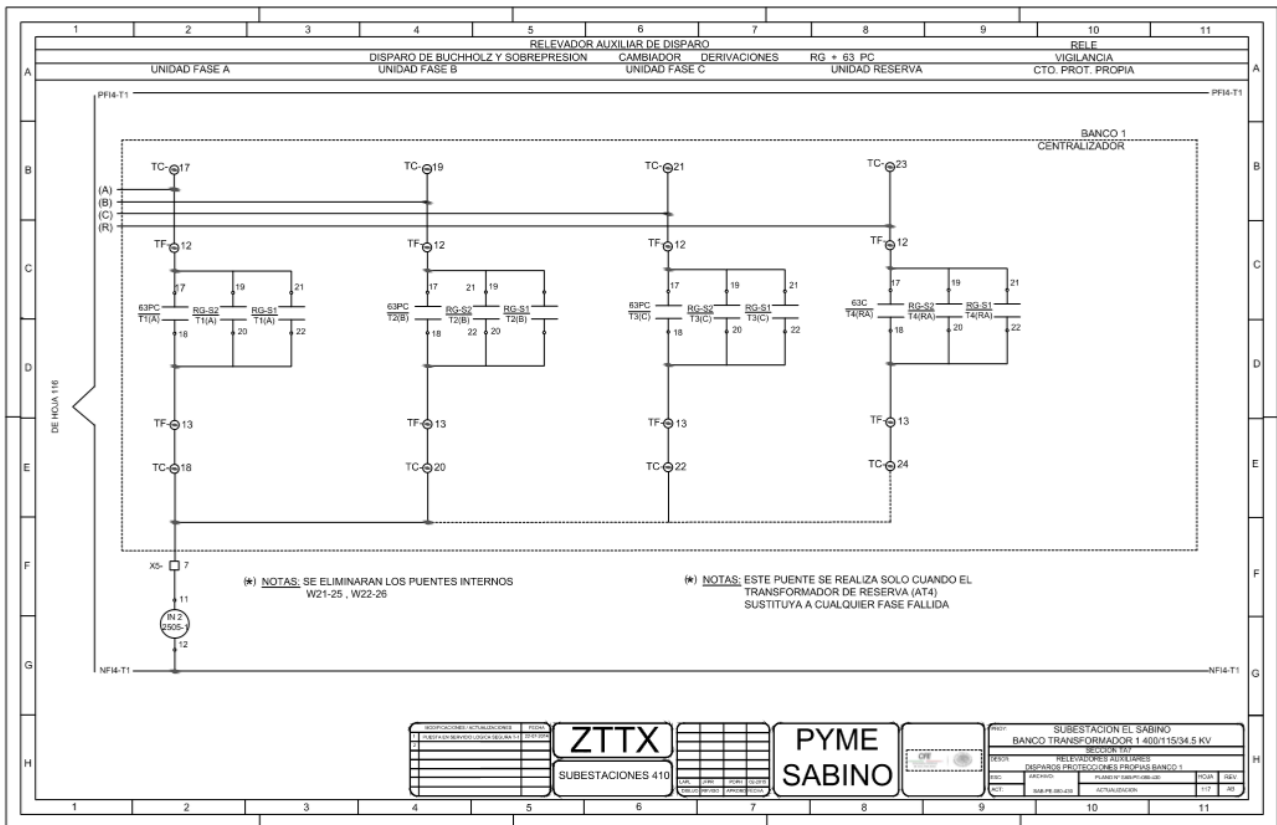


Fig.7.1.6 diagrama relevadores auxiliares disparo de protecciones propias banco 1.

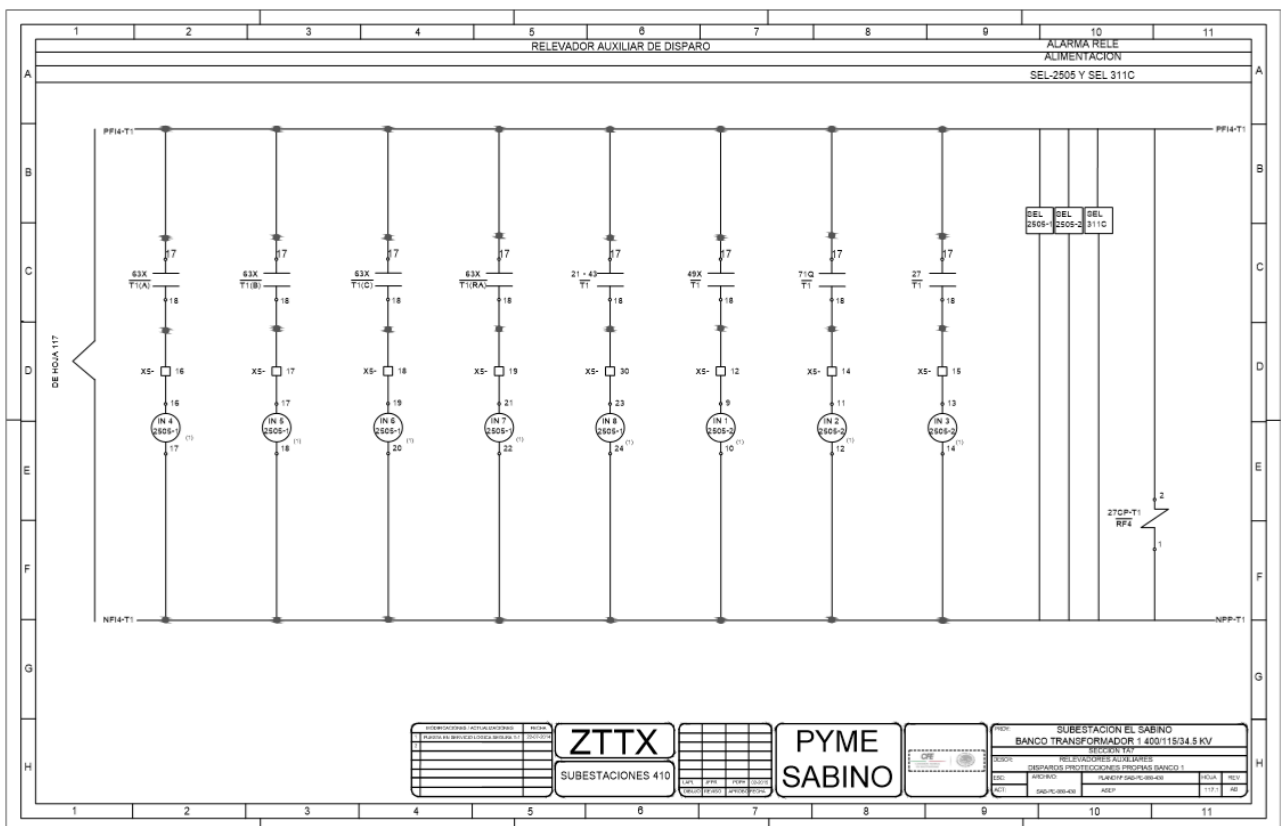


Fig.7.1.6 diagrama relevadores auxiliares disparo de protecciones propias banco 1.



La actualización de los diagramas eléctricos es importante para el reconocimiento y localización de alguna falla. Ya que de no contener cambios o modificaciones puede provocar accidentes de trabajos. Estos diagramas presentados son algunos de los ya actualizados, de puestos en servicios más recientes.

### 7.1.2. Calibración de medidores de energía ION

La calibración que se realiza a los medidores digitales del tipo multifunción, está basada en el principio de las pruebas a wattímetros especificadas en el AMERICAN STANDARD CODE ANSI C12.10 para medidores de energía eléctrica donde menciona que “las pruebas son al alcance del 100% de la carga (CARGA ALTA), al 10 % del alcance de la carga (CARGA BAJA), y aproximadamente a 0,5 del factor de potencia (CARGA INDUCTIVA).

Para que la calibración sea completa dadas las características del medidor, se requiere que además de medidor de Watts-hora, sea verificado como medidor multifunción, esto es considerando las variables instantáneas de tensión, corriente, potencia activa, reactivos y factor de potencia. Además se agrega la prueba de carga media, tomando como criterio que en la práctica los equipos primarios como Transformadores, Líneas Transmisión y Distribución trabajan en algunos casos con este régimen de carga.



*Fig. 7.2.1 Fuente de energía CD.*



*Fig. 7.2.2 Contador y comparador RM-110.*



*Fig. 7.2.3 Medidor de energía multifunción ION*

### **ACTIVIDADES PRELIMINARES**

Se tienen normalizadas 12 pruebas al Medidor, 4 para la Energía saliendo, 4 para Energía Entrando, y 4 más para los Reactivos de los cuadrantes I, II, III y IV.

Con las pruebas para calibrar energía entrando, saliendo y reactivos por hora, se obtienen AL MISMO TIEMPO los valores para calibrar las variables instantáneas de tensión, corriente, potencia activa, reactivos y factor de potencia, sin necesidad de indisponer más tiempo el medidor.

### **CONDICIONES PARA ENERGIA ACTIVA SALIENDO**

PRUEBA 1: CARGA ALTA:

69, 115 , ó 120 Volts, 5 Amperes; Factor de Potencia = 1; Angulo = 0°

PRUEBA 2: CARGA MEDIA:

69, 115 , ó 120 Volts, 2,5 Amperes; Factor de Potencia = 1; Angulo = 0°

PRUEBA 3: CARGA INDUCTIVA:

69, 115 , ó 120 Volts, 5 Amperes; Factor de Potencia = 0,5; Angulo = 60°

PRUEBA 4: CARGA BAJA:

69, 115 , ó 120 Volts, 0,5 Amperes; Factor de Potencia = 1; Angulo = 0°

### **CONDICIONES PARA ENERGIA ACTIVA ENTRANDO**

Se invierte la polaridad de la corriente en el Medidor bajo prueba y se realizan con las condiciones anteriores:

P5 con las condiciones de la Prueba 1

P6 con las condiciones de la Prueba 2

P7 con las condiciones de la Prueba 3

P8 con las condiciones de la Prueba 4

### **CONDICIONES PARA REACTIVOS EN kVARh**

PRUEBA 9: CUADRANTE I

69, 115, ó 120 Volts, 5 Amperes, Angulo = - 87°

PRUEBA 10: CUADRANTE II

69, 115, ó 120 Volts, 5 Amperes, Angulo = - 93°

PRUEBA 11: CUADRANTE III

69, 115, ó 120 Volts, 5 Amperes, Angulo = - 87°

PRUEBA 12: CUADRANTE IV

69, 115, ó 120 Volts, 5 Amperes, Angulo = - 93°

### **CONDICIONES PARA REACTIVOS EN kVARh**

Para los cuadrantes I y II con polaridad directa en el Medidor

Para cuadrantes III y IV con polaridad invertida en el Medidor

PRUEBA 13 Y 15:

69, 115, ó 120 Volts, 2,5 Amperes, Angulo = - 87°

PRUEBA 14 Y 16:

69, 115, ó 120 Volts, 0,5 Amperes, Angulo = - 87°

Al mismo tiempo que se realiza la calibración de energía y reactivos por hora, se obtienen los valores para la calibración de las variables instantáneas de tensión, corriente, Potencia Activa, Reactivos y Factor de Potencia, para tener de 2 a 3 lecturas para cada variable y considerar la Repetibilidad para el cálculo de Incertidumbre.

Con estas herramientas se accede al medidor; se captura información de las magnitudes instantáneas; y se copian y pegan en las hojas de resultados respectivamente. La hoja de cálculo contiene las fórmulas para validar EN FORMA AUTOMATICA los resultados de la calibración, el cálculo de errores y de Incertidumbres, y proporciona en forma automática el Informe de calibración correspondiente.

Los pulsos de energía y reactivos resultantes, se programan en el contador de pulsos RM-109 o el comparador automático RM-110 o medidor patrón de energía RD 20; y se miden en el patrón RM-11 o RM-10, o RD 20

Por lo tanto se consideran los siguientes pulsos para calibración de energía entrando y saliendo, y reactivos en los cuatro cuadrantes, aun cuando los valores de Tensión de prueba sean: 120, 115, o 69 Volts:

#### **Energía entrando y saliendo:**

90 pulsos para carga alta

45 pulsos para carga media e inductiva

9 pulsos para carga baja

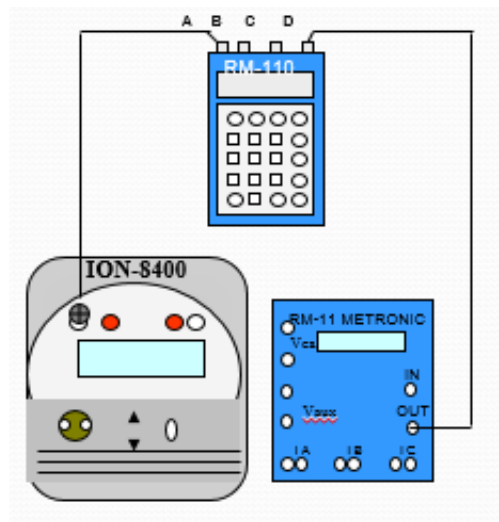
## CONTADOR Y COMPARADOR DE PULSOS DE ENERGIA Y REACTIVOS

**COMPARADOR RM-110.-** Se programan en este comparador los pulsos de energía previamente calculados para las pruebas de carga alta, media, inductiva y baja (se programan todas a la vez), éste comparador no inicia ni detiene la prueba, sino que **“sincroniza”** el pulso de salida del medidor con el pulso de salida del patrón RM-10, luego se selecciona la prueba deseada y se presiona el botón **“enter”** para que **“inicie”** la prueba, cuando termina de contabilizar los pulsos programados, envía una señal audible de terminación y muestra en el display el número de pulsos medidos; ésta medición resultante se compara con los pulsos previamente calculados para obtener el error, de acuerdo a la fórmula anterior.

### CONEXIÓN PARA SENSAR LOS PULSOS DE ENERGIA Y REACTIVOS

Se coloca el sensor óptico en el Led correspondiente del medidor para Watts/hora o Vars/hora, (se coloca según la magnitud a calibrar). No es necesario programar esta selección por software en el medidor.

#### Comparador de pulsos RM-110



#### CONEXIÓN DE EQUIPOS

Se conectan la Fuente de ca y cc (patrón para magnitudes instantáneas), el patrón de watts y vars/hora, y el medidor bajo prueba de acuerdo al siguiente diagrama de alambrado:

