

## **REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL AGOSTO-DICIEMBRE 2018**

**MODERNIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE ESQUEMAS DE  
PROTECCIONES EN TABLEROS DE SERVICIOS PROPIOS 115/13.8 KV DE  
LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES.**

**RESIDENTE:**

DE LA CRUZ PÉREZ ROBERT ANTONIO

14270469

Correo electrónico: [robertantoniodelacruzperz@gmail.com](mailto:robertantoniodelacruzperz@gmail.com)

**ASESOR INTERNO:**

ING.CEIN TECO LOPEZ

**ASESOR EXTERNO:**

ING.JULIO MANUEL RAMOS PASCACIO

**EMPRESA:**

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, SECTOR CHICOASEN

**CARRERA:**

INGENIERIA ELECTRICA

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS, DICIEMBRE DEL 2018.

<b>Índice</b>	<b>Pág.</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>4</b>
1.1 Antecedentes .....	4
1.2 Estado del arte .....	4
1.3 Justificación .....	8
1.4 Objetivo.....	9
1.5 Metodología .....	10
<b>2. Fundamento Teórico</b> .....	<b>11</b>
2.1 Causas que originan fallas en el sistema de potencia. ....	11
2.2 Clasificación de Relés de Protección en sistemas eléctricos de potencia. ....	13
2.3 Características Operativas del Relé. ....	20
2.4 Transformadores de instrumento para relevadores .....	23
<b>3. Desarrollo</b> .....	<b>32</b>
3.1 Características de la subestación de servicios propios 115/13.8 kV, de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres .....	32
3.2 Esquema de protección general .....	34
3.3 Diagramas Esquemáticos de corrientes, cierres, disparos y control .....	38
3.4 Protección a transformadores de potencia .....	39
3.5 Criterios de ajustes protecciones.....	43
3.6 Cálculos de ajustes para la función de protección 87T.....	44
3.7 Pruebas preoperativas a esquema de protecciones.....	49
3.8 Pruebas operativas a esquemas de protección.....	55
<b>4. Resultados y Conclusiones</b> .....	<b>60</b>
4.1 Características relevadores de protección .....	60
4.2 Esquema de protecciones T1 .....	62
4.2.1 Funciones programadas de los relevadores esquemas 1 .....	64
4.3 Esquema de protecciones T2 .....	68
4.3.1 Funciones programadas de los relevadores esquemas 2 .....	69
4.4 Características específicas de las funciones de protección .....	73
4.5 Lógica de disparo para PT1 Y PT2.....	74
<b>5. Conclusión</b> .....	<b>75</b>
<b>6. Bibliografía</b> .....	<b>77</b>
<b>7. Anexos</b> .....	<b>78</b>
7.1 Aportaciones personales .....	78
7.2 Recomendaciones Profesionales .....	78

7.3 Experiencias Adquiridas .....	79
7.4 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2.....	80
interruptor 72010 lado de alta T1.....	80
7.5 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2.....	81
interruptor 42010 lado baja del T1.....	81
7.6 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2.....	82
interruptor I-72020 lado alta T2.....	82
7.7 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2.....	83
interruptor I-42020 lado baja del T2.....	83

# 1. Introducción

## 1.1 Antecedentes

Son requisitos indispensables, la continuidad y la calidad del servicio que van ligados al funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia(SEP). El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario prepararlo con los equipos de protección adecuada para su correcto funcionamiento. Por esta razón los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas.

Las protecciones eléctricas constituyen a un sistema indispensable para todo tipo de instalación eléctrica, en el caso que nos ocupa de un sistema de protecciones para una subestación, tenemos que entender que esta como parte integrante del sistema de transporte y distribución, que funciona como punto de conexión o desconexión de líneas de transporte, de las líneas de distribución, de las centrales de generación y de los transformadores elevadores y reductores.

Los objetivos de las protecciones eléctricas son conseguir la máxima seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio con los mínimos costos de inversión y operación que satisfagan los requisitos del sistema eléctrico y para ello, las subestaciones deben poseer unos sistemas de protección que es ayuden a realizar su objetivo.

Se justifica la necesidad de estos sistemas para mantener la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica que se mide, básicamente, en términos del número y duración y las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión dentro de unos límites prefijados o nominales.

Aun en los casos en que los sistemas eléctricos estén cuidadosamente diseñados, conservados y explotados, siempre existen posibilidades de que se produzcan incidentes y, en tal caso, estos deben ser eliminados de tal forma que quede desconectada del sistema la menor parte posible a fin de que este siga.

## 1.2 Estado del arte

Los fusibles fueron usados como dispositivos de protección de transformadores en el inicio de los sistemas eléctricos de potencia. Ellos son efectivos y económicos, pero tiene desventajas como: no discriminan entre fallas del lado de la carga o del lado de generación y una vez que la falla es liberada, el sistema no puede restaurarse ya que después de cada operación, fusible tiene que ser reemplazado [1].



Un relevador digital es un dispositivo basado en un microprocesador, mediante un programa procesa señales para la implementación de la lógica del relevador.

Las señales que salen de los transformadores de instrumento, llegan al relevador en el cual se les da un acondicionamiento, ya que se escalan y se aíslan eléctricamente, así mismo, pasan a través de un filtro antialiasing.

Posteriormente, viene la etapa de adquisición de datos en donde internamente existen circuitos de muestreo y retención, multiplexores y convertidores analógicos-digital, una vez que se obtiene las señales digitales, alimentan a la microcomputadora. En la mayoría de las aplicaciones de los relevadores digitales, los datos muestreados se guardan en una memoria RAM. Estos son transferidos a otra memoria permanente tanto como sea posible, y una memoria no volátil ROM, es usada para guardar los ajustes y el programa del relevador [5].

En 1969, Rockefeller sugiere que las corrientes de Inrush pueden ser identificadas por monitoreo del tiempo de duración entre picos sucesivos de la corriente. En una corriente de Inrush los picos sucesivos están separados en 4 o 16 ms, mientras que los picos sucesivos de una corriente de falla están separados de 7.5 a 10ms. Además, el valor del pico en las corrientes de falla está entre el 75 y el 125% del pico previo y es de signo opuesto. Rockefeller también adapta el concepto de protección diferencial de porcentaje de los relevadores convencionales al relevador digital [6].

En 1972, Siles y Morrison proponen un método digital de protección diferencial para transformadores con frenado por armónicos y la manera de obtener la componente fundamental y de 2ª armónica de la corriente diferencial es utilizando dos filtros pasa banda [7].

En 1976, Malik, Dash y Hope, utilizan un método de correlación mediante ondas senoidales y cuadradas para obtener la magnitud de los fasores de corriente utilizados en el relevador diferencial [8].

En 1979, Malik, Dash y Hope, introducen una aproximación unificada que es válida para las impedancias del primario y secundario del transformador y proponen un índice  $\Psi = (1/N) \sum_{k=1}^N i_p(k) e_p(k)$ , el cual es constante en caso de operación normal, se incrementa en caso de falla externa y decrece en caso de falla interna e Inrush [9].

En 1982, Thorp y Phadke proponen un algoritmo de frenado por voltaje. Se impide el disparo del relevador si  $e_p$  es mayor que un umbral  $e_o$ . Y además se introduce una función como un indicador de la distorsión en el cálculo de  $e_p$ , de esta manera el relevador detiene el disparo hasta que la distorsión está debajo de un nivel seguro. En el mismo año proponen un algoritmo de relevador diferencial en el cual hacen el cálculo de los fasores de corriente por medio de la transformada discreta de Fourier [10,11].

En 1982, Degens utiliza la aproximación a una curva por mínimos cuadrados como un filtro para aislar la componente fundamental de la corriente; aun cuando ésta sea muestreada en condiciones de corriente de Inrush [12].

En 1989, Sachdev, Sidhu y Wood, proponen un algoritmo que no usa la detección de corrientes armónicas, ni frenado en la corriente de Inrush; además, se puede utilizar para situaciones en las cuales no es posible medir las corrientes de los devanados. Se basan en que las ecuaciones electromagnéticas de un transformador son ecuaciones diferenciales de voltajes, corrientes y enlaces de flujo, estas ecuaciones son válidas durante corrientes de Inrush, condiciones normales de operación y fallas externas, sin embargo, no lo son para fallas internas. De acuerdo con esta consideración, los autores relacionan corrientes y voltajes en los devanados, para que a partir de corrientes y voltajes de línea se determine si existe falla o no [13].

En 1990, Murty y Smolinski, efectúan el diseño e implementación de la protección diferencial de porcentaje de un transformador trifásico, por medio de un filtro Kalman. Se utiliza un filtro Kalman de onceavo orden para estimar la señal fundamental y las componentes hasta de 5ª armónica, de las señales de corriente del transformador. El relevador es frenado con la presencia de armónicos durante la corriente de Inrush y con el quinto armónico ante condiciones de sobreexcitación. El frenado ante fallas externas es provisto mediante la característica diferencial de porcentaje [14].

En 1992, Girgis, Hart y Chang, proponen un algoritmo adaptable que permite el reconocimiento de los diferentes estados de operación del transformador, utilizando un filtro Kalman. Básicamente está compuesto por tres estados de operación del transformador. El proceso inicia cuando el sistema toma mediciones de corrientes y voltajes en el lado primario y secundario, para determinar el estado del transformador. Cuando el transformador se encuentra en condiciones normales de operación, un filtro de Kalman de segundo orden estima los valores de corriente en el lado primario y secundario del transformador y en caso de que se detecte un transitorio, un filtro de Kalman de tercer orden estima la señal de 60Hz. y analiza el decaimiento exponencial de la magnitud de corriente, determinando la existencia de una falla en el transformador. Cuando el transformador se encuentra desconectado y es energizado un filtro de Kalman de quinto orden evalúa la señal de 60Hz. y componentes de 120Hz. determinando si existe condición de falla [15].

En 1998, Stanley E. Zocholl, implementó un relevador en un microprocesador, el cual recibe señales de corriente y mediante un programa calcula: fasores de corriente en los devanados primario y secundario, la corriente diferencial, el contenido y frenado de armónicos y una señal de disparo para cada fase. Mediante un filtro coseno de 16 muestras extrae los fasores de la corriente fundamental, 2ª y 5ª armónica. Cuenta con ajustes para tomar en cuenta los taps y su operación se basa en la característica de protección diferencial de porcentaje [16].

En 1999, Sidhu, Gill y Sachdev, describen una técnica usando impedancias de secuencia positiva y negativa del sistema de potencia y del transformador para la detección de fallas. Dicha técnica requiere procesar los voltajes y las corrientes presentes en las terminales del transformador y las pruebas indican que es estable ante condiciones de saturación de TC`s.

En base a los datos de corrientes y voltajes se construye el plano de impedancias vistas por los relevadores del lado primario y secundario del transformador; éstas se encuentran en determinados cuadrantes dependiendo el estado en que se encuentre el transformador, es decir, falla o no falla. De esta manera los relevadores son capaces de distinguir entre fallas internas y externas a la zona de protección del transformador [17].

En 2000, Armando Guzmán, Stan Zocholl, Gabriel Benmouyal y Héctor Altuve, analizan los métodos tradicionales y desarrollan una nueva técnica para la protección diferencial de un transformador que provee seguridad ante condiciones de falla externa, Inrush, saturación de TC`s y sobreexcitación y provee dependabilidad ante fallas internas.

Esta técnica combina el método de frenado y bloqueo por armónicos con un método de reconocimiento de forma de onda; puesto que usa algunos armónicos para frenar el disparo y mediante el contenido de corriente de CD y de 5ª armónica bloquea el disparo. La característica de operación del relevador es una diferencial de porcentaje [18].

En 2001, Armando Guzmán, Stan Zocholl, Gabriel Benmouyal y Héctor Altuve, analizan a detalle y en forma teórica el problema de la protección diferencial del transformador. Inicialmente, se aborda el concepto de la protección diferencial; después, se analizan los fenómenos de Inrush, sobreexcitación y saturación de TC`s, como posibles causas de una mala operación del relevador. Finalmente, se describen los métodos existentes para discriminar las fallas internas, de corrientes de Inrush o condiciones de sobreexcitación [19].

### **1.3 Justificación**

El sistema de protección tiene por objeto la detección, localización y desconexión en forma automática del equipo afectado a fin de minimizar los efectos que el funcionamiento prolongado en estado de falla tendría sobre la instalación. Para cumplir con estas funciones, el sistema de protección debe cumplir las siguientes condiciones fundamentales: selectividad – estabilidad – confiabilidad.

**La selectividad** es la cualidad de los sistemas de protección eléctrica por la cual su accionamiento debe sacar de servicio solo la porción de la red afectada por la falla o en su defecto, la menor porción posible.

**La estabilidad** es la que asegura que el sistema de protección no operará para fallas que se encuentran fuera del tramo o equipo al que se le ha asignado proteger (la protección permanece estable).



**La confiabilidad** es otro de los requisitos que debe poseer el sistema de protección mediante el cual se determina la seguridad de que cada dispositivo opera en todas las ocasiones en que sea necesario de manera de no afectar la selectividad del conjunto.

Considerando que la confiabilidad no es total, la misma se asegura mediante la protección de respaldo o reserva.

Esta actúa solo en caso de falla por falta de la magnitud medida, falta de tensión continua de comando, falla en el relé propiamente dicho o bien en el circuito de comando del interruptor.

Los transformadores son uno de los elementos más costosos y valiosos en el SEP, por esta razón, la seguridad de estos es de gran importancia. La protección diferencial(87T) es uno de los esquemas más utilizados en los transformadores de potencia de gran capacidad (mayores a 10MVA) y su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de las magnitudes de las corrientes del lado de alta tensión contra las de baja; en este proceso, se obtiene una corriente diferencial que se compara con una corriente previamente ajustada, lo cual indica la operación de un relevador.

Sin embargo, esta corriente diferencial se puede ver afectada bajo otros fenómenos, que no necesariamente correspondan a una falla interna, ocasionando el disparo en falso del relevador. Estos fenómenos, se deben básicamente a la no linealidad del núcleo del transformador y se pueden presentar en condiciones de energización, sobreexcitación y fallas externas.

En la actualidad, los esquemas de protección en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se desarrollan para cumplir con los requerimientos de confiabilidad y seguridad. Al mismo tiempo, la evolución de la tecnología de protecciones ha introducido en el mercado relevadores digitales para la protección de SEP's, así como la infraestructura de comunicaciones en subestaciones y centros de control, que sugieren la posibilidad de desarrollar sistemas de protección que puedan adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema.

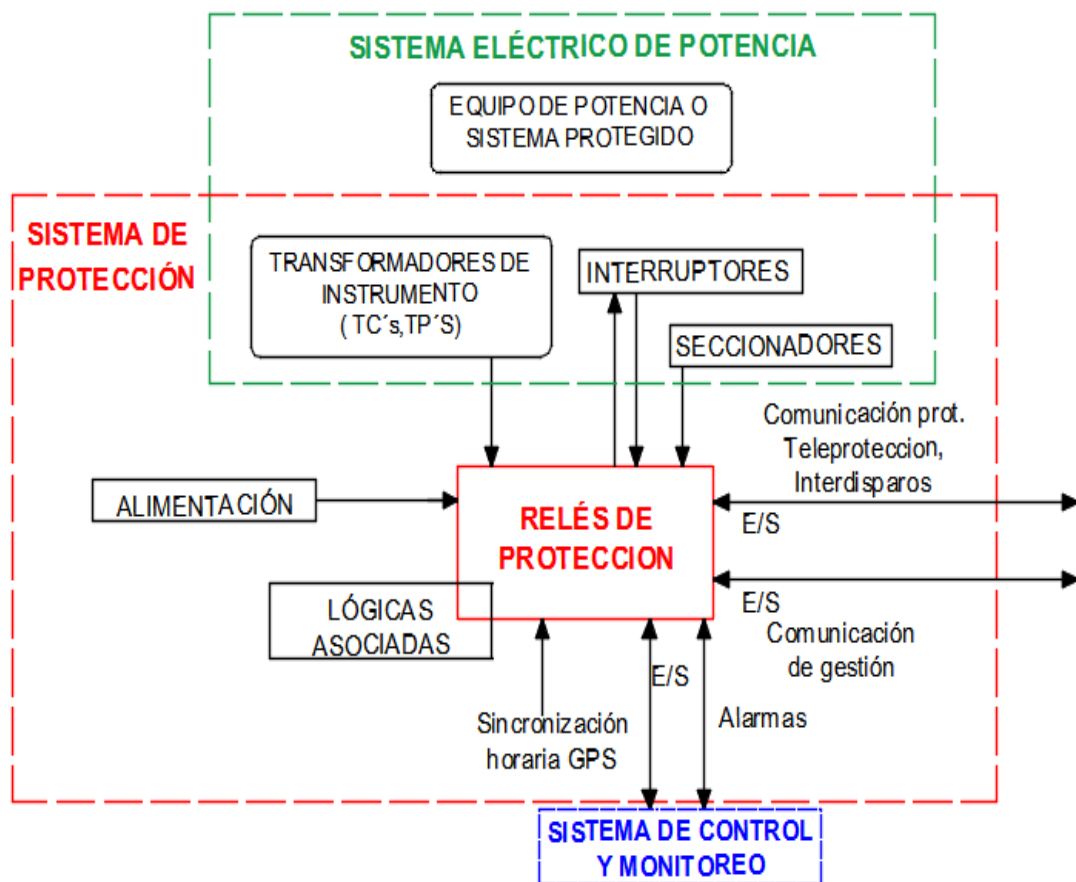
#### **1.4 Objetivo**

Modernización y puesta en servicio de esquema de protecciones de los tableros servicios propios de la subestación MANUEL MORENO TORRES(MMT), para un mejor funcionamiento de la subestación actualizando la infraestructura como son:

- Señalización
- Mando remoto
- Controles
- Alarmas
- Cableado

Con la finalidad de tener una respuesta rápida y segura ante posibles fallas en el sistema de potencia, y así mismo la digitalización de los relees de protección para una mejor monitoreo y análisis de fallas o cualquier evento que pueda dañar a los equipos eléctricos primarios. De igual manera un mejor monitoreo a través de la red utilizando fibra óptica como ruta de comunicación hacia tableros de mando y con zotse.

### 1.5 Metodología



Un sistema de protección tiene los siguientes componentes principales:

- Alimentación
- Transformadores de medida (transformadores de corriente y tensión).
- Interruptores
- Sistemas de comunicación (tele protección, gestión, lógica de subestación, etc.).
- Alarmas y señalizaciones
- Cableados y elementos asociados (llaves de transferencia, relés auxiliares y de monitoreo, lógicas cableadas)
- Aterramiento de equipos y cableados
- Relés de protección
- Tomas para ensayo
- Sincronización horaria

## 2. Fundamento Teórico

### 2.1 Causas que originan fallas en el sistema de potencia.

Como ya han sido mencionadas cuales podrían ser las posibles causas que originan que los equipos eléctricos de un sistema eléctrico pudieran fallar, ahora se realiza una pequeña explicación acerca del estudio del fenómeno que origina la falla, entre las fallas más comunes tenemos las siguientes:

- Sobrecarga
- Corto circuito
- Caída de tensión
- Elevación de tensión
- Variación de frecuencias
- Inversión del flujo de potencia

#### Sobrecarga

Como es sabido, todos los equipos están diseñados para soportar una cierta sobrecarga de trabajo. Durante su operación, esta sobrecarga está relacionada con el enfriamiento y con la duración que tenga el equipo operando; tomando en cuenta lo anterior, la protección empleada debe ser diseñada de tal manera, que permita que es el equipo opere con alguna sobrecarga dentro de los límites permitidos.

Estos límites están dados principalmente por el tipo de aislamiento, ya que el efecto térmico de la sobrecarga, afecta principalmente el tiempo de vida de los aislamientos, de echo existen curvas que relacionan la sobrecarga, con los tiempos permitidos de estas.

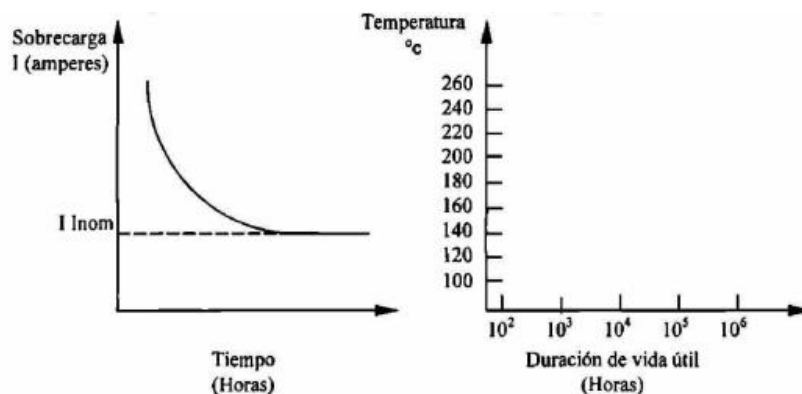


Figura 1. Límites de sobrecarga

## **Cortocircuito**

Es el tipo de falla más frecuente y peligrosa, esta falla origina grandes incrementos de corriente y reducciones de voltaje en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por bajo voltaje la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema.

Considerando la gran diversidad de causas que pueden originar un corto circuito, y las estadísticas que muestran diversos tipos de éste fenómeno anormal; se han tenido que diseñar distintos tipos de relevadores de protección contra sobrecorrientes por corto circuito.

## **Caída de tensión**

El sistema debido a condiciones de sobrecarga, o bien, a fallas en algunos puntos distantes al considerarlo para la protección, puede presentar la condición de bajo voltaje, pero si se excede este bajo voltaje deberá ser eliminado, es decir, que deberá de existir una protección que considere la presencia de este fenómeno anormal en el sistema.

## **Elevación de tensión.**

La elevación de voltaje en los sistemas, cuando no es producida por un transitorio de maniobra de interruptores o descargas atmosféricas, se debe a varios factores, como pudieran ser algunos de los mencionados a continuación:

- condiciones de baja carga en la red
- desconexión de líneas
- rechazo de carga
- efectos de excitación en generadores

## **Inversión en el sentido de la potencia.**

En las salidas de las centrales eléctricas (alimentadores o líneas de transmisión), así como en los enlaces entre partes o áreas de un sistema eléctrico de potencia, se mantenga en un solo sentido, para esto es necesario instalar los elementos de protección que cumplan con estos requisitos.

## **Variación de frecuencia.**

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es permisible dentro de ciertos límites, pero los valores fuera de estos límites son indicativos de un desequilibrio entre la generación y la carga, y, por lo tanto, condiciones anormales de operación.

La protección contra variación de frecuencia, puede ser contra baja frecuencia (disparo automático de carga).

## Estadísticas de falla

Al abordar los problemas de diseño e instalación del equipo de protección, es importante tener una idea de la frecuencia de ocurrencia con la cual ocurren las fallas en los diferentes equipos que forma parte de un sistema eléctrico de potencia. Tal información es de gran importancia, a continuación, se presentan dos tablas donde podemos ver el índice de fallas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia.

EQUIPO	% DE FALLAS
Líneas de energía	50
Interruptores	15
Transformadores	12
Cables	10
Equipo de control	3
Transformadores de instrumento	2
Otros	8

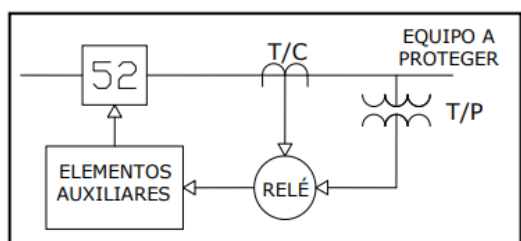
**Tabla 1.** Fallas en los diferentes elementos de un sistema de potencia

## 2.2 Clasificación de Relés de Protección en sistemas eléctricos de potencia.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos ligados al funcionamiento satisfactorio de un sistema eléctrico de potencia (SEP).

Tanto por razones técnicas como económicas, es posible evitar que se produzcan fallas. El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en una subestación, por lo tanto, se debe conocer los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la fig. 2.



**Figura 2.** Conexión TCs y TPs

- Relés de protección
- Transformador de medida
- Interruptores de potencia
- Circuitos de control

Además, las protecciones de la subestación deben ser efectuadas con relés, los cuales deben ser aplicados diferenciando los equipos según se indica:

- Protección del interruptor
- Protección del transformador
- Protección de barras o bus
- Protección de reactores
- Protección de banco de capacitores

El avance tecnológico y el desarrollo del software asociado han permitido que los relés de protección de los sistemas eléctricos se transformen en un dispositivo inteligente que adquiere señales de campo, realiza varias funciones de control, protección y medida.

Así el relé de protección multifuncional adquiere aun mayor relevancia para los sistemas eléctricos de potencia.

Los relés son una forma de protección actual designada a mantener un alto grado de continuidad de servicio y un daño limitado de equipos; en otras palabras, las protecciones eléctricas son de vital importancia para un sistema eléctrico de potencia.

Existen diversas formas de clasificar a los relés, entre ellas están:

- **Por su función:** Detecta defectos y condiciones anormales y generalmente dispara interruptores, además de dar alarma. Pueden ser nombrados de protección, de monitoreo, de re-cierre, de regulación, auxiliar y sincronización.
- **Por sus entradas:** corriente, voltaje, potencia, presión, frecuencia, - flujo, temperatura, vibración, etc.
- **Por su principio de operación o estructura:** balance de corriente, porcentaje, producto, estado sólido, térmico, electromecánico.
- **Por su característica de actuación:** distancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, bajo voltaje, piloto, etc.

Hoy en los relés modernos es más exacto hablar de funciones de protección en un relé de protección, que referirse a relés de protección como funciones aisladas. En los relés modernos las funciones de recierre y sincronización están incorporadas dentro de los relés de protección. Los sistemas de protección cuentan además con otros tipos de relés y funciones: monitores (relés de supervisión de circuitos de disparo), relés auxiliares (disparo, enclavamiento y bloqueo, etc.)

#### **Por su tecnología**

- Primarios
  - Electromecánicos
- Secundarios
  - Electromecánicos
  - Electrónicos o estáticos (análogos y digitales, electrónica discreta e integrada)
  - Digitales micro procesados
  - Numérico

### **Relés primarios.**

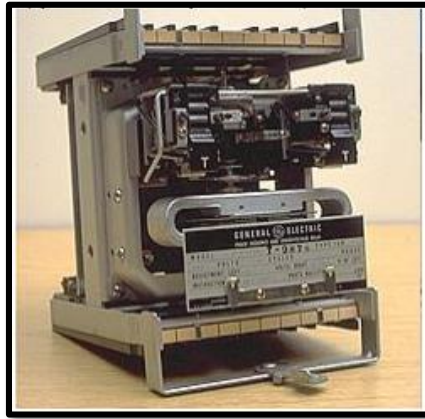
Son relés que miden una sola magnitud a nivel primario. No hay aislación galvánica entre la entrada y la salida, ya que miden del propio sistema de potencia y operan sobre el mismo en forma mecánica. El ejemplo típico es el relé de sobrecorriente.

Están en desuso y eran para baja y media tensión, no para alta tensión.

### **Relés electromecánicos.**

Los primeros relés de protección electromecánicos son de principios del siglo XX.

Se basan en que debido a un estímulo eléctrico se producen fuerzas electromecánicas que causan la operación de un contacto del relé. Dicha fuerza es producida por el flujo de corriente en uno o más bobinados en uno o más núcleos magnéticos. Su principal ventaja respecto a los relés primarios y fusibles es que hay aislación galvánica entre la entrada y la salida.



**Figura 3.** Relé electromecánico

Hay de distintas variantes según su principio concreto de operación o cómo se aplica el mismo:

- Relés de atracción de armadura
- Relés de disco o copa de inducción
- Relés bobina móvil
- Relés térmicos
- Relés operados por motor

Solo los 2 primeros tipos subsisten hoy en día (atracción de armadura y disco de inducción). En particular el principio electromecánico de atracción de la armadura es el que se utiliza en los relés auxiliares, biestables, etc. (que no son de protección).

### **Relés electrónicos (estáticos)**

Surgen en los comienzos de los '60 con el uso de la electrónica analógica discreta sustituyendo a las bobinas y núcleos magnéticos como herramientas para lograr las características y principios de protección. Inicialmente se usaban transistores y diodos para realizar comparadores, amplificadores, cuadradores, funciones lógicas, etc.

Posteriormente hay una segunda era de protecciones, pero ya con circuitos integrados lineales y digitales (amplificadores operacionales, compuertas, flip-flops, etc.). Surgen también las funciones lógicas más elaboradas. Pese a llamarse estáticos, por supuesto que tienen partes móviles por ej. sus relés de salida.

Se puede ver como una sustitución tecnológica caja a caja de los relés electromecánicos. Se seguía manteniendo una función por dispositivo o caja, excepto cuando se agrupaban funciones similares (por ej. 3 sobrecorriente de fase y una de neutro en un solo dispositivo, lo que no era común en relés electromecánicos).



**Figura 4. Relé electrónico**

El cambio de ajustes era más sencillo y flexible (dip-switches, potenciómetros, etc.).

El consumo sobre los circuitos de medida bajó radicalmente, reduciendo los requerimientos sobre los transformadores de medida. Aumentaron los problemas con a la interferencia electromagnética y el ambiente ruidoso que es una subestación.

Su calibración y reparación dejó de ser una actividad de campo, pasándose a realizar en laboratorio.

Su fuente de alimentación pasó a ser un elemento crítico, que debía ser altamente confiable. Pero tenían supervisión de la fuente de alimentación y contacto de alarma ante su falla.

### **Relés digitales**

Con la aparición del microprocesados y la computación, se empezó a aplicar esta tecnología a los relés de protección en los años '80. Las funciones de protección se implementan en programas y algoritmos programados.





Se pueden implementar un número muy importante de funciones de protección en un sólo equipo, tanto principales, de respaldo, como auxiliares o de monitoreo. Son sumamente flexibles en el ajuste y configuración, y tienen auto-supervisión.

Cada función es típicamente una rutina o algoritmo computacional. En la actualidad son protecciones confiables tanto en software como en hardware, siendo tan confiables como relés de otras tecnologías. Los costos decrecen o al menos los costos se mantienen para un aumento de funcionalidades y prestaciones.



**Figura 6.** Relés numéricos

### **Características de los relés numéricos**

Los relés numéricos de protección modernos tienen las siguientes funciones, capacidades y características:

- Flexibilidad (muchas de las siguientes características hacen a esta flexibilidad)
- Integración.
  - Varias funciones de protección – relés multifunción (detectar y despejar las faltas y condiciones anormales predefinidas).
    - funciones principales y de respaldo (e incluso de monitoreo)
    - amplios rangos de ajuste
  - Puede integrar funciones de control y monitoreo
    - Múltiples grupos de ajustes (seleccionables o conmutables por hardware y software)
  - Lógicas y configuraciones lógicas definidas por el usuario (tanto de protección como de control)
  - Cada magnitud se mide una vez y las utilizan todas las funciones de protección
  - A veces funciones de mando y control (protección y control integrado, protection and automation, sobre todo en MT)
  - No son necesarios TIs auxiliares (las correcciones de amplitud, desfasaje y filtrado de armónicos se realizan en el propio relé)
  - Disminución de espacio en los paneles (múltiples funciones, lógicas, etc.)
- Protección adaptiva y lógicas adaptivas

- Señalización y alarmas visuales (propias y salidas a otros equipos por comunicación y/o cableado)
- Interface humano-máquina (HMI) (display y teclado)
- Comunicación para su gestión (local y a distancia)
- Localización de faltas (protección de líneas y cables)
- Sincronización horaria (GPS, IRIG-B o IEEE 1588)
- Registro oscilográfico de fallas y condiciones anormales. Consiste en el registro de valores instantáneos de tensiones y corrientes de falta y pre-falta (post-trigger y pre-trigger) durante varios ciclos, de manera de poder analizar luego lo ocurrido en el sistema de potencia
- Registro Cronológico de Eventos (RCE), también llamado Sequence of Events (SOE) o Sequence Events Report (SER)
  - De las funciones de protección (arranques, disparos, bloqueos, etc.)
  - de falla o defecto interno
  - otros eventos (cambio de ajustes, pérdida de referencia temporal, reinicio, etc.)
- Medida de magnitudes de servicio on-line
- Baja carga a los circuitos de medida de corriente y tensión.
- Las magnitudes residuales pueden calcularse en vez de (o además de) medirse
- Chequeos
  - Supervisión de coherencia de las medidas de corrientes y tensiones trifásicas, detección de falla en transformadores de medida y circuitos secundarios
  - Detección de saturación de los TIs.
  - Supervisión de circuitos disparos
  - Supervisión de posición de interruptores y seccionadores
  - Supervisión del estado de interruptores (cantidad de aperturas, I<sub>2</sub> t acumulado, etc.)
  - Auto-supervisión muy exhaustiva y alarma de falla interna
  - Supervisión de la calidad de la continua de alimentación.
- Funciones de modo prueba (forzado de salidas, forzado de señales internas, verificación y forzado de entradas digitales, debug de lógicas, modo prueba para habilitar y deshabilitar funciones, etc.)
- Posibilidad de actualizar el firmware (software interno, corrección de bugs, nuevas funcionalidades)

Algunas dificultades o inconvenientes que presenta la tecnología moderna son:

- Genera cantidades enormes de datos, que deben poder ser información
- Gran complejidad (para entender funcionamiento y relaciones, implementar ajustes, implementar lógicas, lógicas y funciones adaptivas, IEC61850, ensayo, etc.)

- Vida útil limitada.
  - Depende de la obsolescencia tecnológica (nuevas necesidades funcionalidades compatibilidades no cubiertas)
  - La vida de los componentes (que son productos comerciales) limita la confiabilidad y disponibilidad.
- La integración de funciones, lógicas, protección y control integrados, aumenta la susceptibilidad a las fallas de modo común y afecta la confiabilidad.
- Susceptibilidad a interferencia de radio (RFI) y electromagnética (EMI). El rechazo es muy bueno, pero menor que en algunas tecnologías previas

### **Software del Relé**

El software es provisto para realizar una serie de tareas, pero debe estar funcionando en tiempo real. Un componente esencial es el sistema operativo en tiempo real, su función es asegurarse de que las otras tareas sean ejecutadas cuando éstas sean requeridas.

Otras tareas provistas el software varían según la función del relé especificado, pero puede ser generalizado como lo siguiente:

- Software para funciones del sistema. – está relacionado con el BIOS de una PC ordinaria, y controla el bajo nivel de entrada-salida del relé.
- Software de interfaz hombre-máquina (IHM): El software de alto nivel para comunicarse con un usuario, a través de los controles del panel delantero o con una transmisión de datos a otra computadora que funciona con un software conveniente.
- Aplicación del software: es el software que define la función de protección del relé.

### **2.3 Características Operativas del Relé.**

Los relés de un sistema de protección deben satisfacer las siguientes características operativas:

#### **Fiabilidad**

una protección fiable es aquella que responder siempre correctamente, esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

La protección está vigilando continuamente lo que pasa en el sistema por lo tanto está respondiendo en cada instante en función de las condiciones que se produzcan.

En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de operación como de no operación, en seguridad significa que no debe producirse operaciones innecesarias ni omitirse operaciones necesarias.

Por otra parte, cuando la protección debe operar es necesario que todas las etapas que componen la operatividad de la falla sean cumplidas con efectividad. Es importante que las protecciones se establezcan un adecuado programa de mantenimiento preventivo.

Hay que tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y que estas condiciones son escasas y excepcionales en cualquier sistema eléctrico de potencia. Por lo tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operara correctamente, aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez lo hizo.

### **Selectividad**

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para detectar la existencia de falla, distinguir si la misma falla se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los interruptores que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla.

Es importante que una protección opere cuando tiene que operar como que no opere cuando no tiene que operar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección, esta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslan el circuito en falla, si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la características selectividad.

En algunos casos, la propia configuración de la protección(relé) hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su área de protección.

### **Sensibilidad**

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquella que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias para permitir distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste.

Por ejemplo, la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte intensidad de vacío, denominada en inglés "Inrush current" o "corriente de inserción" que si es analizada única y exclusivamente desde el punto de vista de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas.

Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador o ha sido originado por una situación de falla.

### **Rapidez**

Tras haber sido detectada una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible, cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderá sus efectos y menos daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones de falla.

Todo ello redundará en una disminución de los costos y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados por tanto en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el SEP.

### **Economía y simplicidad**

La instalación de una protección debe ser justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una subestación es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que estas queden fuera de servicio.

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio
- Reducir los costos de reparación del daño. Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

Por lo tanto, la correcta valoración económica no debe restringirse solamente a los elementos directamente protegidos, sino que también debe tomar en cuenta las consecuencias que implicaría el fallo o funcionamiento anómalo del mencionado elemento.

Este retraso facilita, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP.

## 2.4 Transformadores de instrumento para relevadores

En los sistemas eléctricos de potencia la medición de corriente alterna es una de las cosas más comunes, no solo por la medición misma, sino porque se requiere para determinar otros parámetros de los circuitos eléctricos ya que las señales de corriente y voltaje se requieren para:

- Instrumentos indicadores y registradores
- Medición de potencia y energía eléctrica
- Alimentación de relevadores de protección

Como los niveles de corriente del sistema de potencia son muy elevados, los instrumentos de medida y los roles de protección no se pueden conectar en forma directa y lo hacen a través de transformadores de instrumento. A estos transformadores se los denomina transformadores de instrumento y se clasifican en:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión

Los transformadores de corriente tienen como función:

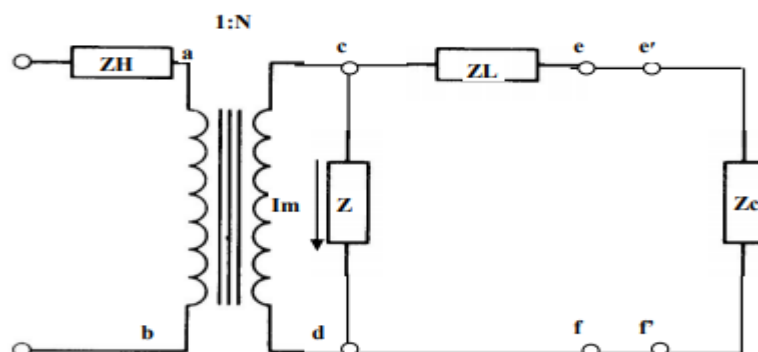
- adaptar las corrientes elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección.
- proporcionar aislamiento a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia.
- permitir el uso normalizado para las corrientes nominales de los instrumentos de medida y relés de protección.

Los transformadores de corriente constan de un bobinado primario y uno secundario arrollados sobre un núcleo magnético. Este núcleo puede ser cerrado o tener un pequeño entrehierro.

El arrollamiento primario se conecta en serie con el circuito de potencia y el arrollamiento secundario se conecta a los instrumentos de medida y relés de protección.

El arrollamiento primario puede estar constituido por una sola espira, o por múltiples espiras, las cuales a su vez se pueden dividir en partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación de transformación. El arrollamiento secundario, que siempre consta de un gran número de espiras, puede tener derivaciones para conseguir diferentes relaciones de transformación.

Refiriéndonos al diagrama que se muestra y haciendo las siguientes consideraciones:



En el diagrama:

- $Z_H$  = Impedancia propia del devanado de alta tensión.
- $Z_L$  = Impedancia propia del devanado de baja tensión.
- $Z_m$  = Impedancia de magnetización del transformador.
- $Z_c$  = Impedancia de carga en el secundario.
- $I_h$  = Corriente primaria.
- $I_l$  = Corriente que alimenta a la carga.
- $1:N$  = Relación de transformación "RTC".

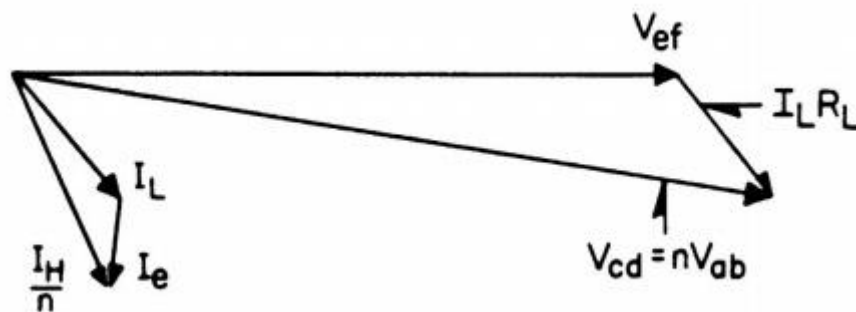
1.- El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces en esta misma, por lo que la corriente primaria  $I_h$  es la misma de la línea y la impedancia primaria  $Z_h$  es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

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

Podemos definir las condiciones de operación del "TC" como sigue:

#### Condiciones de operación normal.

Bajo condiciones normales de operación, la corriente secundaria será  $1/N$  veces la corriente vectorial de operación será aproximadamente el siguiente:



Donde el error de relación que representan la corriente de magnetización  $I_M$  y el ángulo  $\delta$  son despreciables, han sido exagerados en el dibujo para poder ser observados.

#### Condiciones anormales de operación y saturación.

La capacidad de transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario, depende de las características de diseño y construcción del "TC", como son:

La capacidad de sus conductores, el nivel máximo de voltaje que debe soportar el "TC" entre espiras y las características magnéticas de su núcleo.



Como sabemos en todo material magnético y la permeabilidad se puede suponer como una función lineal de la densidad de flujo para determinados valores de esta última y que, rebasando este rango de valores, varía en forma no lineal haciendo tender la densidad a un máximo dado por las características propias del material. En el análisis que sigue representaremos este efecto considerando la impedancia de magnetización  $Z_m$  como constante para los valores de transferencia de energía que están dentro de las características de diseño y disminuyendo no linealmente para los valores fuera de los mismos logrando un efecto similar al observado en el comportamiento real del "TC"

Observemos que pasa en el "TC" para los siguientes tres casos:

- 1) La corriente primaria es demasiado grande.
- 2) La impedancia de carga demasiado grande.
- 3) El circuito secundario abierto.

1) Cuando la corriente primaria  $I_h$  crece, la corriente  $I_H/N$  crecerá proporcionalmente a la primera.

Supongamos que la corriente es mayor a la especificada en el diseño del "TC", las corrientes secundarias  $I_M$  de magnetización e  $I_L$  corriente que alimenta la carga, crecerán también.

Al crecer  $I_M$  la excitación del núcleo será mayor y como habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución de  $Z_M$  provocando un crecimiento mayor de  $I_M$  que de  $I_L$ , y así un aumento en el error de relación y ángulo como se puede observar en el diagrama falorias en donde la relación ideal está dada por  $I_H/N$ .

El aumento en la corriente de magnetización  $I_M$ , nos representa el efecto de histéresis del núcleo magnético y traerá consigo un calentamiento y, por lo mismo, un daño si la exposición a ésta es prolongada.

2) Cuando la carga  $Z_c$  tiene una magnitud mayor a la que el "TC" puede alimentar el voltaje entre las terminales  $V_{cd}$  será mayor para un valor de  $I_H$  que el transformador normalmente debe soportar sin problemas. Al ser mayor  $V_{cd}$ , la corriente de magnetización  $I_M$  crecerá logrando un efecto similar al anterior.

3) Cuando el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hacia un valor dado por:  $V_{ed} = V_{ef} = I_H \times Z_M/N$

Que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras y, algunas veces, la explosión del "TC".

Si la excitación del núcleo dada por  $I_M$  es grande y varía en forma repentina, como lo puede ocasionar una corriente de falla elevada, el núcleo puede quedar magnetizado y provocar errores de relación aún dentro de los valores especificados para el "TC", sin embargo, como se verá más adelante, este magnetismo remanente del núcleo puede ser eliminado.

## Saturación

El efecto representado por la disminución de impedancia de magnetización del núcleo es que conocido normalmente como saturación. Este efecto debe ser considerado especialmente, pues provoca en la mayoría de los cursos un retraso en la operación de las protecciones, ya que debido a las características del sistema y del "TC", se presentará en el momento de la falla una respuesta similar a la existencia en la energización brusca de un circuito inductivo.

## Selección de la relación de transformación

Los valores para seleccionar la relación del "TC" deberán responder al siguiente modelo:

- La corriente secundaria del "TC" no deberá ser mayor de carga; ya que, por norma, el valor de corriente que soportan los equipos conectados al secundario en forma constante, es el siguiente:

$$5A \frac{I_c}{RTC}$$

Dónde:  $I_c$  es la corriente de carga máxima del circuito

RTC: relación de transformación

- La corriente máxima de falla en el punto donde será colocado el "TC" no deberá exceder corriente primaria "TC" por ejemplo, supongamos un TC de  $RTC = 600/5$ .

La falla máxima que el "TC" soportará por diseño según las normas ANSI, con un error menor al 10% en la relación será:

$$600 \times 20 = 12,000 \quad If_{max} ; If_{max} 20 IH$$

Donde:

$If_{max}$  = falla en el circuito

$IH$  = Corriente nominal del devanado de alta, se deberá considerar siempre la RTC a que esté trabajando este para aquellos de relación múltiple.

- Para evaluar la carga que deberá soportar el "TC" basta con sumar las cargas que representan cada uno de los equipos conectados en el secundario

## Especificaciones

Las especificaciones generales de un "TC" son:

a) Según su tipo

- Tipo "bushing": viene integrado al equipo primario como son transformadores e interruptores.  
Debido a que por diseño la sección transversal de su núcleo es mayor, este tipo responde mejor a altas corrientes con menor saturación, sin embargo, su corriente de excitación responde a pequeñas corrientes. Su impedancia secundaria en general es baja.
- Tipo devanado: es requerido por separado al equipo primario su costo es superior, debido a que su tipo de aislamiento es similar al del equipo primario. Su impedancia secundaria es alta y se satura más rápido que el TC tipo bushing.

b) aislamiento: Porcelana o Aceite.

c) Realización: de uno o varios devanados secundarios.

d) Frecuencia nominal del sistema.

f) Nivel básico de aislamiento.

g) Factor de sobre corriente: Sobrecorriente que el "TC" soportará normalmente sin dañarse por períodos largos de tiempo en general 120% de la nominal.

h) Sobrecorriente dinámica: valor instantáneo máximo de sobrecorriente que el "TC" soportará sin dañarse.

i) Sobrecorriente térmica: sobrecorriente que el "TC" soportará durante 4 segundos sin dañarse.

j) Clase y precisión: Las clases nominales de un "TC" para protección son las indicadas en la siguiente tabla:

CLASE	POTENCIA	CARGA ADMISIBLE
		(B)
C – 10	2.5 VA	0.1
C – 20	5 VA	0.2
C – 50	12.5 VA	0.5
C – 100	25 VA	1.0
C – 200	50 VA	2.0
C – 400	100 VA	4.0
C – 800	200 VA	8.0

**Tabla 2.** Clase y precisión de un TCs.

Según las normas ANSI para un error máximo de 10% a 20 veces la corriente nominal. Debe tomarse en cuenta que para los "TC" de relación múltiple, la clase está dada para la relación máxima y esta sigue una proporción directa al tomar una relación menor.

Debe tomarse en cuenta que para los "TC" de relación múltiple, la clase está dada para la relación máxima y esta sigue una proporción directa al tomar una relación menor.

Por ejemplo:

supongamos un TC de RTC = 100-600/5, clase C – 400(relación máxima), conectado en RTC = 300/5

Los volts amperes que soportara serán:

$$VA = \frac{100}{600/5} \times \frac{300}{5} = 50 VA$$

La carga máxima admisible será:

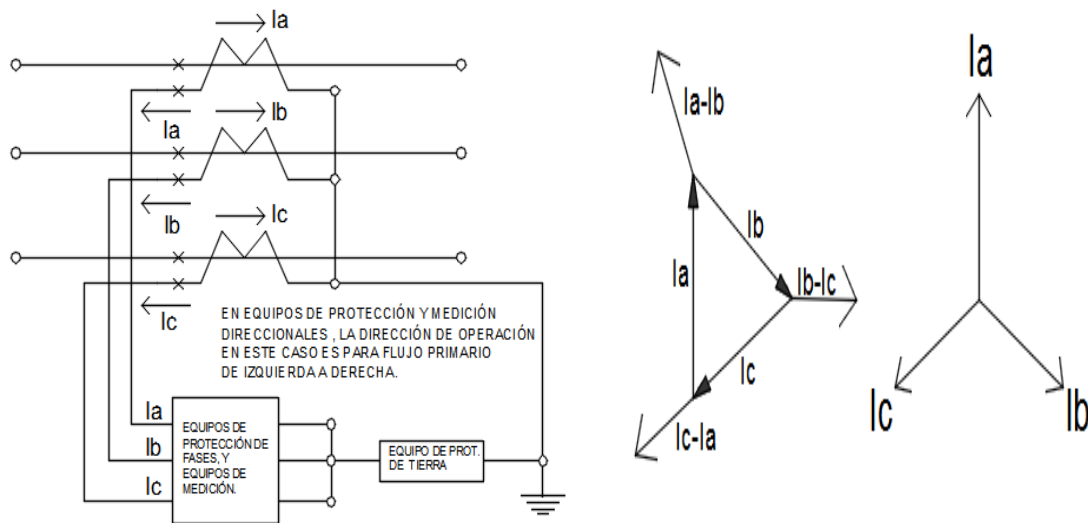
$$B = 4 \times \frac{300/5}{600/5} = 2$$

Quedando para esa relación con la capacidad de un "TC" clase C-200.

### Conexión de los transformadores de corriente

La forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se les dará a las corrientes secundarias que éste proporcionará. Las conexiones comúnmente usadas son:

- Conexión estrella

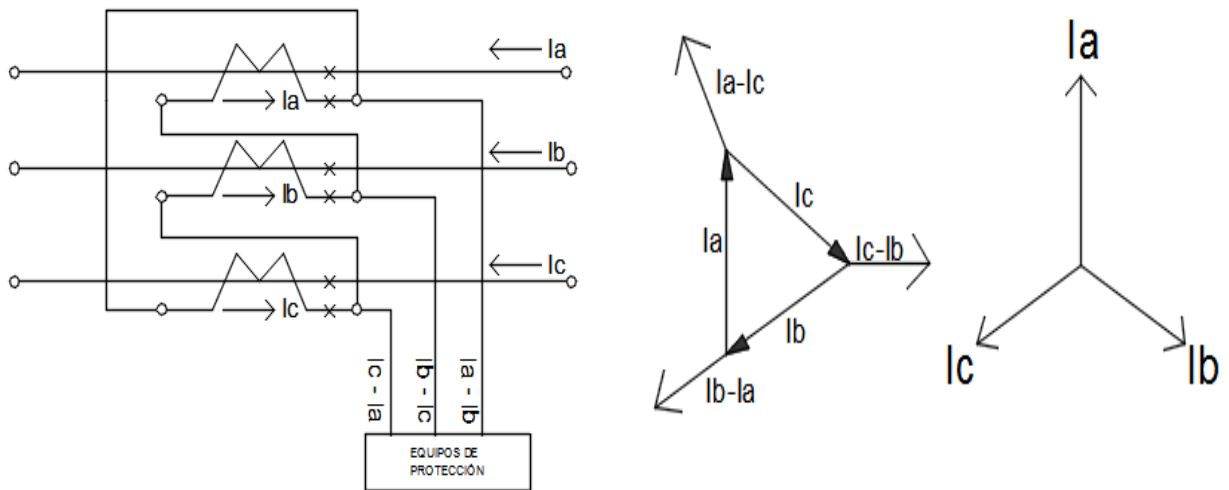


**Figura 7.** Conexión estrella y diagrama vectorial TCs.

Debe cuidarse que la dirección de las corrientes, es decir, que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta; pues la inversión de una o dos fases desbalanceara la estrella provocando una señal errónea en los dispositivos conectados al secundario Ia, Ib, Ic y In.

La inversión de las polaridades de las tres fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias no importando para esquemas donde solo intervengan el valor de la magnitud de corriente como son: relevadores de sobrecorriente no direccionales, pero para aquellos esquemas donde se consideran más de una corriente o voltaje alterara el funcionamiento del esquema.

- Conexión delta



**Figura 8.** Conexión delta y diagrama vectorial TCs.

Como se puede apreciar en los diagramas fasoriales, la conexión delta modifica la relación y ángulo con que la corriente secundaria alimentara a los dispositivos conectados al secundario.

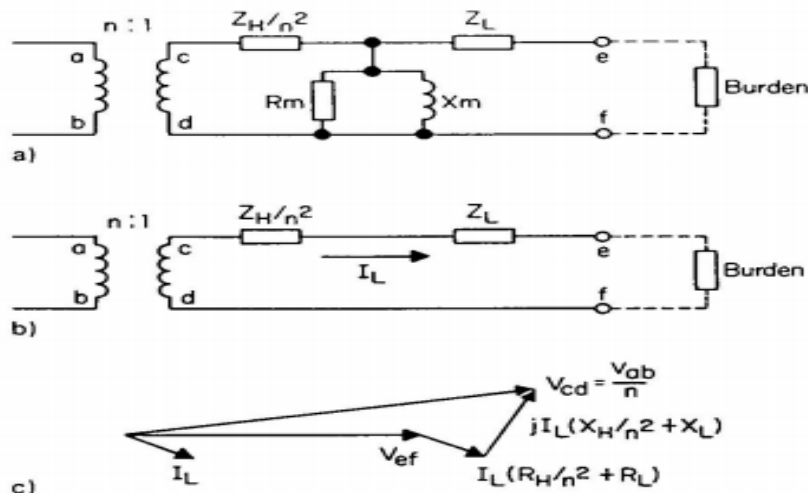
En la conexión deberá verificarse la polaridad de cada uno de los transformadores de corriente, pues la inversión de uno de ellos provocaría un desbalance y, por lo tanto, una señal equivocada en los dispositivos conectados en el secundario.

La inversión de la salida de las señales de la delta causara únicamente un desplazamiento de 180° en las corrientes Ia, Ib e Ic afectando en forma similar a la inversión de los TCs de una estrella.

Dado que no se tiene conexión a tierra, podemos observar que la conexión delta no permite corrientes de secuencia cero, esto es válido para cualquier tipo de transformador. Es decir, aparece abierto en el circuito en donde la conexión es delta.

### Transformadores de potencial (TPs)

El circuito equivalente del transformador de potencial (TP) y su diagrama fasorial se muestra en la siguiente figura.

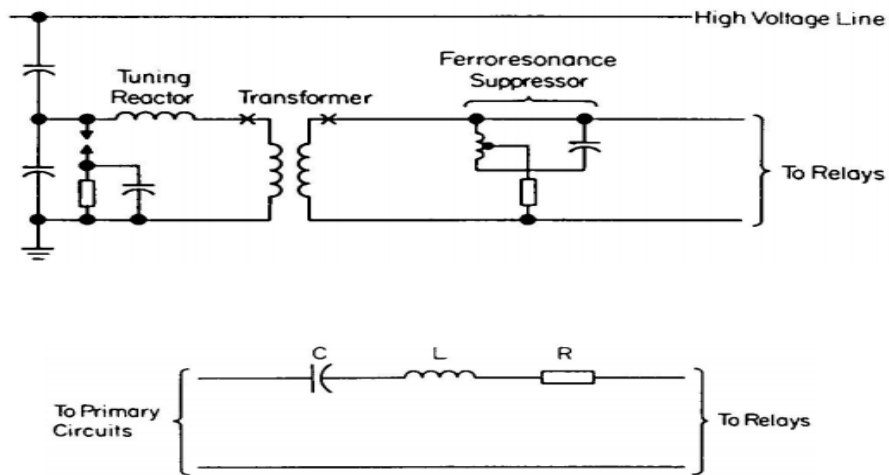


El comportamiento del TP es similar al del TC solo que este se conecta en paralelo con el sistema eléctrico ya sea entre fases o a tierra, dependiendo de las necesidades de utilización que se tengan. El diagrama fasorial se muestra muy exagerado en cuanto a la caída de voltaje, ya que, aunque existe usualmente un error de relación y ángulo de fase, este es del orden 0.3 al 1.2 % por diseño y dependerá de que la carga conectada no rebase las especificaciones de diseño del mismo.

La carga conectada al TP se caracteriza por ser de muy alta impedancia, por lo que la corriente originada es muy pequeña, de tal forma que en el primario producen un efecto similar al de la corriente de excitación, por lo tanto, un TP trabaja en condiciones similares a un transformador de potencia en vacío.

Existe además otro tipo de transformadores de voltaje y que denominamos transformadores de potencial de acoplamiento capacitivo o dispositivos de potencial capacitivos (DP'S). Este es un dispositivo que utiliza un divisor de tensión capacitivo en el circuito primario, aunque estos últimos años son más baratos, tienen un comportamiento inferior en cuanto a transitorios y precisión, ya que requieren de elementos que permitan ajustar la magnitud y ángulo de fase de la tensión secundaria. Un uso aparte que se les da a los DP'S es el acoplamiento de la señal de onda portadora.

La siguiente figura nos muestra un DP, así como su diagrama equivalente simplificado.



La selección de un TP o un UP se lleva acabo de acuerdo con dos criterios. El nivel del voltaje del sistema y nivel básico de impulso requerido por este sistema

### Tensión nominal secundaria

El voltaje secundario nominal es de 115 o 120 volts entre fases y su correspondiente valor de fase a tierra de  $115/\sqrt{3}$  y  $120/\sqrt{3}$  volts. La gran mayoría de los relevadores de protección y equipos de medición son diseñados para estos valores.

## Potencia nominal

La potencia nominal es generalmente la suma de las potencias nominales de los aparatos conectados al secundario, tomando en cuenta la caída de los cables entre los transformadores y los instrumentos de medición.

De acuerdo con las normas ANSI C57.13 se tiene 5 designaciones que son:

- W Para 12.5 VA
- X Para 25.0 VA
- Y Para 75.0 VA
- Z Para 200.0 VA
- Z2 Para 400.0 VA

## Clase de Precisión

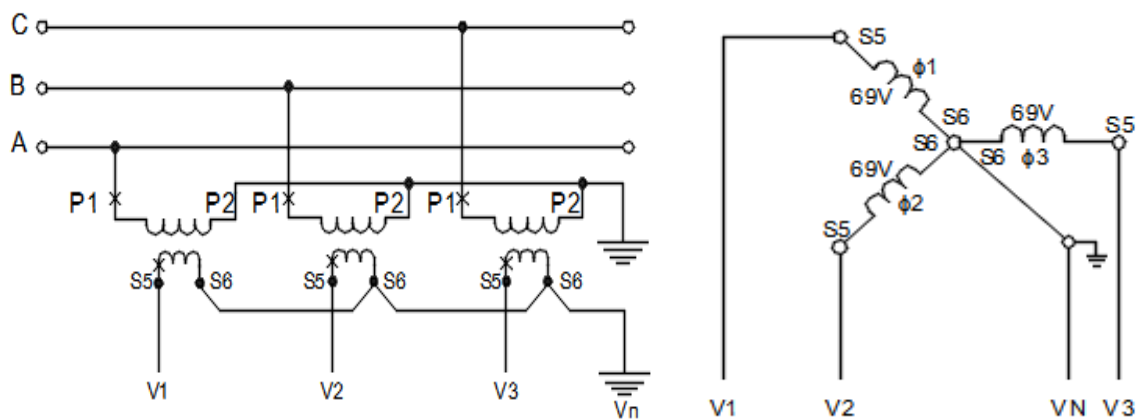
Las clases de precisión normales son:

- 0.1 Para calibración
- 0.2-0.3 Para instrumentos de medición
- 0.5-0.6 Para instrumentos de medición
- 1.2-3 y 5 Para relevadores de protección.

## Conexiones de los transformadores de potencial (TPs).

Las siguientes figuras presentan las conexiones más comúnmente usadas en los TP's o DP's para sistemas trifásicos.

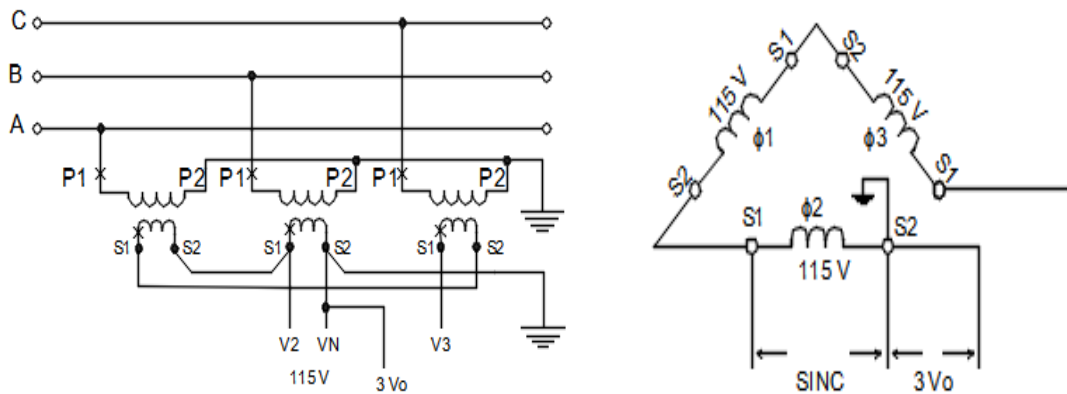
- Conexión estrella – estrella



**Figura 9.** Conexión estrella - estrella TPs

- $V1 - Vn = 69$  volts
- $V2 - Vn = 69$  volts
- $V3 - Vn = 69$  volts
- $V1 - V2 = 115$  volts
- $V2 - V3 = 115$  volts
- $V3 - V1 = 115$  volts

- Conexión delta abierta.



**Figura 10.** Conexión delta abierta TPs.

### 3. Desarrollo

#### 3.1 Características de la subestación de servicios propios 115/13.8 kV, de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres

La subestación de servicios propios es una subestación de transmisión que está ubicada a 41 km al noroeste de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Suministra el servicio de energía eléctrica a importantes servicios propios de la central como es el sector MMT, sistemas de bombeo vaso 1, T-SEB, vertedores cortina, sistema de bombeo vaso 2, T-SEA, vertedores de cortina.

La subestación cuenta con una tensión de 115 kV A 13.8 Kv, con dos transformadores (T1 Y T2) de una capacidad de 10/12.5 MVA's con relación de transformación de 115/13.8 Kv, cada transformador cuenta con dos interruptores de potencia, en el lado de alta de los transformadores se encuentra el Interruptor (72010 y 72020), de igual manera en el lado de baja de los transformadores cuenta con los interruptores (42010 y 42020).

Los transformadores T1 y T2 cuenta con 6 circuitos asociados en el lado de baja, cada circuito como ya se mencionó alimenta a los servicios propios de la central, tiene un interruptor por circuito, nombrados 4010,4020,4030,4040,4050,4060.

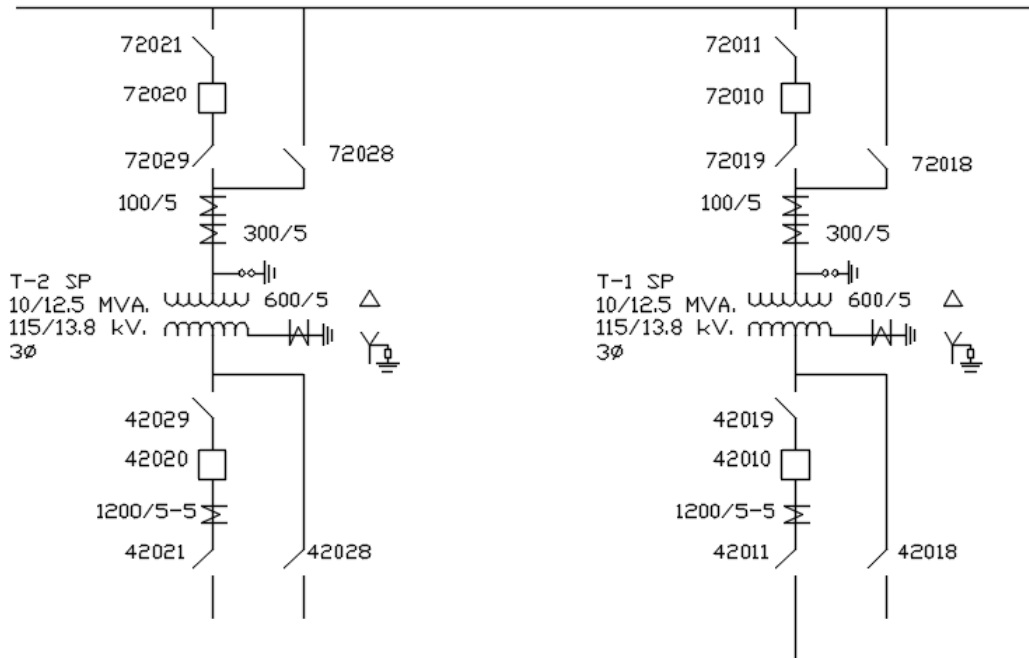
#### Diagrama Unifilar

el arreglo de la subestación en 115 Kv es barra sencilla la cual cuenta tres cuchillas (72021, 72029, 72028) de operación con carga que secciona el bus. En 13.8 Kv el arreglo es de barra principal y barra de transferencia, las cuchillas (4071,4061,4051,4041,4031,4021 y 4011), son la que enlazan al bus de 13.8 Kv. Las cuchillas (4079,4069,4059,4049,4039,4029,4019) son las que enlazan al bus de transferencia.

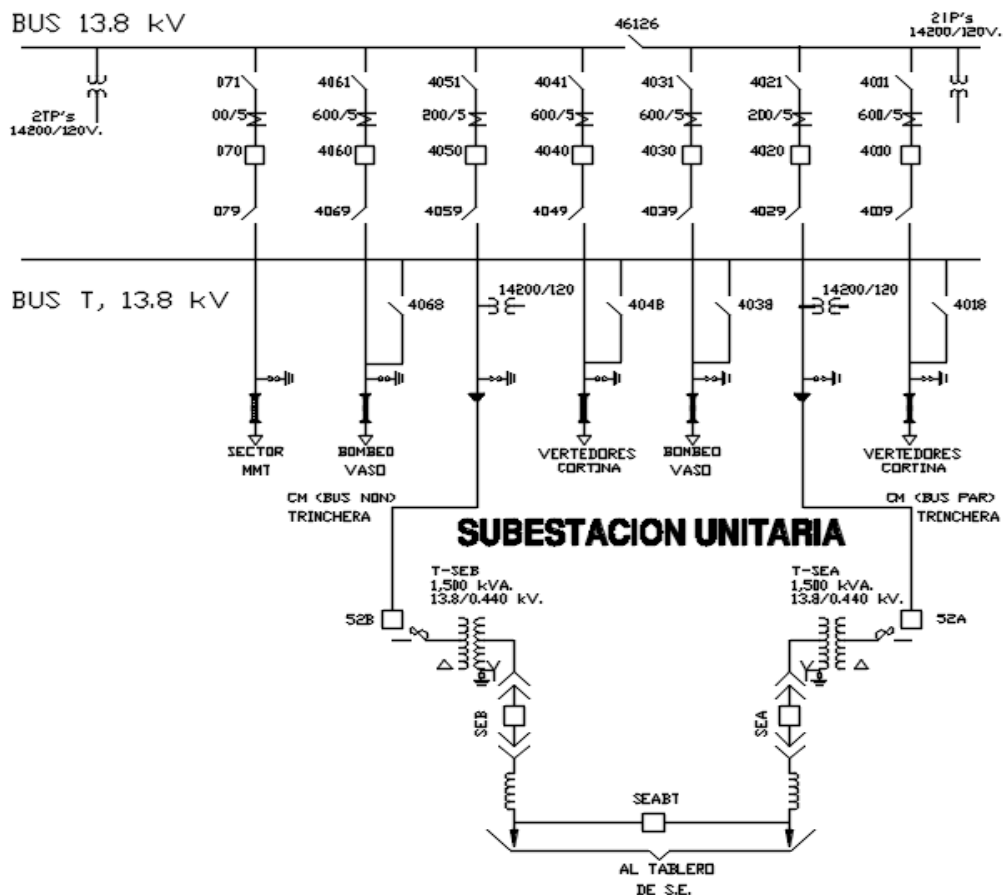


# SUBESTACION 115 kV.

BUS 115 kV.



# SUBESTACION 13.8 kV.



### 3.2 Esquema de protección general

El esquema actual de protecciones de la subestación de servicios propio de la central hidroeléctrica “Manuel Moreno Torres “ cuenta con los siguientes relevadores:

Esquema 1:

1. PPT1 Protección Principal del transformador, tiene la función diferencial de transformador 87T, programado en un relevador SEL – 587.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de alta del transformador, que se programa en el relevador SEL - 587.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de baja del transformador, que se programa en el relevador SEL - 587.
2. PRT1 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 50/51H en lado de alta del transformador en el interruptor 72010, programado en el SEL – 351.
3. PRT1 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 51L en lado de baja del transformador en el interruptor 42010, programado en el SEL – 351.
4. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4010. programado en el SEL – 551.
5. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4020. programado en el SEL – 551.
6. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4030. programado en el SEL – 551.

PPT1(protección principal transformador 1)  
 Relevador SEL – 587 protección diferencial de transformador



PRT1(protección de respaldo de transformador) del interruptor 72010H y 42010L.Relevador SEL – 351 protección de sobrecorriente



PPA protección primaria del Interruptor 4010.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



PPA protección principal del Interruptor 4030.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



PPA protección principal del Interruptor 4030.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



Esquema 2:

1. PPT2 Protección Principal del transformador 2, tiene la función diferencial de transformador 87T, programado en un relevador SEL – 387.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de alta del transformador, que se programa en el relevador SEL - 387.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTL del lado de baja del transformador, que se programa en el relevador SEL- 387.
2. PRT2 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 50/51H en lado de alta del transformador en el interruptor 72020, programado en el SEL – 551.
3. PRT2 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 51L en lado de baja del transformador en el interruptor 42020, programado en el SEL – 551.
4. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4040, programado en el SEL – 551.
5. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4050, programado en el SEL – 551.
6. PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4060, programado en el SEL – 551.

PPT2(protección principal transformador 2)  
 Relevador SEL – 587 protección diferencial de transformador



PRT2 (protección de respaldo de transformador) del interruptor 72020H y 42020L.Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



PPA protección principal del Interruptor 4040.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



PPA protección principal del Interruptor 4050.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



PPA protección principal del Interruptor 4050.  
 Relevador SEL – 551 protección de sobrecorriente



### **3.3 Diagramas Esquemáticos de corrientes, cierres, disparos y control**

Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico y completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr así la forma una visualización completa del sistema de la forma más sencilla.

un sistema trifásico balanceado se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes.

Las líneas de transmisión se representan por una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar o de una línea. Este se indica por una sola línea y por símbolos estándar, como se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico.




















El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema. La importancia de las diferentes partes de un sistema varía con el problema, y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza.

Los diagramas de corrientes y de voltajes, son en donde se representan gráficamente, la conexión de los devanados secundarios de los transformadores de corrientes y los transformadores de potencial conectados a las entradas analógicas del relevador. Se basa por símbolos en donde se conectan en tablillas en la sección en donde se encuentra el relevador, en el campo(subestación) o en otras tablillas en diferente sección.

En este presente trabajo profesional se presentan diagramas unifilares para el sistema de potencia, diagramas trifilares para la etapa de generación hasta la de transmisión y diagramas completos para circuitos de corrientes, voltajes, cierres, disparos y control.

Para la simbología que la comisión federal de electricidad sector chicoasen, se utiliza para diagramas ante mencionados se presentan en la figura.

Antes de realizar el cableado físico, se prosigue a verificar que los diagramas actuales sean los correctos, para evitar errores que puedan afectar a los equipos o accidentes en el personal técnico. La verificación de los diagramas actuales se trata de identificar que los cables de control estén conectados como se observa en el diagrama, a partir de ello, se actualizan los diagramas para la modernización del relevador.

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	TABLILLA EN GABINETE DE CAMPO		BOBINA DE RELEVADOR AUXILIAR		ENTRADA OPTOCOPLADORA
	TABLILLAS EN OTRA SECCION		RESISTENCIA CALEFACTORA		FUENTE DE ALIMENTACIÓN
	TABLILLAS EN LA MISMA SECCIÓN		CONTACTO NORMALMENTE ABIERTO		LAMPARA DE SEÑALIZACION
	TABLILLAS CORTOCIRCUITABLES		CONTACTO NORMALMENTE CERRADO		POLO DE PRUEBA PARA SEÑALES DE CORRIENTE
	CABLE, COLOR Y NUMERO		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO		POLO DE PRUEBA PARA SEÑALES DE VOLTAJE
	BOBINA DE CORRIENTE		FUSIBLE		
	BOBINA DE POTENCIAL		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO MINIATURA		

**Figura 1.** simbología de diagrama de control, corrientes, cierres y disparos

### 3.4 Protección a transformadores de potencia

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

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

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	POTENCIA (MVA)
De 2 devanados	De 1 a menos de 7.5
De 2 devanados	$\geq 7.5$
De 3 devanados	$\geq 10$
Autotransformadores	$\geq 10$

**Tabla 1.** Clasificación de transformadores de potencia

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

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

### **Protección diferencial 87T**

Dentro de los esquemas de protección para las subestaciones de transmisión, la diferencial del transformador (87T), proporciona la protección primaria del mismo. El relevador diferencial, proporciona protección selectiva de alta velocidad cuando se presentan fallas internas en transformador de potencia o aquellas fallas que se presentan dentro de sus zonas de protección diferencial.

La diferencia del banco de transformación, se encargará de censar las corrientes que entran y salen por los devanados, mismas que serán comparadas en un circuito diferencial, y al detectar algún desbalance o diferencia de corrientes, manda operar el relevador. Esta protección está comprendida entre los TC`s de alta tensión (115Kv) y los TC`s de baja tensión (13.8 Kv).

Cuando ocurra una falla dentro de la zona de protección, operara el relevador 87T, operando a su vez los relevadores 86T del banco, la cual mandara una señal de disparo al interruptor en alta 72010 y al interruptor 42010 en baja del mismo banco, al mismo tiempo bloqueara el cierre de los interruptores 72010 y 42010, para eliminar el bloqueo de cierre de interruptor, es necesario restablecer la función 86T.

Los TC`s reducen las magnitudes de las corrientes del primario y secundario de un transformador de potencia. Las relaciones de transformación de los TC`s son seleccionadas de manera que cada TC`s proporcione en su secundario la misma corriente. Las corrientes que salen de los TC`s son comparadas al pasar a través del mismo relevador diferencial. En condiciones normales de operación del transformador y ante fallas externas, la corriente diferencial a través del relevador de protección es prácticamente cero; para fallas internas, la corriente diferencial es la suma de las corrientes que alimentan la falla.

- **Compromisos de operación del relevador 87T**

- a) Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización.
- b) No debe operar para fallas externas a su cobertura.
- c) No debe operar durante la energización del transformador cuando exista falla interna.



### **Protección de sobrecorriente del lado de alta 50H-51H**

Si opera el elemento instantáneo 50H, manda señal de disparo al relevador 86T del propio banco, este a su vez mandara señal de disparo al interruptor de alta, así como al interruptor de baja, al mismo tiempo bloqueara el cierre de estos interruptores, para restablecer el cierre es necesario restablecer el relevador 86T.

Si opera el elemento de tiempo, manda señal de disparo al interruptor de 115 Kv, así como al interruptor en 13.8 Kv del propio banco. Esta función es para la sobrecarga del transformador, por tal razón, no activa el relevador 86T, porque no existe fallas internas en el transformador, si no que tan solo se abren los interruptores liberando la carga que se alimenta.

- **Compromisos de operación del relevador 50H Y 51H**

- a) La unidad instantánea 50H no debe operar para ninguna falla en baja tensión.
- b) La función 51H debe operar de manera coordinada con las protecciones primarias del banco y de respaldo.
- c) La función 51H debe operar como protección de sobrecarga del transformador.

### **Protección de sobrecorriente del lado de baja 51L**

La protección 51L está conectada en los TC`s del lado de baja del transformador. Este relevador operara cuando fallas entre fases en el lado de 13.8 kV, mandando abrir los interruptores de alta y baja respectivamente.

- **Compromisos de operación de la protección 51L**

- a) Debe permitir operar primero a protecciones primarias del banco las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión.
- b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre transformador e interruptores de baja.

### **Protección del neutro del transformador 51NTH – 51NTL**

La protección 51NTH está conectada en el neutro(H0), de los transformadores de corriente del propio banco. Cuando ocurra fallas a tierra en alta 115 Kv operara el relevador 51NTH, que mandara disparo directamente al interruptor de alta (115kV) y baja (13.8Kv) del propio banco.

La protección 51NTL está conectada en el neutro(X0), de los transformadores de corriente del propio banco. Cuando ocurra fallas a tierra en el lado de baja (13.8kV) operara el relevador 51NTL, que mandara disparo directamente al interruptor 72010,72020 de alta y 42010 ,42020 de baja del propio banco.

- **Compromisos de operación del relevador 51NTH Y 51NTL.**

51NTH Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del primario del transformador

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión.
- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

**Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del transformador. 51NT-L**

- a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión.
- b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión.
- c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.
- d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

**Protección de falla del interruptor (50FI) sobrecorriente**

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas.

Los relés de sobrecorriente solo se utilizan como protecciones a los transformadores, protección contra cortocircuitos además de protección contra sobrecargas.

Cuando se usan en lado primario, generalmente coordinan con los dispositivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se selecciona en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y el arreglo de los circuitos.

La protección de sobrecorriente de tiempo se utiliza como protección de respaldo para transformadores de potencia pequeños con capacidades en el rango de algunas decenas de MVA o aun como la protección principal en transformadores muy pequeños para detectar fallas entre fases internas y externas. El ajuste de pick-up depende de la corriente nominal del transformador, pero el retraso de tiempo se determina por el tiempo de coordinación del sistema de potencia.

Las características principales son:

- a) Operación tripolar
- b) Función de detección de arqueo interno o externo del interruptor (flashover) solo para tensiones de lado primario de 230 v a 400 kV.
- c) Relevador auxiliar de disparo con bloqueo de cierre y reposición manual (86FI). Se acepta como función adicional del relevador 50FI.

### 3.5 Criterios de ajustes protecciones

#### Criterios de ajuste para la función 87T

- a) Ajustar el pickup al 30 % del valor de la máxima capacidad del transformador.
- b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.
- c) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TCs niveles altos de corriente.
- d) Bloqueo por segunda armónica: ajustar a 15% para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.
- e) Bloqueo por quinta armónica: ajustar al 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.
- f) Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

#### Criterios de ajuste para la función 51H

- **Pickup.**
  - a) Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.
  - b) Ajustar al 200% si no existe la protección de respaldo.
- **Tipo de Curva.**
  - a) Se deben seleccionar una curva muy inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.
- **Palanca.**
  - a) El tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.
  - b) Mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 mili segundos contra el 51NT-H, 51L y 51NT-L para fallas monofásicas en el bus de baja.
  - c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

#### Criterios de ajuste para la función 50H

- **Pickup.**
  - a) El ajuste debe ser mínimo 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

### Criterios de ajuste para la función 51NTH

- **Pickup.**
  - a) Se debe ajustar como mínimo al 25% de la capacidad máxima del transformador y se debe ajustar al 50% de la aportación para falla a generación mínima al final de la línea más larga con interruptor abierto de la red de alta tensión.
- **Tipo de Curva.**
  - a) Se deberá seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.
- **Palanca.**
  - a) El tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.
  - b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zona 2 de los relevadores de distancia (21) de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

### Criterios de ajuste para la función 51NTL

- **Pickup.**
  - a) Se debe ajustar al 30% de la capacidad OA del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial. En el caso de que no sea radial el ajuste sea del 25% de la capacidad OA del transformador.
- **Tipo de Curva.**
  - a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.
- **Palanca.**
  - a) El tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.
  - b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zona 2 de los 21 de las líneas de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

### 3.6 Cálculos de ajustes para la función de protección 87T

Se debe determinar la corriente nominal del transformador en el lado de 115 Kv.

$$I_{Hprimaria} = \frac{MVA}{\sqrt{3}KV} = \frac{12,500,000}{\sqrt{3} * 115,000} = 62.754 A$$

La relación de transformación del transformador de corriente (RTC) es de 300:5 o 60:1 por lo que la corriente secundaria en 115 Kv es:

$$I_{Hsecundaria} = \frac{I_{Hprimaria}}{RTC} = \frac{62.754 A}{60} = 1.0459 A$$

También debemos calcular la corriente nominal en el lado de baja del transformador

$$I_{\text{primaria}} = \frac{MVA}{\sqrt{3}KV} = \frac{12,500,000}{\sqrt{3} * 13,800} = 522.9622 A$$

La relación de transformación del transformador de corriente (RTC) es de 1200:5 o 240:1, por lo que la corriente secundaria en 13.8 Kv es:

$$I_{\text{secundaria}} = \frac{I_{\text{primaria}}}{RTC} = \frac{522.9622 A}{240} = 2.1790 A$$

De acuerdo a los criterios de ajustes, la unidad diferencial sin restricción debe ajustarse a 10 veces la corriente nominal, por lo que:

87T sin restricción es igual a 10.459 A.

El objetivo de los elementos instantáneos de corriente sin retención es reaccionar rápidamente para niveles de corriente muy altos, que indiquen claramente una falla interna. Ajuste el nivel de pickup (U87P) cerca de 10 veces tap.

Los valores de tap para el relevador SEL-487E son los valores de corriente nominal. Para ingresar este valor en el relevador se debe de hacer en valores de TAP, por lo que este ajuste queda de la siguiente forma:

$$U_{87P} = \frac{10.459}{TAP_{min}} = \frac{10.459}{1.0459} = 10 A$$

Los ajustes TAP1 y TAP2 en el relevador son:

$$TAP1 = 1.04$$

$$TAP2 = 2.17$$

Para el ajuste de la función diferencial porcentual, de acuerdo a los criterios, se ajusta al 30% de la capacidad nominal del transformador:

$$IH = 0.3 \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV * RTC} = \frac{12,500,000}{\sqrt{3} * 115,000 * 60} = 0.3137 A$$

El valor del pick up es 0.3137, el ajuste de debe programar en valores de por unidad en el relevador, por lo que este valor lo dividimos entre 5, que es la corriente nominal, dando un pick up de 0.06274.

El fabricante recomienda para un correcto funcionamiento de la función 87T, se ajuste a un valor de 0.3, entonces en ajustes queda de la siguiente forma.

$$O_{87P} = 0.3$$

El ajuste de las pendientes SLP1 y SLP2, el criterio de ajuste recomienda que sea del 30% y 60% respectivamente. El valor de SLP1 se calcula de la siguiente forma:

El valor de SLP1 se calcula de la siguiente forma:

$$SLP1 = 0.87P * \frac{100}{IRT} = 0.3 \frac{100}{IRT} = 30\%$$

El valor de la IRT se obtiene de la gráfica que representa la curva característica de la función 87T.

Por lo tanto, los ajustes se programarán de la siguiente forma:

SLP1 = 30%

SLP2 = 60%

Los bloqueos por armónicos de acuerdo a los criterios de ajuste deben ser de la siguiente forma:

PCT2 = 15

PCT5 = 35

A continuación, se muestra en resumen las funciones de entradas y salidas del relevador SEL 487E

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
RID	PTT1	Identificación del relevador
TID	S.E. SERVICIOS PROPIOS	Nombre de la subestación
E87	Y	Habilitación de la función 87T en el relevador
W1CT	Y	Tipo de conexión del devanado 1 del transformador (Y=estrella, D = Delta)
W2CT	Y	Tipo de conexión del devanado 2 del transformador (Y=estrella, D = Delta)
CTR1	60	Relación de los TCs del lado de alta del transformador
CTR2	240	Relación de los TCs del lado de alta del transformador
CTRN1	120	Relación de los TCs del neutro de alta del transformador
CTRN2	120	Relación de los TCs del neutro de baja del transformador
MVA	12.5	Potencia nominal del transformador
ICOM	Y	Este ajuste es para realizar alguna compensación por desfase angular en el transformador
W1CTC	1	Ajuste de compensación para desfase angular en el devanado de alta del transformador
W2CTC	1	Ajuste de compensación para desfase angular en el devanado de alta del transformador

VWDG1	115	Voltaje entre fases del devanado de alta del transformador
VWDG2	13.8	Voltaje entre fases del devanado de baja del transformador
TAP1	1.04	Valor de corriente nominal del transformador en lado de alta
TAP2	2.17	Valor de corriente nominal del transformador en lado de baja
O87P	0.3	Pick up de la unidad diferencial porcentual
SLP1	30	Valor de la primera pendiente
SLP2	60	Valor de la segunda pendiente
U87P	10	Pick up de la unidad diferencial instantánea
PCT2	15	Bloqueo de operación, si la segunda armónica esta sobre el 15 porciento
PCT5	35	Bloqueo de operación, si la quinta armónica está por sobre el 35 por ciento.

### Cálculo de ajustes para la función 50H – 51H

La función 50H debe calcularse de acuerdo a los criterios a mínimo 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

$$50H = \frac{10 * IH}{RTC} = \frac{10 * 62.754 A}{60} = 10.459 A$$

En el relevador SEL-487E el ajuste del 50H es de la siguiente forma:

$$50P1P = 10.459 A$$

El ajuste del pick up del 51H debe calcularse al 220% de la capacidad OA del transformador. Se obtiene de la siguiente forma:

$$51H = 2.2 \frac{MVA(OA)}{\sqrt{3} * kV * RTC} = \frac{10,000,000}{\sqrt{3} * 115,000 * 60} = 1.84 A$$

La recomendación que hacen los criterios es que se use una curva IEEE MI medianamente inversa, por lo que de acuerdo a las curvas que utiliza el relevador SEL-487E, se seleccionara una curva tipo IEEE MI.

Los tiempos de operación de la función 51H deben de estar entre 800 milisegundos y 1 segundo para una falla trifásica en el lado de baja del transformador.

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
CTRW	60	RTC de los TCs del lado de alta
CTRX	120	RTC del neutro de baja del transformador
VNOMY	115	Voltaje nominal en kV
E50P	1	Habilitación de la función de sobrecorriente instantánea 50H

E51S	2	Habilitación de la función de sobrecorriente temporizada del lado de alta y del neutro de baja del transformador 51H Y 51NTL
50PIP	10.459	Pick up de la función 50H
51S1O	IMAXL	Corriente que va a censar y con la cual va operar la función 51H. es la corriente máxima total del TC.
51S1P	1.84	Valor del pick up de la función 51H
51S1C	U3	Curva característica de la función 51H

### Cálculo de ajustes para la función 51NTH

El criterio de ajustes nos dice que el 51NTH debe estar ajustado como mínimo al 25% de la capacidad máxima del transformador y al 50% de la aportación para falla a generación mínima al final de la línea más larga con interruptor abierto de la red de alta tensión. Calculamos el 25% de la capacidad del transformador

$$51NTH = 0.25 \frac{MVA}{\sqrt{3} * kV * RTC} = 0.25 \frac{12,500,000}{\sqrt{3} * 115,000 * 120} = 0.1307 A$$

### Cálculo de ajustes para la función 51L

Para el cálculo del pick up de la función 51L, debemos de considerar el 200% de la capacidad OA del transformador. El cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$51L = 2.0 \frac{MVA (OA)}{\sqrt{3} * kV * RTC} = 2.0 \frac{10,000,000}{\sqrt{3} * 13,800 * 240} = 3.4864 A$$

El valor del dial que debe tener la función 51L debe permitir estar entre 0.6 y 0.8 segundos de operación para falla trifásica en el bus de baja tensión.

### Cálculo de ajustes para la función 51NTL

Conforme a los criterios de ajustes del relevador 51NTL para el cálculo del pick up, debemos de considerar el 30% de la capacidad máxima OA del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial.

$$51NTL = 0.3 \frac{MVA (OA)}{\sqrt{3} * kV * RTC} = 0.3 \frac{10,000,000}{\sqrt{3} * 13,800 * 120} = 1.0459 A$$

### PRT1(Protección de respaldo para Transformador 1)

### PRT2(Protección de respaldo para Transformador 2)

la finalidad básica de la protección de un sistema eléctrico de potencia, es localizar las corrientes o tensiones anormales y ordenar la desconexión de las secciones anormales del sistema tan rápido como sea posible y con la mejor perturbación posible al resto del sistema eléctrico.



Para mejorar la confiabilidad de dicha protección, es usual disponer de más un juego de protección en una ubicación determinada, o para sección particular de un sistema eléctrico de potencia.

Un juego de protección es considerado como la protección primaria o principal y el otro como protección de respaldo. La protección de respaldo puede ser “local” o “remota”, dependiendo de su ubicación relativa con respecto a la sección del sistema de potencia a que está destinada a proteger.

Una protección es considerada como principal o respaldo según su aplicación particular en cualquier situación y su tipo o modo de operación. Cuando dos protecciones instaladas en un mismo punto son responsables para fallas en diferentes secciones de un sistema de potencia, tienen distintos alcances o tiempos de operación, generalmente la protección que cubre la sección menor del sistema teniendo el mayor grado de discriminación contra fallas externas a la sección, o posee el tiempo más pequeño de operación, es considerada como la protección principal y la otra es la protección de respaldo.

La protección de respaldo está destinada a cubrir desperfectos de la protección principal y de los equipos de despeje de falla asociados (interruptores, fusibles de circuitos de apertura, baterías, etc.).

La protección de respaldo remoto implica que un desperfecto en una subestación está cubierto por protección de respaldo en otra u otras subestaciones. Las protecciones principales duplicadas se cubren mutuamente de desperfectos que tiene lugar en la otra (localmente, debido a que se encuentran instaladas en la misma ubicación) y, además, se cuenta con medios para cubrir los desperfectos que ocurren en los equipos de despeje de falla controlados por las dos protecciones (nuevamente en la misma localización); esto se conoce como “protección de respaldo local”. Cuando se emplea esta última protección, se intenta dar algún grado de respaldo remoto, aunque no necesariamente en cada subestación, para cubrir los casos poco frecuentes de pérdida total de la batería de subestación.

### **3.7 Pruebas preoperativas a esquema de protecciones.**

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

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

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

- a) Diagrama unifilar de la instalación
- b) Diagrama unifilar de protección y medición de la instalación
- c) Diagramas trifilares
- d) Diagramas esquemáticos y de control
- e) Diagrama de alambrado de tableros
- f) Software, manuales, licencias, y accesorios de comunicación

### **Tableros de protección**

Los tableros de protección son gabinetes metálicos en donde se concentra todo el equipo de protección, medición y control, se identifican de acuerdo al equipo primario que se desea proteger (línea de transmisión, transformador, barras, entre otros), la tensión de operación, las protecciones, el arreglo de barras y por el tipo de construcción, véase la Figura No 2.

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

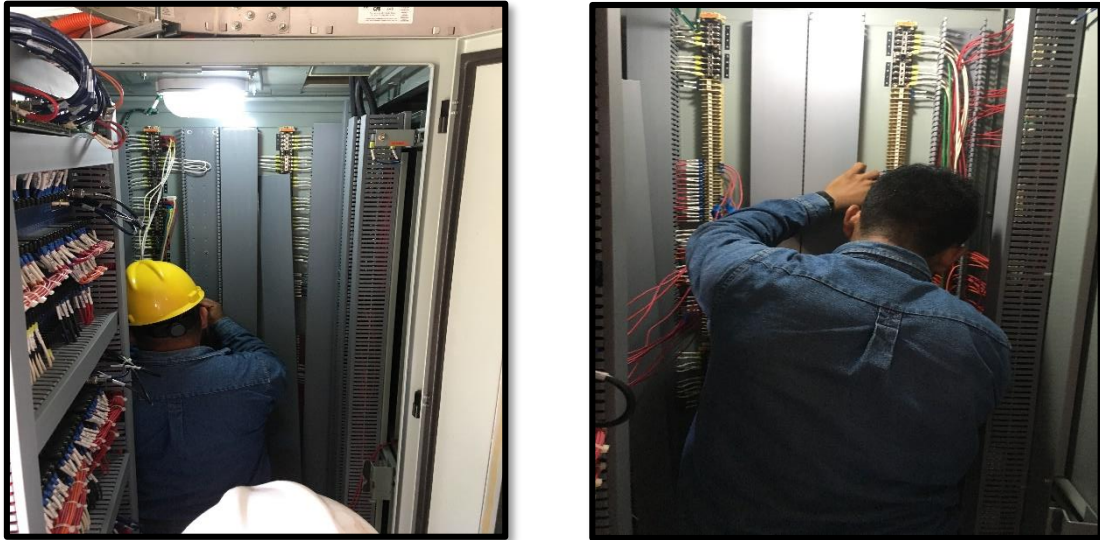


**Figura 2.** Tablero en caseta de control.

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

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

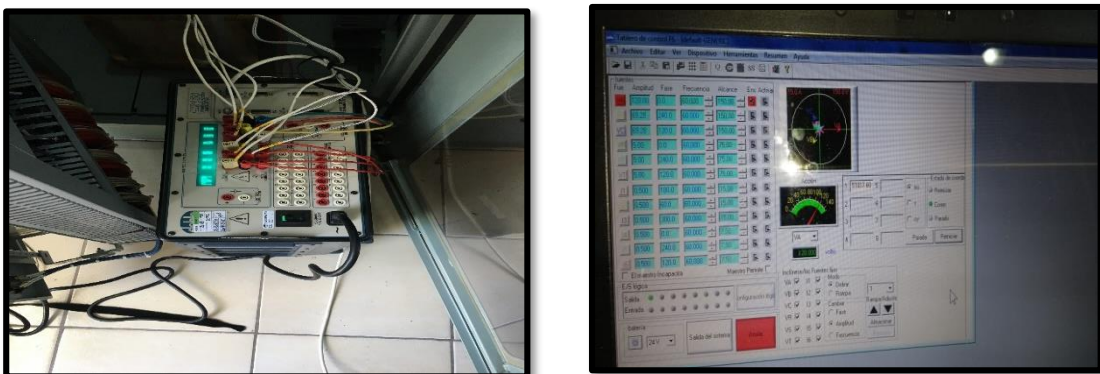
Se realiza revisión de conexiones, estado de tornillería y conectores zapata, se verifica que los neutros de los circuitos de corriente, el blindaje del cable de control, los equipos de protección, medición y control estén conectados a la barra de tierra, se verifica el estado físico de los interruptores termomagnéticos y el funcionamiento de la resistencia calefactora, véase Figura No 3.



**Figura 3.** Revisión de tableros de protección.

Se realiza la revisión de los circuitos de corrientes y potenciales inyectando con equipo de prueba desde tablillas y verificando que las señales lleguen a todos los equipos de protección, medición y control, en este punto insertamos una peineta en los blocks de prueba verificando que las señales de corriente se cortocircuiten correctamente y que las señales de potencial y disparos se corten correctamente.

Por último, se realizan pruebas de disparo de los esquemas de protección asociados al tablero en prueba verificando que todos los puntos correspondan de acuerdo a las ingenierías, véase Figura No 4.



**Figura 4.** Inyección de corrientes y voltajes.

Se utiliza un simulador de sistema de potencia para probar relevadores protección.

El simulador de sistemas de potencia F6150 se desarrolló por la compañía Doble Engineering. Es un instrumento de alto poder, flexible y cuenta con un software para poder ajustar los parámetros de voltaje y corriente, con sus respectivos ángulos de fase y la frecuencia. Ajustando estos parámetros de voltaje y corriente con sus respectivos ángulos se pueden simular una falla, ya sea por corto circuito, bajo voltaje, baja frecuencia, sincronismo, etc.

Los parámetros que se le hacen al F6150, se ajustan desde su software con una interfaz con el pc y se puede conectar vía cable de Ethernet o vía USB, además cuenta con GPS que permite sincronizar pruebas unidas por dos o más subestaciones bajo condiciones simuladas del F6150.

### Transformadores de potencia

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

se verifican las señales para alarmas y disparos de las protecciones mecánicas Buchholz, flujo cambiador de derivaciones, sobrepresión súbita del tanque principal, sobrepresión súbita del tanque del cambiador de derivaciones, temperatura de devanados, temperatura de aceite, bajo nivel de aceite y alarmas de CA y CD, así como los mandos e indicaciones del cambiador de derivaciones.

### Interruptores

Como se mencionó anteriormente la S.E. de servicios propios cuenta con interruptores en el lado de 13.8 Kv, TC'S, cuchillas desconectoras y cuchillas de puesta a tierra, inicialmente se toman los datos de placa del interruptor para verificar que cumpla con las especificaciones del proyecto tales como altura, tensión nominal, frecuencia entre otras, se revisa que se cuente con los indicadores visuales de abierto-cerrado para cada elemento del módulo, se revisa que se cuente con los diagramas del alambrado interno del módulo así como la ingeniería asociada a cada esquema de protección.

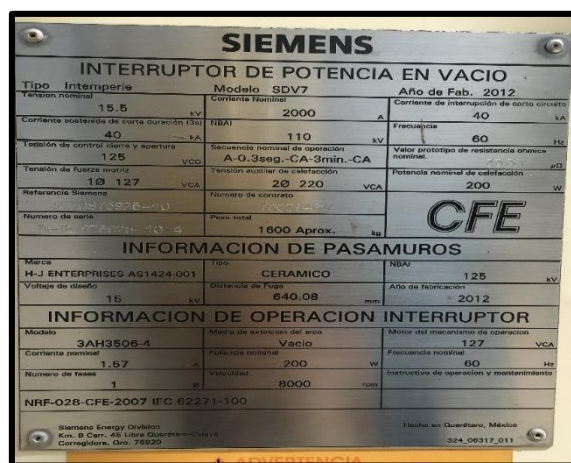


Figura 5. Datos de placa interruptores de potencia

Se realiza identificación del equipo, las conexiones internas, enzapato y etiquetado de las terminales, se revisa el correcto sellado de los gabinetes y se realiza reapriete de tornillería. Se identifican los contactos auxiliares del interruptor y se plasman en la lista de cables, véase figura No.5.

## **Pruebas preoperativas a Relevadores de protección**

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

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

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

### **Protección diferencial del transformador**

- a) Inyección de corrientes
- b) Verificar bloqueo para fallas externas
- c) Prueba de pick up por fase
- d) Pendiente
- e) Balance corriente de carga
- f) Pruebas de operación de 86T
- g) Pruebas de disparo 86T a interruptores asociados
- h) Bloqueo al cierre interruptores asociados por 86T
- i) Verificación de arranques a 50FI
- j) Protección diferencial del transformador

### **Protección de sobrecorriente instantáneo y tiempo 50/51 F/N**

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

### **Protección falla de interruptor 50FI**

- a) Pick up elementos sobrecorriente de fase
- b) Pick up elementos sobrecorriente de neutro
- c) Verificación arranques monopolares
- d) Verificación arranques tripolares
- e) Verificación monitor de posición de interruptor por fase
- f) Verificación monitor bobina 86FI

- g) Pruebas de tiempo de operación redisparo monopolar y tripolar
- h) Pruebas de tiempo de operación disparo a 86FI
- i) Verificar Tx DTD por medio de comunicación
- j) Verificar Rx DTD por de comunicación
- k) Pruebas de disparo por 86FI
- l) Verificación de bloqueo al cierre interruptores asociados por disparo de 86FI.



**Figura 6.** Pruebas a relevadores de protección.

### **Pruebas preoperativas a Esquemas de control**

se realiza la revisión de ingeniería, se verifica se encuentren alambradas las imágenes de cuchillas, interruptores, disparos, alarmas e indicaciones asociados a los esquemas de protección, se verifica que se encuentren mapeadas las entradas y salidas de las protecciones

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

- Cable de control

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

Se verifica que el aterrizamiento de los neutros de los circuitos de corriente y el blindaje se haga una sola vez, debiendo estar en el tablero. Se realiza la prueba de resistencia de aislamiento para verificar que el cable no esté dañado, la prueba se realiza con ambos extremos del cable desconectados, los valores para el cable usado en las alarmas no deben ser menor a 15 MΩ y el usado en circuitos de corrientes, potenciales y control no debe ser menor a 20 MΩ, en la Figura xx

se muestra el cable de control sobre charola y una prueba de resistencia de aislamiento.



**Figura 6.** Tendido y pruebas al cable de control

### **3.8 Pruebas operativas a esquemas de protección**

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

#### **Transformadores de instrumento**

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

#### **Tableros de protección**

- a) Revisión de ingeniería, así como los diagramas trifilares de corrientes y potenciales.
- b) Realizar continuidad al circuito de corriente.
- c) Realizar continuidad al circuito de potencial
- d) Realizar continuidad al bus positivo en circuitos de protección.
- e) Realizar continuidad al bus negativo en circuitos de protección.
- f) Revisar conexión del neutro de los circuitos de corriente y potencial a la barra de tierra.
- g) Revisar de conexión a tierra de los equipos de protección.

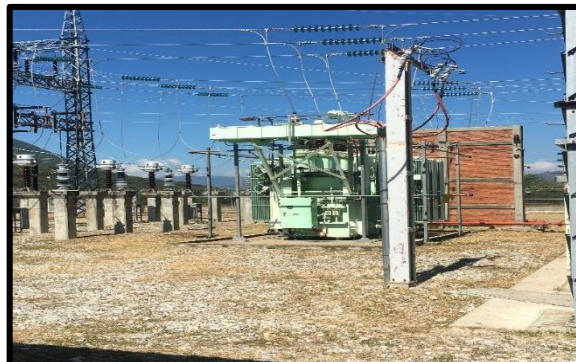
- h) Revisar la conexión a la barra de tierra de los tableros de protección a la red de tierra de la subestación.
- i) Verificar que estén alimentados los circuitos de CA.
- j) Verificar que estén alimentados los circuitos de CD.
- k) Realizar inyección de potenciales desde campo verificando la llegada a todos los esquemas de protección involucrados.
- l) Realizar inyección de corrientes desde campo verificando la llegada a todos los esquemas de protección involucrados.
- m) Realizar pruebas de disparo de todos los esquemas de protección y verificar que salgan los disparos correctamente a los interruptores asociados.



**Figura 7.** Pruebas operativas a tableros de protección

### **Transformador de potencia**

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



**Figura 8.** Transformador de potencia S.P. T1



## **Interruptores**

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

Se realizó un circuito con relevadores ASEA biestables para los interruptores de alta(H), baja(L) y los interruptores asociados, con la finalidad de simular interruptor cerrado o interruptor abierto. Generando arranques desde los relevadores principales.

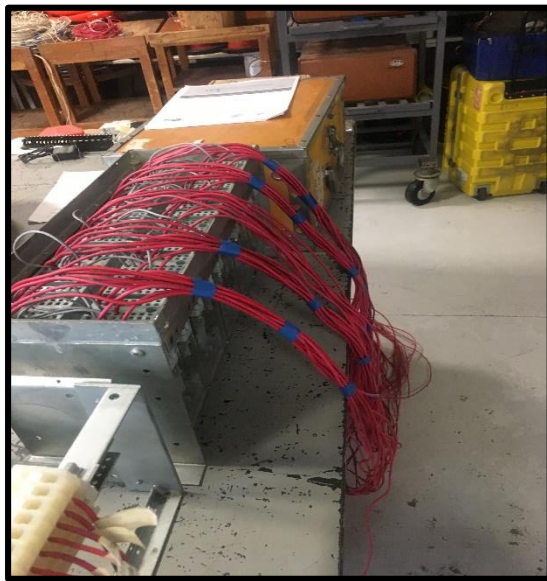
## **Pruebas operativas relevadores de protección**

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

- a) Inyección de corrientes y potenciales de campo.
- b) Carga de ajustes y configuración final.
- c) Verificación de alarmas de operación y/o bloqueos a nivel local y superior.
- d) Pruebas de operación relés auxiliares
- e) Verificación de alarmas falla de CD y problemas de auto diagnóstico.
- f) Verificación de arranques a RD.
- g) Verificación de Arranques monopolares y tripolares a 50FI.
- h) Apagar y encender el relevador para verificar que no se active ninguna salida de disparo con el interruptor cerrado.
- i) Se realizan pruebas de disparo a los interruptores mediante la operación de los relevadores, estas se realizan con el selector del interruptor en local y en remoto.



**Figura 9.** Armado de circuitos para simulación apertura y cierre de interruptores a través de relevadores biestables ASEA



**Figura 9.1** Armado de circuitos para simulación apertura y cierre de interruptores a través de relevadores biestables ASEA

### Esquemas de control

- a) Se Verifica estado de contactos para posición de interruptores.
- b) Se verifica estado de contactos señalización de cuchillas.
- c) Se realiza medición del bus de disparo.
- d) Se realiza medición de señales de tele protección (DTD, DTL y POTT).
- e) Pruebas de disparo de sobre intensidad en los interruptores.

- f) Se realizan pruebas de disparo de los esquemas de protección verificando que las protecciones operen de acuerdo a lo programado.
- g) Verificar lógica que las cuchillas asociadas al interruptor se puedan abrir o cerrar siempre y cuando el interruptor se encuentre abierto.
- h) Verificar que el interruptor solo se podrá abrir/cerrar en forma local, para mantenimiento, poniendo el conmutador 43L en local, con sus cuchillas asociadas abiertas.
- i) Verificar que el interruptor solo se podrá cerrar y abrir remotamente con sus cuchillas asociadas cerradas.
- j) Cuando se realice el disparo monopolar identificar que opere la fase correspondiente y verificar la operación de la discrepancia de polos.
- k) Realizar pruebas de disparo de los esquemas de protección hacia los interruptores a través de cada bobina.
- l) El disparo a través del esquema de protección 50FI debe operar únicamente a los interruptores asociados al bus en el cual se encuentra la falla.
- m) Cuando se realicen pruebas de recierre se debe confirmar el cierre de cada interruptor.

en la figura 10 se muestra la revisión de lógicas y pruebas de disparo a los esquemas de protección



**Figura 10.** Pruebas operativas al esquema de control

## 4. Resultados y Conclusiones

### 4.1 Características relevadores de protección

En este apartado se podrán observar los relevadores que fueron seleccionados para puesta en servicio del esquema de protecciones de la subestación eléctrica de servicios propios en la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

Los relevadores fueron que fueron seleccionado son repetitivos, ya que se emplean varios equipos para las diversas funciones de protección que requiere la subestación.

- Relevador SEL – 487E

El relevador SEL – 487E, es creado por la empresa estadounidense SEL (schweitzer engineering laboratorios). SEL inventa, diseña y fabrica productos y sistemas digitales que protegen las redes eléctricas de todo el mundo. Esta tecnología evita apagones y permite a los clientes mejorar la confiabilidad y la seguridad de los sistemas de energía a un costo reducido.



**Figura 1.** Relevador SEL-487E

Permite proteger y supervisar la mayoría de las aplicaciones del transformador, además de limitar el daño al transformador por medio de respuestas adecuadas a las condiciones de falla interna. Evita las fallas de gran magnitud para el transformador.

La supervisión que ofrece este relé permite que se pueda llevar un registro del desgaste del transformador y así poder programar su respectivo mantenimiento según sea necesario.

- Relevador SEL – 751A

El SEL-751 cumple con varias funciones ideales, por ejemplo: sobre corriente direccional, localización de fallas, detección de arco eléctrico y detección de fallas de alta impedancia, entre otras. Proporciona una protección completa del alimentador de plantas industriales y subestaciones eléctricas. Se lo puede integrar con una gran variedad de protocolos mediante una rapidez de en comunicaciones seriales o Ethernet.

Aplicaciones:

- Protección de alimentador
- Reducción de arco eléctrico
- Automatización y control
- Características opcionales de protección

Entradas y salidas flexibles para control local y aplicaciones del sistema:

El sistema de base incluye tres salidas digitales y dos entradas digitales. Existen tres ranuras de tarjeta para tarjetas opcionales de entradas y salidas SElect, incluso las siguientes:

- Cuatro entradas para el detector de arco eléctrico
- Cuatro entradas digitales (ED) y cuatro salidas digitales (SD)
- Cuatro ED y cuatro SD rápidas de interrupción de alta corriente
- Cuatro SD, tres ED y una salida analógica (SA)
- Cuatro entradas analógicas (EA) y cuatro SA
- Ocho EA para valores de proceso de CD
- Tres entradas de voltaje de CA
- Diez entradas RTD



**Figura 2.** Relevador SEL – 751A

- Relé Auxiliar 2414 ASEA

La tarea primordial es la de monitoreo del transformador, este IED contiene las señales de alarmas y temperaturas del transformador, además permite controlar los ventiladores de forma automática o manual.

Aplicaciones:

- Supervisión de bobina de disparo
- Control de estaciones
- Esquema de transferencia automática
- Control local y aplicaciones del sistema
- Supervisor y control de sistema del transformador

Entradas y salidas flexibles para control local y aplicaciones del sistema:

La unidad base incluye tres salidas digitales y dos entradas digitales. Hay cuatro ranuras para tarjetas SElect opcionales de entrada/salidas, incluso las siguientes:

- Ocho entradas analógicas (EA)
- Ocho entradas digitales (ED)
- Ocho salidas digitales (SD)
- Cuatro ED y cuatro SD
- Cuatro EA y cuatro salidas analógicas (SA).
- Tres entradas de voltaje de ca.
- Cuatro entradas de corriente de ca.
- Tres entradas de corriente de ca y tres entradas de voltaje de ca.
- Diez entradas RTD.



**Figura 3.** Relevador SEL-2411

## 4.2 Esquema de protecciones T1

Como resultado del trabajo realizado, el esquema de protecciones de la subestación de servicios propios en la central hidroeléctrica quedo con los siguientes elementos:

Esquema 1:

- PPT1 Protección Principal del transformador, tiene la función diferencial de transformador 87T, programado en un relevador SEL – 487E.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de alta del transformador, que se programa en el relevador SEL – 751A.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTL del lado de baja del transformador, que se programa en el relevador SEL – 751A.
- PRT1 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 50/51H en lado de alta del transformador en el interruptor 72010, programado en el SEL – 751A.
- PRT1 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 51L en lado de baja del transformador en el interruptor 42010, programado en el SEL – 751A.

- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4010. programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4020. programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4030. programado en el SEL – 751A.
- ASEA Relé Auxiliar 2414
- Blocks de prueba marca ABB.

En la siguiente imagen podemos apreciar los tableros de control ya con los relevadores de protecciones nuevos.



PTT1: SEL-487E  
Protección diferencial del transformador T1

MCAD1: SEL-487E  
MCADTRANSFORMADOR

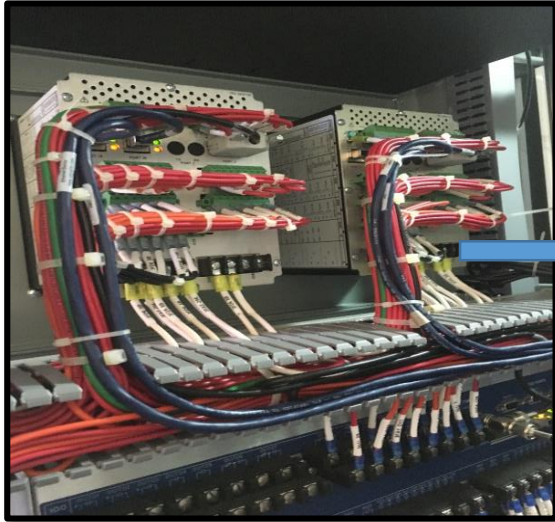
PRT1: SEL-751A  
Protección de Respaldo del transformador T2

ASEA  
Relé Auxiliar

Block de Prueba  
Marca ABB



PPA: SEL-751A  
Protección de sobrecorriente 51  
Interruptores 4010,4020 y 4030.



PPA: SEL-751A  
 Conexión cable de control a  
 relevadores

#### 4.2.1 Funciones programadas de los relevadores esquemas 1

- SEL 487E – PTT1

A continuación, se muestra una tabla con las funciones programadas en las entradas(IN) y salidas(OUT) de los relevadores usados en los esquemas de protección.

PTT1 --> SEL-487E con ajustes de protección diferencial de transformador T1.  
 (87T/86T/51H/51L/51N/DRB).

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
IN101	Estado de interruptor 72010(a)	OUT101	Cierre emergente Interruptor 72010
IN102	Estado de cuchilla 72011(a)	OUT102	Opero 86T T1(A RD)
IN103	Estado de cuchilla 72019(a)	OUT103	Opero 50FI 72010 (A RD)
IN104	Estado de interruptor 42010(a)	OUT104	Opero 51H/51N T1(A RD)
IN105	Estado de cuchilla 42018(a)	OUT105	Opero DRB (A RD)
IN106	Disponible	OUT106	Bloqueo al cierre 72010
IN107	PTT1 en modo prueba	OUT107	Bloqueo al cierre 42010
		OUT108	Anormalidad PTT1
IN201	Bloqueo DRB		
IN202	Falta Vcd Cto.DRB	OUT201 HS	Disparo bobina 1 72010
IN203	Estado cuchilla 72018	OUT202 HS	Disparo bobina 2 72010
IN204	Alarma buchholz (63T-1) T1	OUT203 HS	Disparo 50FI A 86BU
IN205	Disparo buchholz (b) (63T-2) T1	OUT204 HS	Disparo A PRT1
IN206	Disparo buchholz (a) (63T-2) T1	OUT205 HS	Disparo bobina 1 42010
IN207	Disparo sobrepresión TP (b) (63P) T1	OUT206 HS	Disparo bobina 2 42010



<b>IN208</b>	Disparo sobrepresión TP (a) (63P) T1	<b>OUT207</b>	Disparo rápido de bus PTT1
<b>IN209</b>	Disparo sobrepresión CD (b) (63PC) T1	<b>OUT208</b>	Disponible
<b>IN210</b>	Disparo sobrepresión CD (a) (63PC) T1		
<b>IN211</b>	Disparo por sobre flujo CT (80C-1) T1	<b>OUT301</b>	Disponible
<b>IN212</b>	Disparo por sobre flujo CT (80C-2) T1	<b>OUT302</b>	Disponible
<b>IN213</b>	Falta VCD MCA1	<b>OUT303</b>	Disponible
<b>IN214</b>	Falta VCD PRT1	<b>OUT304</b>	Disponible
<b>IN215</b>	Falta VCD PTT2	<b>OUT305</b>	Disponible
<b>IN216</b>	Anormalidad MCA1	<b>OUT306</b>	Disponible
<b>IN217</b>	Anormalidad PRT1	<b>OUT307</b>	Disponible
<b>IN218</b>	Anormalidad PTT2	<b>OUT308</b>	Disponible
<b>IN219</b>	Arranque 50FI 72010	<b>OUT309</b>	Disponible
<b>IN220</b>	Falta VCD CTO cuchillas-72010	<b>OUT310</b>	Disponible
<b>IN221</b>	Falta VCD CTO cuchillas-42010	<b>OUT311</b>	Disponible
<b>IN222</b>	Disponible	<b>OUT312</b>	Disponible
<b>IN223</b>	Disponible	<b>OUT313</b>	Disponible
<b>IN224</b>	Disponible	<b>OUT314</b>	Disponible
		<b>OUT315</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Monitor bobina de disparo1 (a) 72010		
<b>IN302</b>	Monitor bobina de disparo1 (b) 72010		
<b>IN303</b>	Monitor bobina de disparo2 (a) 72010		
<b>IN304</b>	Monitor bobina de disparo2 (b) 72010		
<b>IN305</b>	Monitor bobina de disparo1 (a) 42010		
<b>IN306</b>	Monitor bobina de disparo1 (b) 42010		
<b>IN307</b>	Monitor bobina de disparo2 (a) 42010		
<b>IN308</b>	Monitor bobina de disparo2 (b) 42010		

- En la siguiente tabla se muestra la programación de entradas y salidas de la PRT1 --→ SEL-751A (50L/51N/DRB/49T/26Q).

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
IN101	Disparo PTT1	OUT101	Disponible
IN102	Modo prueba PRT1	OUT102	Disponible
IN301	Estado de interruptor 42010(A)	OUT103	Anormalidad PRT1
IN302	Estado de cuchilla 42011(A)		
IN303	Estado de cuchilla 42019(A)	OUT301	Disparo bobina 1 72010
IN304	Bloqueo DRB	OUT 302	Disparo bobina 2 72010
IN401	Alarma sobre temperatura devanado T1 (49T-1)	OUT303	Disparo bobina 1 42010
IN402	Alarma sobre temperatura devanado T1 (49T-2)	OUT304	Disparo bobina 2 42010
IN403	Alarma sobre temperatura aceite T1 (26Q-1)	OUT401	Arranque 50FI 72010
IN205	Alarma sobre temperatura aceite T1 (26Q-2)	OUT402	Disparo 49T/26Q
		OUT403	Cierre emergente 42010

- En la siguiente tabla se muestra la programación de entradas y salidas del relé SEL-751A --→ PPA4010.

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
IN101	Anormalidad PPA4020	OUT101	Permisivo Sincronización 25/27
IN102	Modo prueba PPA4010	OUT102	Disponible
IN301	Estado de interruptor 4010(A)	OUT301	Disparo bobina 1 4010
IN302	Estado de cuchilla 4018(A)	OUT302	Disparo bobina 2 4010
IN303	Estado de cuchilla 4011(A)	OUT303	Bloqueo DRB
IN304	Estado de cuchilla 4019(A)	OUT304	Cierre emergente 4010
IN401	Opero DRB		
IN402	Opero 49T/26Q		
IN403	Monitor bobina de disparo1 (A) 4010		
IN404	Monitor bobina de disparo1 (B) 4010		
IN405	Monitor bobina de disparo2 (A) 4010		
IN406	Monitor bobina de disparo2 (B) 4010		
IN407	Monitor bobina de cierre (A) 4010		
IN408	Falta Vcd PPA4020		

- PPA4020 --→ SEL-751A

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Anormalidad PPA4010	<b>OUT101</b>	Permisivo Sincronización 25/27
<b>IN102</b>	Modo prueba PPA4020	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 4020(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PPA4020
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 4028(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 4020
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 4021(A)	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 4020
<b>IN304</b>	Estado de cuchilla 4029(A)	<b>OUT303</b>	Bloqueo DRB
<b>IN401</b>	Opero DRB	<b>OUT304</b>	Cierre emergente 4020
<b>IN402</b>	Opero 49T/26Q		
<b>IN403</b>	Monitor bobina de disparo 1 (A) 4020		
<b>IN404</b>	Monitor bobina de disparo 1 (B) 4020		
<b>IN405</b>	Monitor bobina de disparo 2 (A) 4020		
<b>IN406</b>	Monitor bobina de disparo 2 (B) 4020		
<b>IN407</b>	Monitor bobina de cierre (A) 4020		
<b>IN408</b>	Falta Vcd PPA4010		

- PPA4030 --→ SEL-751A

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Anormalidad PPAFUT	<b>OUT101</b>	Permisivo Sincronización 25/27
<b>IN102</b>	Modo prueba PPA4030	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 4030(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PPA4030
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 4038(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 4030
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 4031(A)	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 4030
<b>IN304</b>	Estado de cuchilla 4039(A)	<b>OUT303</b>	Bloqueo DRB
<b>IN401</b>	Opero DRB	<b>OUT304</b>	Cierre emergente 4030
<b>IN402</b>	Opero 49T/26Q		
<b>IN403</b>	Monitor bobina de disparo 1 (A) 4030		
<b>IN404</b>	Monitor bobina de disparo 1 (B) 4030		
<b>IN405</b>	Monitor bobina de disparo 2 (A) 4030		
<b>IN406</b>	Monitor bobina de disparo 2 (B) 4030		
<b>IN407</b>	Monitor bobina de cierre (A) 4030		
<b>IN408</b>	Falta Vcd PPAFUT		

### 4.3 Esquema de protecciones T2

Esquema 2:

- PPT2 Protección Principal del transformador, tiene la función diferencial de transformador 87T, programado en un relevador SEL – 487E.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de alta del transformador, que se programa en el relevador SEL – 751A.
  - Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTL del lado de baja del transformador, que se programa en el relevador SEL – 751A.
- PRT2 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 50/51H en lado de alta del transformador en el interruptor 72020, programado en el SEL – 751A.
- PRT2 Protección de Respaldo del transformador, tiene la función de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 51L en lado de baja del transformador en el interruptor 42020, programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4040. programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4050. programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4060. programado en el SEL – 751A.
- PPA Protección Primaria Interruptor, tiene la función de protección de sobrecorriente en el interruptor 4070. programado en el SEL – 751A.



PTT2: SEL-487E  
Protección diferencial del transformador T2

PRT2: SEL-487E  
Protección de Respaldo del transformador T2

ASEA  
Relé auxiliar



PPA: SEL-751A  
 Protección de sobrecorriente 51  
 Interruptores 4040,4050,4060 y 4070.

#### 4.3.1 Funciones programadas de los relevadores esquemas 2

PTT2 --> SEL-487E con ajustes de protección diferencial de transformador T2.  
 (87T/86T/51H/51L/51N/DRB).

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
IN101	Estado de interruptor 72020(a)	OUT101	Cierre emergente Interruptor 72020
IN102	Estado de cuchilla 72021(a)	OUT102	Opero 86T T2(A RD)
IN103	Estado de cuchilla 72029(a)	OUT103	Opero 50FI 72020 (A RD)
IN104	Estado de interruptor 42020(a)	OUT104	Opero 51H/51N T2 (A RD)
IN105	Estado de cuchilla 42028(a)	OUT105	Opero DRB (A RD)
IN106	Disponible	OUT106	Bloqueo al cierre 72020
IN107	PTT2 en modo prueba	OUT107	Bloqueo al cierre 42020
		OUT108	Anormalidad PTT2
IN201	Bloqueo DRB		
IN202	Falta Vcd Cto.49T/26Q	OUT201 HS	Disparo bobina 1 72020
IN203	Estado cuchilla 72028	OUT202 HS	Disparo bobina 2 72010
IN204	Alarma buchholz (63T-1) T2	OUT203 HS	Disparo 50FI A 86BU
IN205	Disparo buchholz (b) (63T-2) T2	OUT204 HS	Disparo A PRT2
IN206	Disparo buchholz (a) (63T-2) T2	OUT205 HS	Disparo bobina 1 42020
IN207	Disparo sobrepresión TP (b) (63P) T2	OUT206 HS	Disparo bobina 2 42020
IN208	Disparo sobrepresión TP (a) (63P) T2	OUT207	Disparo rápido de bus PTT2

<b>IN209</b>	Disparo sobrepresión CD (b) (63PC) T2	<b>OUT208</b>	Disponible
<b>IN210</b>	Disparo sobrepresión CD (a) (63PC) T2		
<b>IN211</b>	Disparo por sobre flujo CT (80C-1) T2	<b>OUT301</b>	Disponible
<b>IN212</b>	Disparo por sobre flujo CT (80C-2) T2	<b>OUT302</b>	Disponible
<b>IN213</b>	Falta VCD ESA	<b>OUT303</b>	Disponible
<b>IN214</b>	Falta VCD PRT2	<b>OUT304</b>	Disponible
<b>IN215</b>	Falta VCD PTT1	<b>OUT305</b>	Disponible
<b>IN216</b>	Anormalidad ESA	<b>OUT306</b>	Disponible
<b>IN217</b>	Anormalidad PRT2	<b>OUT307</b>	Disponible
<b>IN218</b>	Anormalidad PTT1	<b>OUT308</b>	Disponible
<b>IN219</b>	Arranque 50FI 72020	<b>OUT309</b>	Disponible
<b>IN220</b>	Falta VCD CTO cuchillas-72020	<b>OUT310</b>	Disponible
<b>IN221</b>	Falta VCD CTO cuchillas-42020	<b>OUT311</b>	Disponible
<b>IN222</b>	Disponible	<b>OUT312</b>	Disponible
<b>IN223</b>	Disponible	<b>OUT313</b>	Disponible
<b>IN224</b>	Disponible	<b>OUT314</b>	Disponible
		<b>OUT315</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Monitor bobina de disparo1 (a) 72020		
<b>IN302</b>	Monitor bobina de disparo1 (b) 72020		
<b>IN303</b>	Monitor bobina de disparo2 (a) 72020		
<b>IN304</b>	Monitor bobina de disparo2 (b) 72020		
<b>IN305</b>	Monitor bobina de disparo1 (a) 42020		
<b>IN306</b>	Monitor bobina de disparo1 (b) 42020		
<b>IN307</b>	Monitor bobina de disparo2 (a) 42020		
<b>IN308</b>	Monitor bobina de disparo2 (b) 42020		

- En la siguiente tabla se muestra la programación de entradas y salidas de la PRT1 --→ SEL-751A (50L/51N/DRB/49T/26Q).

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Disparo PTT2	<b>OUT101</b>	Disponible
<b>IN102</b>	Modo prueba PRT2	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 42020(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PRT2
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 42021(A)		
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 42029(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 72020
<b>IN304</b>	Bloqueo DRB	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 72020
<b>IN401</b>	Alarma sobre temperatura devanado T2 (49T-1)	<b>OUT303</b>	Disparo bobina 1 42020
<b>IN402</b>	Alarma sobre temperatura devanado T2 (49T-2)	<b>OUT304</b>	Disparo bobina 2 42020
<b>IN403</b>	Alarma sobre temperatura aceite T2 (26Q-1)	<b>OUT401</b>	Arranque 50FI 72020
<b>IN205</b>	Alarma sobre temperatura aceite T2 (26Q-2)	<b>OUT402</b>	Disparo 49T/26Q
		<b>OUT403</b>	Cierre emergente 42020

- En la siguiente tabla se muestra la programación de entradas y salidas del relé SEL-751A --→ PPA4040.

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Anormalidad PPA4050	<b>OUT101</b>	Permisivo Sincronización 25/27
<b>IN102</b>	Modo prueba PPA4040	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 4040(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PPA4040
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 4048(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 4040
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 4041(A)	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 4040
<b>IN304</b>	Estado de cuchilla 4049(A)	<b>OUT303</b>	Bloqueo DRB
<b>IN401</b>	Opero DRB	<b>OUT304</b>	Cierre emergente 4040
<b>IN402</b>	Opero 49T/26Q		
<b>IN403</b>	Monitor bobina de disparo1 (A) 4040		
<b>IN404</b>	Monitor bobina de disparo1 (B) 4040		
<b>IN405</b>	Monitor bobina de disparo2 (A) 4040		
<b>IN406</b>	Monitor bobina de disparo2 (B) 4040		
<b>IN407</b>	Monitor bobina de cierre (A) 4040		
<b>IN408</b>	Falta Vcd PPA4020		

- SEL-751A --→ PPA4050.

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Anormalidad PPA4040	<b>OUT101</b>	Permisivo Sincronización 25/27
<b>IN102</b>	Modo prueba PPA4050	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 4050(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PPA4050
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 4058(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 4050
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 4051(A)	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 4050
<b>IN304</b>	Estado de cuchilla 4059(A)	<b>OUT303</b>	Bloqueo DRB
<b>IN401</b>	Opero DRB	<b>OUT304</b>	Cierre emergente 4050
<b>IN402</b>	Opero 49T/26Q		
<b>IN403</b>	Monitor bobina de disparo 1 (A) 4050		
<b>IN404</b>	Monitor bobina de disparo 1 (B) 4050		
<b>IN405</b>	Monitor bobina de disparo 2 (A) 4050		
<b>IN406</b>	Monitor bobina de disparo 2 (B) 4050		
<b>IN407</b>	Monitor bobina de cierre (A) 4050		
<b>IN408</b>	Falta Vcd PPA4050		

- SEL-751A --→ PPA4060.

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
<b>IN101</b>	Anormalidad PPAFUT	<b>OUT101</b>	Permisivo Sincronización 25/27
<b>IN102</b>	Modo prueba PPA4060	<b>OUT102</b>	Disponible
<b>IN301</b>	Estado de interruptor 4060(A)	<b>OUT103</b>	Anormalidad PPA4060
<b>IN302</b>	Estado de cuchilla 4068(A)	<b>OUT301</b>	Disparo bobina 1 4060
<b>IN303</b>	Estado de cuchilla 4061(A)	<b>OUT302</b>	Disparo bobina 2 4060
<b>IN304</b>	Estado de cuchilla 4069(A)	<b>OUT303</b>	Bloqueo DRB
<b>IN401</b>	Opero DRB	<b>OUT304</b>	Cierre emergente 4060
<b>IN402</b>	Opero 49T/26Q		
<b>IN403</b>	Monitor bobina de disparo 1 (A) 4060		
<b>IN404</b>	Monitor bobina de disparo 1 (B) 4060		
<b>IN405</b>	Monitor bobina de disparo 2 (A) 4060		
<b>IN406</b>	Monitor bobina de disparo 2 (B) 4060		
<b>IN407</b>	Monitor bobina de cierre (A) 4060		
<b>IN408</b>	Falta Vcd PPAFUT		



- SEL-751A --→ PPA4070.

ENTRADA	FUNCION	SALIDA	FUNCION
IN101	Anormalidad PPA4060	OUT101	Permisivo Sincronización 25/27
IN102	Modo prueba PPA4070	OUT102	Disponible
IN301	Estado de interruptor 4070(A)	OUT103	Anormalidad PPA4070
IN302	Estado de cuchilla 4078(A)	OUT301	Disparo bobina 1 4070
IN303	Estado de cuchilla 4071(A)	OUT302	Disparo bobina 2 4070
IN304	Estado de cuchilla 4079(A)	OUT303	Bloqueo DRB
IN401	Opero DRB	OUT304	Cierre emergente 4070
IN402	Opero 49T/26Q		
IN403	Monitor bobina de disparo1 (A) 4070		
IN404	Monitor bobina de disparo1 (B) 4070		
IN405	Monitor bobina de disparo2 (A) 4070		
IN406	Monitor bobina de disparo2 (B) 4070		
IN407	Monitor bobina de cierre (A) 4070		
IN408	Falta Vcd PPA4030		

#### 4.4 Características específicas de las funciones de protección

Los relevadores PT1 y PT2 deben tener la función de protección disparo y bloqueo sostenido(86T).

Los disparos de la PT1 y PT2, deben operar directamente al equipo primario y al 86T: mientras que las protecciones propias del banco deben operar directamente sobre la función 86T.la función de protección 86T, deben realizar el bloqueo y disparo sostenido sobre interruptores propio, medio del banco y del lado de baja tensión.

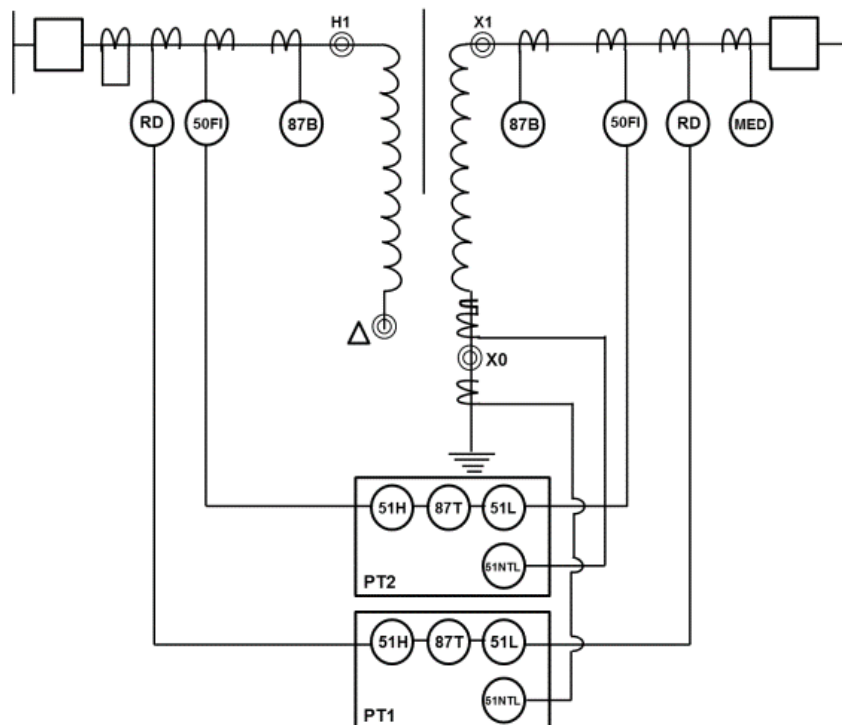
El arranque de los relevadores 50 FI se deben obtener directamente de los relevadores PT1 y PT2, incluyendo las protecciones propias del banco.

Debe contar con señalización de operación y alarma por disparo de las protecciones propias del transformador, en trasformadores con unidades monofásicas se debe contar con señalización de alarma por fase.

La función de protección de falla interruptor 50FI se acepta como función adicional de la protección PT1 y PT2 para niveles de tensión  $\leq 161$  Kv.

#### 4.5 Lógica de disparo para PT1 Y PT2

- La operación de las protecciones PT1 y PT2 deben disparar bobina 1 y bobina 2 de los interruptores 52H,52L y 52 T.
- La operación de las funciones de protección 87T1,87T2,51T,59NT,63P,63PC,63T y 63 F, deben disparar al 86T1 y 86T2. y a su vez deben enviar señal para arranque de las funciones 50FI-H y 50FI-L.
- La operación de las protecciones 86T1 y 86T2, deben bloquear el cierre de los interruptores 52H,52L Y 52T, con desbloqueo local incluido.
- La operación de las protecciones 51H,51NH Y 51 NL. Deben disparar los interruptores 52H,52L y 52T y enviar señal para arranque de las funciones 50FI-H y 50FI-L.
- La operación de la protección 51L debe disparar el interruptor 52L y enviar señal para arranque de las funciones 50FI-L.
- La operación de las protecciones 49T y 26 Q deben disparar el interruptor 52L y enviar señal para arranque de las funciones 50FI-L.
- La señalización de alarmas operación de las protecciones propias del banco deben señalar su operación a las protecciones PT1 Y PT2.
- La operación de las protecciones 50FI lado de alta y baja tensión, deben disparar todos los interruptores asociados (propio o transferencia).



## 5. Conclusión

En esta residencia profesional se realizó el proyecto modernización y puesta en servicio de esquemas de protecciones en tableros de servicios propios 115/13.8 kV de la subestación eléctrica Manuel Moreno Torres. Al realizar la inspección visual a la subestación, obtuvimos el diagrama unifilar en el software AutoCAD logrando plasmar la ingeniería adecuada para el esquema de protecciones, de una manera más fácil y rápida ya que la subestación no contaba con diagrama unifilar.

La subestación consta de dos transformadores reductores marca MITSUBISHI ELECTRIC con una potencia aparente de 10 /12.5 MVA, los cuales tiene asociados 6 circuitos. El T1 transformador numero 1 tiene 3 de esos 6 circuitos que alimentan al sector chicoasen y sistemas de bombeo de casa de máquinas, el T2 transformador numero 2 cuenta con los tres ramales restantes que alimentan a vertedores, sistema de eliminación de casa de máquinas y de Transmisión.

Al ir desarrollando este trabajo se fue determinando los relevadores de protección adecuados para la subestación. Son muchos los factores que se deben tomar en cuenta para la correcta selección de estos relevadores, como son fallas eléctricas internas o externas en el transformador o cortos circuitos en los devanados del mismo.

Debido a la importancia del correcto funcionamiento de los transformadores para así obtener un porcentaje menor de interrupciones por fallas, se seleccionaron relevadores marca y modelo SEL-487E nombrado de acuerdo a los manuales de operación de CFE PTT1 Protección Principal del Transformador, esta protección tiene la función 87T diferencial del transformador. Una de las principales características de este relevador es el monitoreo de manera confiable de fallas internas o externas del T1 y T2.

A los circuitos alimentadores se les asignaron funciones de sobrecorriente 51, de acuerdo a los criterios de protección de comisión federal de electricidad el relevador adecuado para esta función es un relevador marca y modelo SEL-751A de igual manera ese relevador fue utilizado para funciones 50/51 de lado de alta y baja del transformador.

Al instalarse los relevadores digitales como es el caso del SEL-487E y SEL-751A, obtenemos un mejor nivel de protección de subestación, al mejorar el monitoreo de señales analógicas y digitales, donde se mejoraron parámetro de medición de corrientes y voltajes de la subestación en general, todo eso gracias al tendido de cable de fibra óptica hacia los gabinetes MES/CUFO donde se procesan las señales y se envían al PLC y SCL de la caseta de control, así facilitando la lectura de parámetros eléctricos para el operador de la subestación.

La principal característica de una subestación eléctrica es mantener el flujo de energía sin interrupciones y de buena calidad, por es importante la modernización y automatización de subestaciones eléctricas para brindar una red eléctrica segura, protegiendo a nuestros equipos primarios y conservando su tiempo de vida.

Durante el desarrollo de este trabajo nos percatamos de la importancia que tiene relacionar los conocimientos teóricamente que adquirimos en la escuela como prácticos que se desarrollan en campo y en los relevadores digitales donde se puede adquirir el aprendizaje para manejar equipos de última generación.

Todo esto con el fin ampliar y reforzar los conocimientos teóricos, permitir una familiarización con las nuevas tecnologías desarrolladas aplicadas en el ámbito de las protecciones de sistemas eléctricos de potencia.

Como experiencia personal obtuvimos mostrar al estudiante la importancia de una constante actualización de nuestros conocimientos, creando así herramientas que nos permitan ser más competitivos y alcanzar objetivos posibles. Ampliando los horizontes para el ingeniero eléctrico para descubrir o hacer ver su profunda aportación en cualquier disciplina o proyecto.

## 6. Bibliografía

- (1) *Criterios de Ajustes para Protecciones de Transformadores y Autotransformadores. Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Transmisión, México, 2011.*
- (2) *Raúl Martín, José. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª ed., 2000.*
- (3) *CFE. (2008). Características Técnicas para Relevadores de Protección (G0000-81). México*
- (4) *Enríquez Harper, Gilberto, “Fundamentos de Protecciones de Sistemas Eléctricos por Relés”, Edit. Limusa, 2da edición, México D.F., México 1999, p.241.*
- (5) *Enríquez Harper, Gilberto, “elementos de diseño de subestaciones electricas”, Edit. Limusa, 2da edición, México D.F., México 2015, p.241cap 4.*
- (6) *Kothari D. y Nagrath I., “Sistemas Eléctricos de Potencia”, Tercera Edición, Editorial Mc Graw Hill, México, 2008.*
- (7) *M.S. Ramírez “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.*
- (8) *Gilberto Henríquez Harper “El ABC de la calidad de la energía eléctrica” Edit.: Limusa S. A. de C. V., México 2013.*
- (9) *D. Sebastián B., “Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia”, Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de transmisión, noviembre 2008.*
- (10) *Manual de Instrucción SEL-487E. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 2004. USA*

### 7.1 Aportaciones personales

Al inicio de la residencia profesional se mostraron diagramas trifilares de la subestación eléctrica, los diagramas contenían información muy importante de los equipos primarios de la subestación como son interruptores de potencia y transformadores, pero ya no se conservaban en buen estado ya que el plano era del año 1987.

Una de las principales aportaciones fue la realización del diagrama unifilar general de la subestación, donde además de la actualización de equipos y de nombres, se añadieron al diagrama cuchillas seccionadoras y datos específicos del equipo primario. Al tener el esquema general actualizado con especificaciones técnicas y datos de placas del equipo, se me asignó la tarea de realizar los ajustes de funciones de protección para dicha subestación.

De acuerdo al diagrama unifilar tenemos dos transformadores reductores, a ellos se les busco una protección con función 87T diferencial del transformador. Dentro de esta protección diferencial se incluyen protecciones para devanados de alta 51H y 51L. De acuerdo al esquema que se tenía planteado no se tomaba en cuenta una protección para el neutro del transformador, ya que este no contaba con el TCs (transformador de corriente) correcto.

Se realizaron los cálculos correctos y dentro del almacén de CFE se realizó la búsqueda de un TCs de relación cercana, ya que no se tenía previsto ese gasto en el presupuesto y no contábamos con el equipo. Estos cálculos son tanto para neutro de baja 51NTL y neutro de alta 51NTH. También se determinó la importancia de definir las zonas de protección del relevador para que este pueda diferenciar entre una falla monofásica, bifásica y trifásica.

Después de realizar los ajustes de protección y ajustes en coordinación de protecciones de acuerdo a los manuales de CFE, seleccionamos los relevadores adecuados para las funciones de protección como son el caso del SEL-487E y SEL-751A. Las diferentes características y funciones del relevador lo hacen más que un dispositivo para protección; proporciona medición, reportes, datos útiles para el análisis de eventos, y una gran comunicación humano-maquina.

### 7.2 Recomendaciones Profesionales

En el presente trabajo se desarrolló la aplicación de únicamente un tipo de protección para cada elemento de la subestación, aun cuando se describió el conjunto de protecciones que debe tener. De aquí será importante seguir con la investigación más detallada en cada uno de ellos para un mejor funcionamiento de protección.

También es importante revisar bien los factores que intervienen en la selección del TCs del neutro del transformador para las protecciones, como por ejemplo el nivel de aislamiento que se necesitan, efecto de saturación que tendrá a dicho nivel y otros parámetros necesarios para que tenga un mejor funcionamiento la protección.

Por lo que sería recomendable hacer un estudio más detallado del TCs correcto tomando en cuenta los parámetros necesarios.

### **7.3 Experiencias Adquiridas**

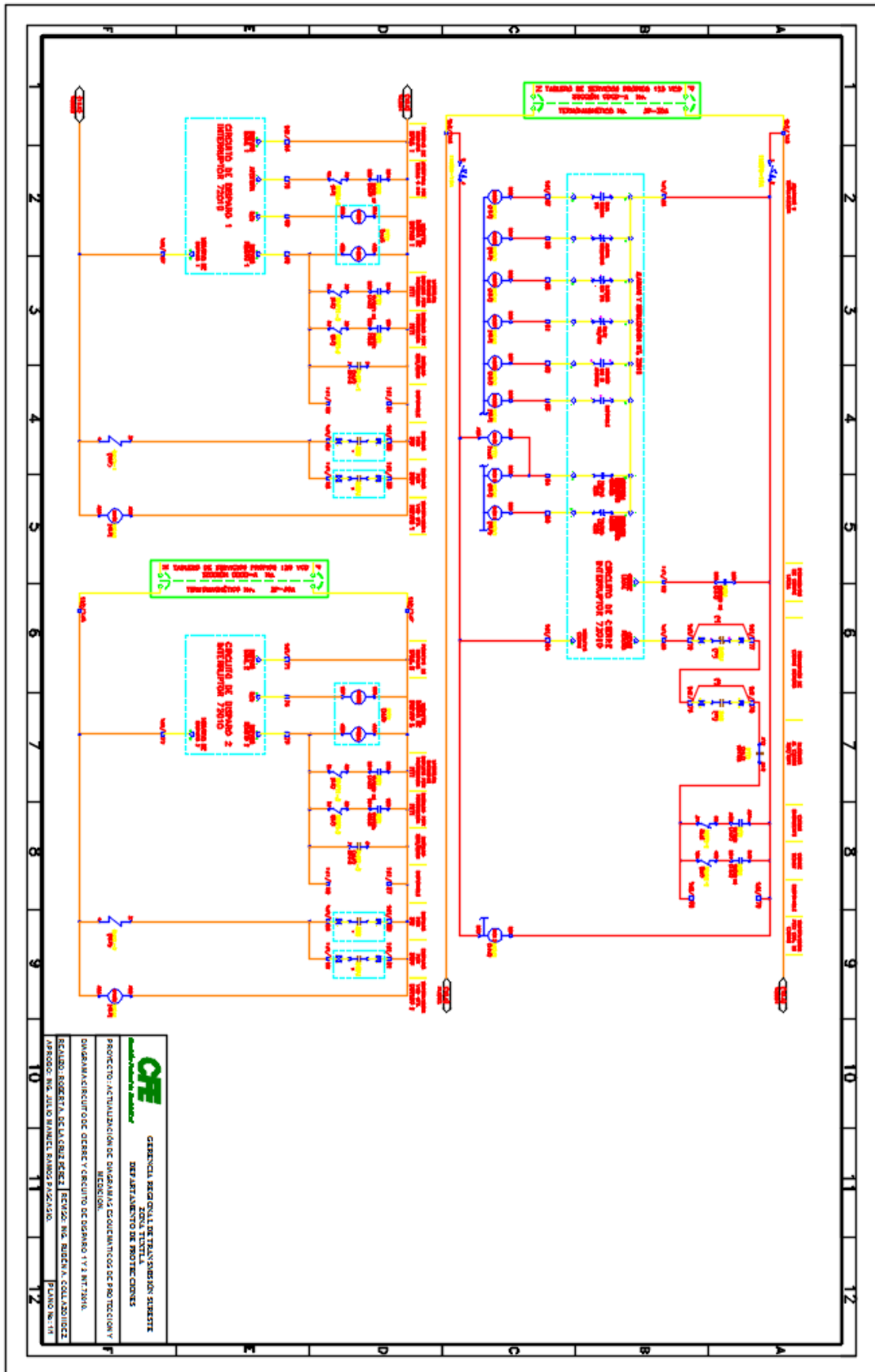
Lo aprendido durante el proceso del proyecto me dejó muchas experiencias profesionales y personales, me ayudó a reforzar el conocimiento teórico al realizar los cálculos de corto circuito, cálculos de ajustes de protección, cálculos de TCs y TPs empleando fórmulas y métodos que durante la carrera se me fueron impartidas.

En el ámbito profesional me ayudó a adquirir conocimiento sobre las protecciones en sistemas eléctricos de potencia, desarrollando habilidades de trabajo en software como AutoCAD, Aspen, Accelerator, Hyperterminal, etc. Así como desarrollando nuevos conocimientos en el ámbito de programación y comunicación a relevadores de última generación comprendiendo cómo funcionan y operan.

Gracias a la puesta en servicio de este proyecto tuve la oportunidad de trabajar con ingenieros que me transmitieron conocimiento a lo largo del proceso, donde además de aprender en el ámbito profesional los instructores me ayudaron a fortalecer aptitudes como trabajo en equipo y en conjunto con otras especialidades, desarrollando un trabajo exitoso y sin errores.

La carrera de ingeniería eléctrica ocupa muchos campos en la rama laboral y siempre habrá trabajos de automatización. Por lo que hay que tener la concentración adecuada para cada trabajo, ya que en algunos casos se trabaja en vivo y en casos muy extremos no tener la correcta capacitación y el equipo correcto de protección puede llegar a provocar riesgos a la salud.

### 7.4 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2 interruptor 72010 lado de alta T1.



**CE**  
**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION Y SERVICIO CLIENTE**  
**DEPARTAMENTO DE PROTECCION**  
**EDICION:**  
**PROYECTO: ACTUALIZACION DE OMBANAS EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y OMBANACIRCUITOD DE SERBIE Y CIRCUITO DE DISPARO 1 Y 2 INT72010**  
**ESCALA: SOBRESALA DE LA OMBAS SERBIE / SERBIE N.O. SERBIE, COLLAZON DEZ**  
**APROBADO: ING. JOSE MANUEL SANCHEZ PASCUAL**





## 7.6 Esquema de ingeniería actual disparo 1 y 2 interruptor I-72020 lado alta T2

