



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CÁLCULO DE AJUSTES Y PROGRAMACIÓN DE  
UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIGITAL PARA  
UN TRANSFORMADOR DE 230/23 KV**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**P R E S E N T A**

**RAÚL GONZÁLEZ BERNAL**

**DIRECTOR DE TESIS**

**ING. AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ**



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



# Agradecimientos

A Dios:

Por permitirme llegar a este día después de todo el esfuerzo y las pruebas que se presentaron, por acompañarme en todo mi camino y siempre estar a mi lado. Gracias Señor por ser mi roca y fortaleza, gracias por haberme dado las fuerzas necesarias para concluir esta etapa de mi vida y por entrar conmigo a cada una de las clases y guardar mi camino.

A mis Padres:

Por darme una educación, una carrera, por brindarme todo su apoyo y ayuda, por desvelarse conmigo en esas noches largas. Gracias por estar conmigo en todos los momentos difíciles, por acompañarme en todo este camino. Gracias por todo lo que me dieron, especialmente a mi madre, porque cuando pasamos una por esa prueba tan dura, tú estuviste conmigo para no dejarme caer y sacrificaste tantas cosas para que yo continuara, gracias mamá. Ustedes fueron mi inspiración y mi esfuerzo. Los amo

A mi abuela Alicia:

Por ayudarme tanto a pesar de sus complicaciones y enfermedades, me hubiera gustado darte en mi vida aunque sea un poquito de lo mucho que tú me diste y que vieras este logro. Te amo abue.

A mi hermano Rodolfo:

Por estar conmigo, por alentarme y ser la persona para la cual este logro se refleja en él. Gracias por también desvelarse conmigo y preocuparse para que continuara día a día. Te amo.



A Alejandra:

Por ayudarme cuando tanto lo necesitaba, por estar conmigo en los buenos y malos momentos, por todo lo que me has enseñado, por compartir tantas cosas a mi lado. Gracias por el tiempo que has estado conmigo, por ayudarme a seguir adelante cuando sentía que ya no podía, por tomar mi mano y ser mi ayuda para llegar a este día. Te amo mucho.

A mis Maestros:

Quienes me compartieron tantas enseñanzas y experiencias, gracias por compartirme sus conocimientos con paciencia y empeño, gracias por todos esos trabajos y desveladas que me permitieron prepararme para la vida laboral y que fueron forjando madurez y carácter para enfrentar cualquier reto en mi etapa profesional, por inculcarme respeto y amor por mi profesión.

A mis compañeros:

Con los cuales compartí tantos momentos, fuera y dentro de las aulas, por apoyarme durante mi carrera. Gracias por su ayuda en las tareas, trabajos y exámenes, sin ustedes no hubiera sido posible concluir.

A la UNAM

Por abrirme las puertas de cada una de sus aulas y darme la oportunidad de adquirir el conocimiento necesario para emprender mi vida laboral y en especial a la Facultad de Ingeniería. Me siento orgulloso al decir que estude en la UNAM.

Al Ing. Augusto Hintze

Por tomarse el tiempo y la atención para apoyarme durante todo este proceso y orientarme con su experiencia y consejos que fueron fundamentales en la realización de este trabajo



# INDICE

## **INTRODUCCION ..... 6**

## **1. SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA..... 8**

1.1	INTRODUCCIÓN.....	8
1.2	QUE ES EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	8
1.3	SUBESTACIONES DE POTENCIA.....	10
1.4	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 85/6 KV .....	11
1.5	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 85/6 KV .....	11
1.6	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 230/23 KV .....	12
1.7	SUBESTACIONES DE TRASMISIÓN DE 230/85 KV .....	13
1.8	SUBESTACIONES DE TRASMISIÓN DE 400/230 KV .....	13
1.9	SUBESTACIONES TIPO CLIENTE .....	13
1.10	ARREGLOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	14
1.10.1	BARRA SENCILLA .....	15
1.10.2	DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR COMODÍN.....	15
1.10.3	DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE .....	16
1.10.4	TRIPLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE.....	17
1.10.5	TRIPLE BARRA CON INTERRUPTOR COMODÍN .....	17
1.10.6	INTERRUPTOR Y MEDIO.....	18
1.10.7	DOBLE BARRA DOBLE INTERRUPTOR .....	18

## **2. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA..... 26**

2.1	FILOSOFÍA DE PROTECCIONES .....	26
2.2	FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES .....	27
2.3	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES.....	27
2.4	PROTECCIONES PRIMARIAS.....	29
2.5	PROTECCIONES DE RESPALDO .....	29



2.6	ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN .....	30
2.7	ZONAS DE PROTECCIÓN.....	39

### **3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA..... 42**

3.1	INTRODUCCION.....	42
3.2	FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	42
3.3	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.....	43
3.3.1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR.....	45
3.3.2	PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL .....	51
3.3.3	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE .....	52
3.3.4	PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA .....	53
3.3.5	SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA.....	54
3.3.6	PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS.....	54
3.3.7	PROTECCIONES MECÁNICAS DEL TRANSFORMADOR.....	55

### **4. RELEVADORES MICROPROCESADOS SEL-387, SEL-351A Y SEL-451 ..... 59**

4.1	INTRODUCCION AL RELEVADOR SEL-387E.....	59
4.2	FUNCIONES DEL RELEVADOR SEL-387E .....	59
4.3	PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEL-387E .....	60
4.3.1	RETENCIÓN DE ARMÓNICAS.....	65
4.3.2	BLOQUEO.....	66
4.4	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	66
4.5	DESCRIPCION DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87T .....	68
4.6	LÓGICA DE LEDS DE SEÑALIZACIÓN DEL RELEVADOR SEL-387 .....	74
4.7	RELEVADOR SEL-351 .....	75
4.8	RELEVADOR SEL-451 .....	81
4.8.1	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE .....	83



4.8.2	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEOS .....	85
-------	--	----

## **5. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN..... 87**

5.1	CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIÓN PENSADOR MEXICANO .....	87
5.2	DIAGRAMA UNIFILAR .....	88
5.3	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL BANCO T-01 (T221-A).....	91
5.4	DESCRIPCION DE LOS RELEVADORES DEL TRANSFORMADOR .....	93
5.4.1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87T .....	93
5.4.2	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL LADO DE ALTA 50H-51H. 94	
5.4.3	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR 51L.....	94
5.4.4	PROTECCIÓN DE NEUTRO DEL TRANSFORMADOR 51NTH-51NTL ...	95

## **6. COORDINACION DE PROTECCIONES ..... 96**

6.1	CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 87T .....	96
6.2	CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 51H .....	96
6.3	CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 50H .....	97
6.5	CRITERIOS DE AJUSTES PARA LA FUNCION 51NTL.....	97
6.6	CALCULOS DE AJUSTES PARA LA FUNCION 87T .....	98
6.7	CALCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCION 50H-51H.....	101
6.8	CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 51NTH.....	110
6.9	CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 51L.....	115
6.10	CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 51NTL .....	119
6.11	CONFIGURACION DE LAS ECUACIONES DE DISPARO .....	123



## INTRODUCCION

En el Sistema Eléctrico de Potencia la especialidad de Protecciones tiene un papel decisivo para la confiabilidad del equipo eléctrico primario.

La funcionalidad de los esquemas de protección es minimizar los daños que se pueden generar por condiciones anormales de operación de la red eléctrica y que pueden generar grandes costos por indisponibilidad del suministro de energía.

El transformador de potencia es el corazón y el elemento más costo de una subestación, por lo cual es de suma importancia que cuente con las protecciones más confiables, que eviten cualquier daño o anomalía que se pueda presentar en el equipo ante una falla y que nos brinden mayor información de lo ocurrido ante cualquier condición en el sistema eléctrico de potencia.

Los sistemas de protección han evolucionado, desde los que empleaban relevadores electromecánicos, pasando por los de estado sólido, hasta llegar a los que basan su funcionamiento en relevadores digitales. Estos últimos surgen en los años ochenta, empleando microprocesadores e integrando múltiples funciones de protección, para un mejor rendimiento y una fácil programación, a fin de crear esquemas de protección tan complejos como sean necesarios.

Debido a la reciente integración de los relevadores digitales multifuncionales en los sistemas de protección, resulta importante que se capacite a los futuros ingenieros en el manejo de estos equipos, por lo que en esta tesis se muestran todas las consideraciones necesarias para entender los criterios que se utilizan en la programación del esquema de protección y el cálculo de los ajustes que llevarán las protecciones del transformador.

En el capítulo 1 de esta tesis se da un panorama general del funcionamiento y estructura del Sistema Eléctrico de Potencia, mencionando el tipo de subestaciones que existen y el arreglo con el que cuentan.

Posteriormente en el capítulo 2 se da a conocer la filosofía de las protecciones y las características indispensables con las que se deben contar los relevadores de protección. De igual forma se explican todos los elementos que conforman los Sistemas de Protección en el Sistema Eléctrico.

El transformador cuenta con diferentes instrumentos y protecciones que le brindan mayor confiabilidad en su funcionamiento, por lo que en capítulo 3 se mencionan las fallas que se pueden presentar en un transformador y el funcionamiento de cada una de las protecciones que forman parte del Esquema de Protección.

Pasamos al capítulo 4 en donde se explican los aspectos teóricos, técnicos y tecnológicos de los relevadores multifuncionales SEL-387, SEL-451 y SEL-351 con los que se protegerá el transformador de acuerdo a sus características de operación.





En capítulo 5 se enfoca en el diseño de un esquema de protección que satisfaga las especificaciones del mismo y cumpla con la filosofía de protecciones basadas en el equipo eléctrico, sus aspectos operativos y de seguridad.

Por último el capítulo 6 muestra la coordinación de las protecciones del esquema de protección del transformador en base a los criterios de ajustes que se tienen para una correcta operación de cada uno de los relevadores y se explica la forma de calcular cada uno de los ajustes que se programaran, utilizando como herramienta el software ASPEN ONE LINER.

Con la realización de esta tesis se tiene como objetivo brindar una herramienta y guía para poder explicar el funcionamiento de las nuevas tecnologías que se están aplicando en el área de protección y como deben de ajustarse o programarse en base a los equipos primarios en una subestación; de igual forma que sirva de apoyo a cada uno de los nuevos ingenieros y estudiantes que empiecen a desarrollarse en el área eléctrica.



# 1. SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión y las redes de distribución de potencia eléctrica, constituyen una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, ya que los primeros interconectan a las centrales eléctricas con las subestaciones para transportar a distintos niveles de voltaje y para alimentar, en el caso de las redes de distribución, a los distintos tipos de carga.

Un sistema eléctrico de potencia se puede dividir en tres partes principales:

1. La generación, que es la producción de la electricidad.
2. La transmisión, es el sistema de líneas que transporta la electricidad de las centrales eléctricas de generación al área donde es usada.
3. La distribución, es el sistema de líneas que conectan a un cliente individual al sistema eléctrico de potencia.

El sistema de transmisión y distribución consiste de miles de kilómetros de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, transformadores y otros equipos dispersos sobre una gran área geográfica, e interconectados, de tal manera que distribuyan energía eléctrica necesaria a los clientes.

## 1.2 QUE ES EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

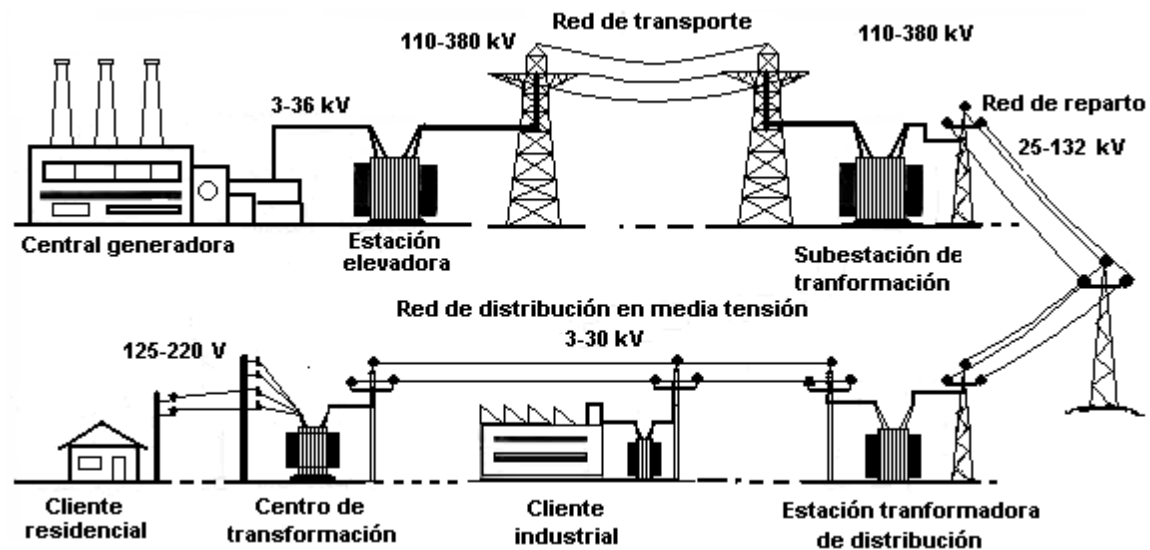
Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos interconectados que tiene como objetivo generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica con la máxima disponibilidad, confiabilidad y mínimas pérdidas.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está integrado por un conjunto de instalaciones, centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución, y en general por la infraestructura eléctrica propiedad u operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), instalada en la República Mexicana y destinados a la prestación del servicio público de energía eléctrica en la forma y términos establecidos en los ordenamientos legales sobre la materia.

La componente fundamental del SEN es la red troncal, constituida por el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y transformadores que debido a sus funciones principales de generar, interconectar las principales instalaciones y a su ubicación geográfica, se consideran de importancia vital para el Sistema Eléctrico Nacional.

La generación de electricidad es la obtención de la potencia eléctrica a través de algún medio de conversión de potencia, a través de los generadores.

El voltaje de salida de los generadores es elevado a una mayor tensión, por medio de transformadores elevadores, esto para su transmisión por medio de las líneas de transmisión para poderla llevar a subestaciones para poder bajar esa tensión a un voltaje de distribución y poder ser llevada a los usuarios finales. En la figura 1.1 se representa el Sistema Eléctrico de Potencia.



**Figura 1.1 Sistema Eléctrico de Potencia**

El SEN tiene como finalidad primordial proporcionar a los usuarios actuales y potenciales, un servicio público de energía eléctrica que cumpla con los siguientes objetivos básicos:

- **CONTINUIDAD:** la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios.
- **CALIDAD:** ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario; esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.
- **ECONOMÍA:** implica el menor costo global de producción del kWh, resultante del uso óptimo de los recursos energéticos, de generación y de red, considerando las unidades generadoras más eficientes y la asignación de potencia más adecuada, según la disponibilidad, las restricciones ambientales, el costo y consumo de energéticos, las pérdidas de transmisión, las restricciones de red y los contratos existentes.



- **SEGURIDAD:** del Sistema Eléctrico Nacional para evitar contingencias y que en caso que de ocurrir alguna permanezca operando sin exceder la capacidad de los equipos dentro de los rangos permitidos de voltaje y frecuencia, sin provocar afectación de carga a los usuarios.

En un sistema eléctrico tradicional, la producción de la energía eléctrica se concentra únicamente en unas cuantas subestaciones de potencia. El Sistema de Transmisión y Distribución mueve la energía desde las plantas generadoras, generalmente distantes de los consumidores de la energía eléctrica

Como la energía eléctrica es movida desde la generación hasta los clientes, primero se transmite en grandes cantidades en alto voltaje. Como la energía eléctrica es distribuida a través del servicio por todo el territorio, es transmitida gradualmente hacia niveles de bajo voltaje en equipos de baja capacidad hasta llegar a los clientes.

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) usa como tensiones de transmisión y distribución las siguientes:

TRANSMISION	
TENSION NOMINAL (KV)	TENSION MAXIMA DE DISEÑO (KV)
400	420
230	245
161	172
138	142
115	123
DISTRIBUCION	
TENSION NOMINAL (KV)	TENSION MAXIMA DE DISEÑO (KV)
34.5	38
23	25
13.8	15

**Tabla 1.1 Tensiones Nominales del Sistema de Transmisión y Distribución**

### **1.3 SUBESTACIONES DE POTENCIA**

Las subestaciones forman parte indispensable de los sistemas eléctricos de potencia pues son centros de transformación de energía que enlazan las líneas eléctricas de alta tensión con las líneas de media tensión o viceversa dependiendo del tipo de subestación que se esté analizando, ya que una subestación es un conjunto de aparatos de maniobra y circuitos instalados en un lugar determinado que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (tensión y corriente).



Considerando las tensiones de transformación, existen en el Sistema Eléctrico Nacional de los siguientes tipos principales de subestaciones:

- a) Subestaciones de distribución de 85/6 kV
- b) Subestaciones de distribución de 85/23 kV
- c) Subestaciones de transmisión de 230/ 23 kV
- d) Subestaciones de transmisión de 230/85 kV
- e) Subestaciones de transmisión de 400/230 kV
- f) Subestaciones Tipo Cliente

#### **1.4 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 85/6 KV**

Este tipo de subestación de distribución se generalizó en la década de los años cincuenta. Posteriormente, debido al crecimiento del sistema de distribución de Luz y al aumento de la densidad de carga se hizo necesario utilizar una tensión de distribución más elevada, en 1964 se adoptó la tensión de 23 kV. La tensión de 6 kV se ha ido substituyendo paulatinamente por la de 23 kV.

En las subestaciones de 85/6 kV la capacidad de transformación consiste como mínimo en un banco de 30 MVA, formado por tres transformadores monofásicos de 10 MVA y un transformador monofásico extra, como reserva.

Los transformadores se conectan en delta, tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja tensión.

Las subestaciones de 85/6 kV están diseñadas para alimentar una carga constituida por alimentadores de 6 kV, con una capacidad máxima cada uno de 400 A (4560 KVA) con una tensión de 6.6 kV en las barras de la subestación.

#### **1.5 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 85/23 KV**

Durante muchos años se utilizó en LFC la tensión de 20 kV como tensión de subtransmisión para alimentar subestaciones de 20/6 kV y como tensión de distribución para clientes industriales importantes. Como se mencionó, en 1964 se adoptó como tensión de distribución preferente la tensión de 23 kV. Las antiguas instalaciones de 20 kV pueden operarse a 23 kV sin ningún cambio, ya que tanto el nivel de aislamiento de las instalaciones existentes (150 kV al impulso), como las derivaciones son adecuados para esta tensión.

En las subestaciones de 85/23 kV con bancos formados por transformadores monofásicos de 10 MVA, al igual que en las subestaciones de 85/6 kV, se instala en la primera etapa un banco de 30 MVA formado por tres transformadores de 10 MVA más un transformador extra de reserva.



En la etapa final se instalan dos bancos de 30 MVA con un transformador de reserva, aunque excepcionalmente se han llegado a instalar en la misma subestación hasta tres bancos de 30 MVA, pero en estos casos se ha instalado generalmente un segundo transformador, de manera que la capacidad instalada resulta de 110 MVA y la capacidad firme de 90 MVA.

Los tres transformadores se conectan en delta en el lado de alta tensión y en estrella en el lado de baja tensión, con el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 1.2 ohm, con objeto de disminuir la magnitud de las corrientes debidas a fallas a tierra, que son el tipo de fallas más frecuentes en los alimentadores de distribución y disminuir así los esfuerzos electrodinámicos y térmicos en los transformadores.

La tendencia actual en la construcción de subestaciones de 85/23 kV, es emplear transformadores trifásicos de 30 MVA en sustitución de los monofásicos de 10 MVA, 85/13.2 kV para formar bancos trifásicos, además de excluir el uso de reguladores de tensión trifásicos en 23 kV, considerando que por la experiencia acumulada, resultan más económicas las instalaciones con transformadores trifásicos adicionando ventajas favorables, tales como menor superficie ocupada así como reducción en cimentaciones, estructuras, barras colectoras y alambrado.

## **1.6 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 230/23 KV**

A partir de 1970 se inició la instalación, en el Área Central de subestaciones para alimentar el sistema de distribución de 23 kV directamente desde la red de transmisión de 230 kV, con objeto de descargar la red de subtransmisión de 85 kV y operarla en forma radial y así tener la posibilidad de abastecer el incremento constante de la demanda.

Las características generales de las subestaciones son las siguientes:

La capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120 MVA, por subestación, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga de 20% en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio. Los estudios realizados tomando en cuenta la forma de las curvas de carga, demuestran que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador.

La subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, con lo que se obtiene una capacidad firme de 144 MVA, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

Para las subestaciones de 230/23 kV se utilizan transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV, con el primario de 230 kV conectado en estrella con el neutro directamente



a tierra, el secundario de 23 kV conectado en estrella con el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 ohm y un terciario conectado en delta.

## **1.7 SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN DE 230/85 KV**

Estas subestaciones tienen como función reducir el voltaje para alimentar el sistema de subtransmisión de 85 KV. Las primeras subestaciones de este tipo se realizaron con transformadores monofásicos con una capacidad de 33.33 MVA, lo que da una capacidad del banco trifásico de 100 MVA. En la subestación Remedios, que entró en servicio en 1963 y en todas las subestaciones de 230/85 kV realizadas después de esa fecha se utilizan transformadores trifásicos.

El sistema de 85 kV, que se inició como un sistema de transmisión, se ha ido convirtiendo, al desarrollarse el Sistema Central, en un sistema de subtransmisión.

## **1.8 SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN DE 400/230 KV**

El crecimiento del Sistema Central hizo necesario superponer a la red de 230 kV un sistema de 400 kV, capaz de transmitir las energías cada vez mayores procedentes de las plantas generadoras de las Áreas Oriental y Occidental e inyectarlas en lugares apropiados a la red de 230 KV.

Para las subestaciones de 400/230 kV tipo convencional se utilizan autotransformadores monofásicos de 110 MVA, para formar bancos trifásicos de 330 MVA.

Las subestaciones de 400/230 kV se realizan con un diagrama de conexiones de interruptor y medio, tanto en la sección de 400 kV como en la de 230 KV. La subestación convencional Teotihuacán, es ejemplo de este tipo de subestaciones y cuenta con tres bancos de 330 MVA, con una capacidad firme de 990 MVA y un transformador monofásico de reserva para tener una capacidad total instalada de 1100 MVA.

## **1.9 SUBESTACIONES TIPO CLIENTE**

Debido al desarrollo industrial y de servicios, en la actualidad los consumos de energía eléctrica se han incrementado a tal grado que con objeto de proporcionar los servicios que exigen dichos consumos, las acometidas para estas empresas se han proporcionado a nivel de subtransmisión en 85 y 230 kV, con los beneficios que implica la tarifa horaria para servicios en alta tensión, así como la continuidad, calidad y confiabilidad del servicio.



Para evaluar la factibilidad de proporcionar el servicio en 85 ó 230 kV, se deben analizar los siguientes factores:

- a) Consumo de energía y demanda mensual
- b) Considerando datos estadísticos, valorar el número y tiempo de interrupción de servicio, del posible o posibles alimentadores que abastecerán al cliente.
- c) Estimar la inversión requerida por el cliente para el desarrollo del proyecto y construcción de la nueva subestación, considerando la infraestructura eléctrica existente (subestaciones y líneas).

Los arreglos de estas subestaciones se pueden clasificar por el tipo de suministro y por su diagrama de conexiones. Se tienen subestaciones tipo cliente con alimentación radial o en anillo (doble alimentación).

Las subestaciones con alimentación radial, se caracterizan por suministrar el servicio de una sola subestación, para lo cual se tienen dos tipos de sistemas: radial con una sola alimentación, donde la subestación suministradora abastece una sola subestación Tipo Cliente, o radial con doble alimentación, donde la subestación suministradora abastece a la subestación Tipo Cliente a través de dos líneas o cables.

Las subestaciones con alimentación en anillo, se caracterizan por abastecer al cliente de dos o más subestaciones diferentes y a su vez las propias subestaciones Tipo Cliente se pueden interconectar entre sí.

## **1.10 ARREGLOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella.

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama de conexiones y para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red.

Los aspectos más importantes que deben tomarse en consideración para el arreglo de una subestación son los siguientes:

- Continuidad de servicio.
- Flexibilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento al equipo.
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito.
- Simplicidad en los esquemas de control y protección.
- Economía de equipo y su instalación.
- Área disponible para su construcción.





- Posibilidad de ampliación.

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, basándose en los requerimientos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución. Algunos arreglos típicos en general, utilizados en las subestaciones del sector son los siguientes:

- Barra sencilla
- Doble barra con interruptor comodín
- Doble barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor de amarre
- Triple barra con interruptor comodín
- Interruptor y medio
- Doble barra doble interruptor

### **1.10.1 BARRA SENCILLA**

- a) Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico.
- b) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y bancos de potencia) están conectados al juego de barras colectoras a través sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada.
- c) Para librar una falla en la barra, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo cual no se tiene flexibilidad ya que se pierde la continuidad de servicio y se tienen que realizar transferencias de carga en el sistema.
- d) El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido a que es necesario hacerlo en vivo o que la subestación quede totalmente fuera de servicio.
- e) Para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado.
- f) Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio.
- g) Se usa en pequeñas subestaciones o plantas donde la simplicidad y economía son importantes.

En la Figura 1.2 se representa este arreglo.

### **1.10.2 DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR COMODÍN**

- a) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales.



- b) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor por medio del propio interruptor comodín y barras auxiliares (transferencia), sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado.
- c) Cuando un interruptor se encuentre en mantenimiento se puede proteger a su elemento asociado, transfiriendo su protección al interruptor comodín.
- d) Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizando al interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales. Pero se requiere que las barras auxiliares cuenten también con protección diferencial de barras propia.
- e) Para librar una falla en la barra, se envía un disparo a todos los interruptores desconectando todas las líneas y bancos de potencia, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo que se pierde la continuidad de servicio y se puede tener repercusiones que puedan causar un colapso del sistema.
- f) Los diagramas de conexiones con interruptor comodín y barra de transferencia proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores, pero con estos arreglos se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.
- g) Debe disponerse de un sistema de bloqueos con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectoras.
- h) En comparación con el arreglo de barra sencilla la cantidad de equipo necesario es mayor por lo que también su costo.

En la Figura 1.3 se ejemplifica este arreglo.

### **1.10.3 DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE**

- a) En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras.
- b) El interruptor de amarre en condiciones normales de operación permanece cerrado para mantener el mismo potencial en ambas barras colectoras y además para poder realizar la transferencia de los elementos conectados de una barra a la otra, cuando se requiera realizar mantenimiento a una de ellas, sin necesidad de que ninguno de los elementos de la subestación quede fuera de servicio. La operación de transferencia de los elementos se realiza cerrando primero la cuchilla abierta y después se abre la cuchilla que estaba cerrada inicialmente sin necesidad de abrir el interruptor propio del elemento, por lo que no se afecta la continuidad del servicio. Durante esta maniobra no existe el problema de arcos peligrosos durante la operación de las cuchillas, debido a que la corriente de carga circula por la cuchilla que permanece cerrada.
- c) Cada juego de barras colectoras cuenta con protección diferencial propia, de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras queda fuera la mitad de la subestación, mientras se realizan las maniobras necesarias para la transferencia, a las barras en buenas condiciones, de los elementos que estaban conectados a las barras afectadas.



d) Para el mantenimiento de cualquiera de los interruptores es necesario sacar fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado, afectando la continuidad del servicio.

En la Figura 1.4 se plasma la configuración de este arreglo.

#### **1.10.4 TRIPLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE**

Este tipo de arreglo se utiliza cuando son varias líneas de transmisión las que convergen en la subestación y además se cuenta con varios bancos de potencia, por lo que se requiere que cada tercera parte de la subestación se conecte a un juego de barras colectoras para que al operar la protección diferencial de barras tener la salida de un menor número de elementos, en comparación con el arreglo de doble barra.

- a) Desde el punto de vista de continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento es similar al arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de una falla en una de las barras solo queda la tercera parte de la subestación fuera.
- c) La flexibilidad de operación es menor con respecto al arreglo de doble barra por la mayor cantidad de equipo asociado.
- d) Con este tipo de arreglo se complica la instalación y el esquema de control y protección.
- e) La cantidad de interruptores es igual que el caso anterior, pero con respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa.

En la Figura 1.5 se puede visualizar este tipo de arreglo.

#### **1.10.5 TRIPLE BARRA CON INTERRUPTOR COMODÍN**

- a) En este diagrama de conexiones los dos juegos de barras principales junto con el interruptor de amarre presentan las mismas características que el arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Este arreglo a diferencia del arreglo de doble barra con interruptor de amarre, proporciona facilidad de mantenimiento a los interruptores por medio de las barras de transferencia y el uso del interruptor comodín, sin tener que desconectar al elemento asociado.
- c) Con este diagrama de conexiones se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.

La configuración del arreglo la podemos observar en la Figura 1.6.



### **1.10.6 INTERRUPTOR Y MEDIO**

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- c) Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- d) Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan más complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.
- g) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

Para poder visualizar el arreglo de interruptor y medio podemos observar la Figura 1.7.

### **1.10.7 DOBLE BARRA DOBLE INTERRUPTOR**

Este tipo de arreglo es el más completo pero también el más costoso, debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio.

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de los juegos de barras su respectiva protección envía disparar todos los interruptores asociados a este, transfiriendo totalmente la carga a las otras barras colectoras sin producir interrupción de servicio.
- c) Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica
- d) Este arreglo puede soportar una doble contingencia a diferencia de otros tipos de arreglos.
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Las zonas de protección por relevadores quedan bien definidas.

La Figura 1.8 representa el arreglo de doble barra doble interruptor.

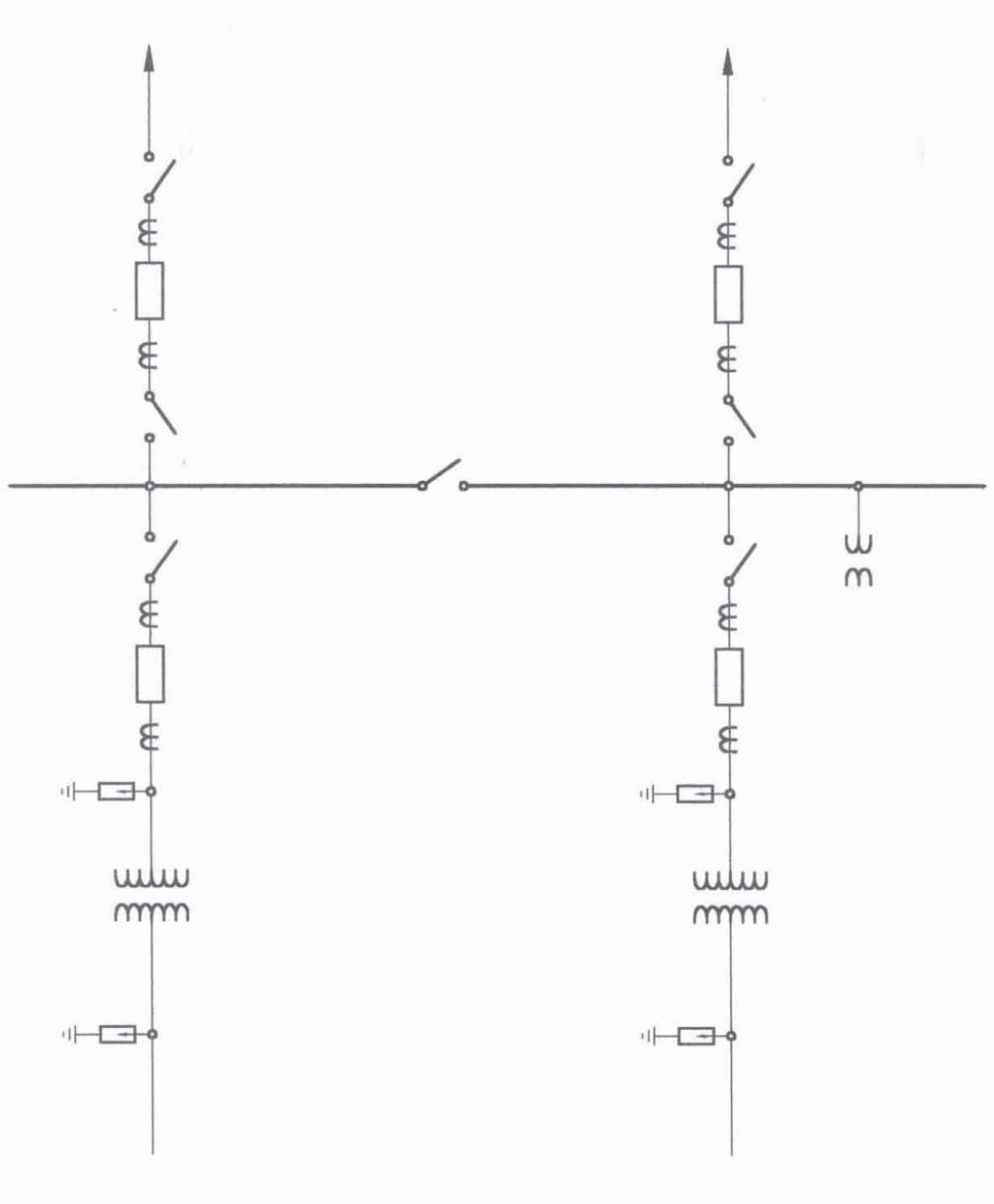


Figura 1.2 Arreglo de Barra Sencilla

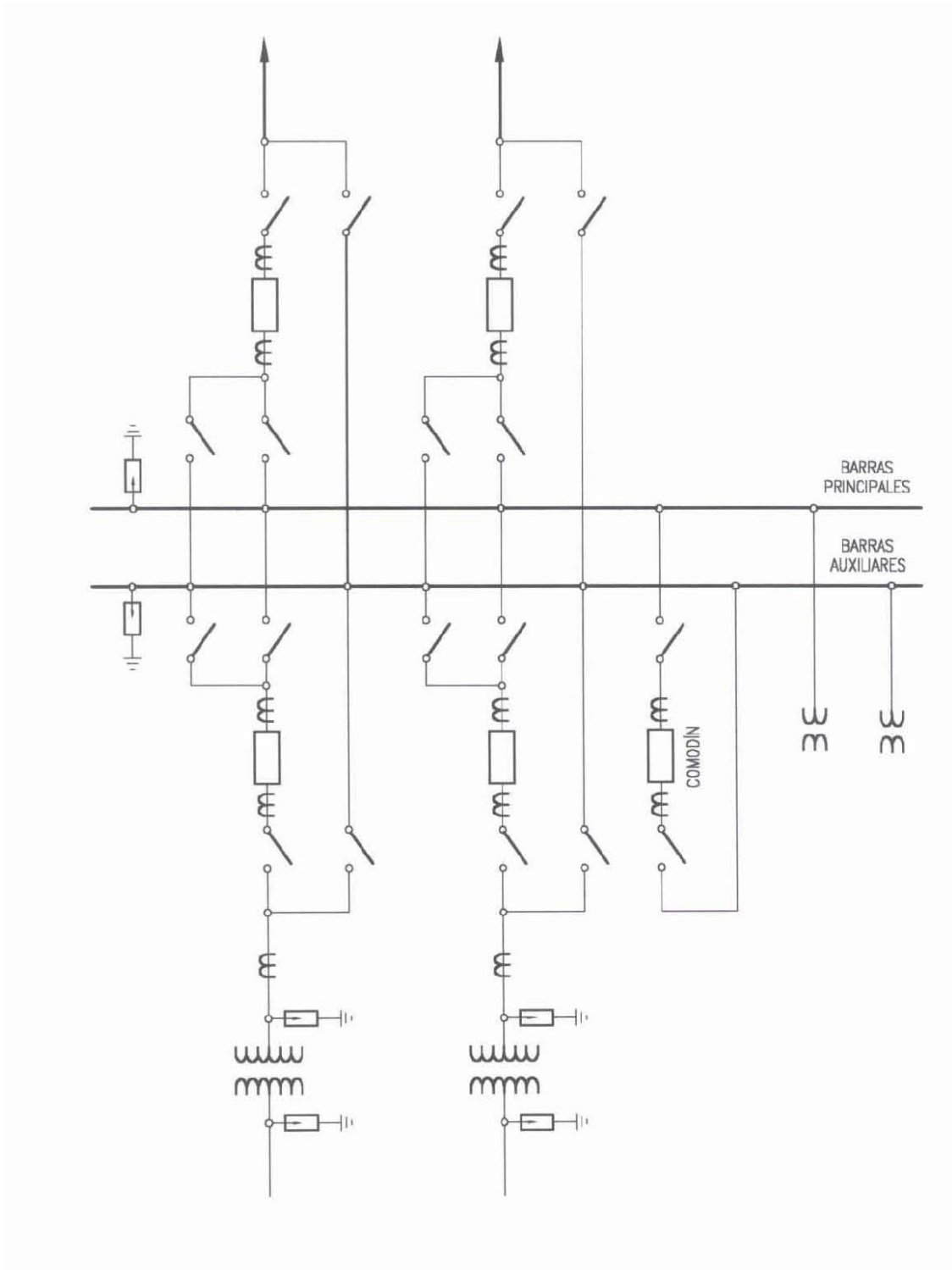


Figura 1.3 Arreglo de Doble barra con interruptor comodin

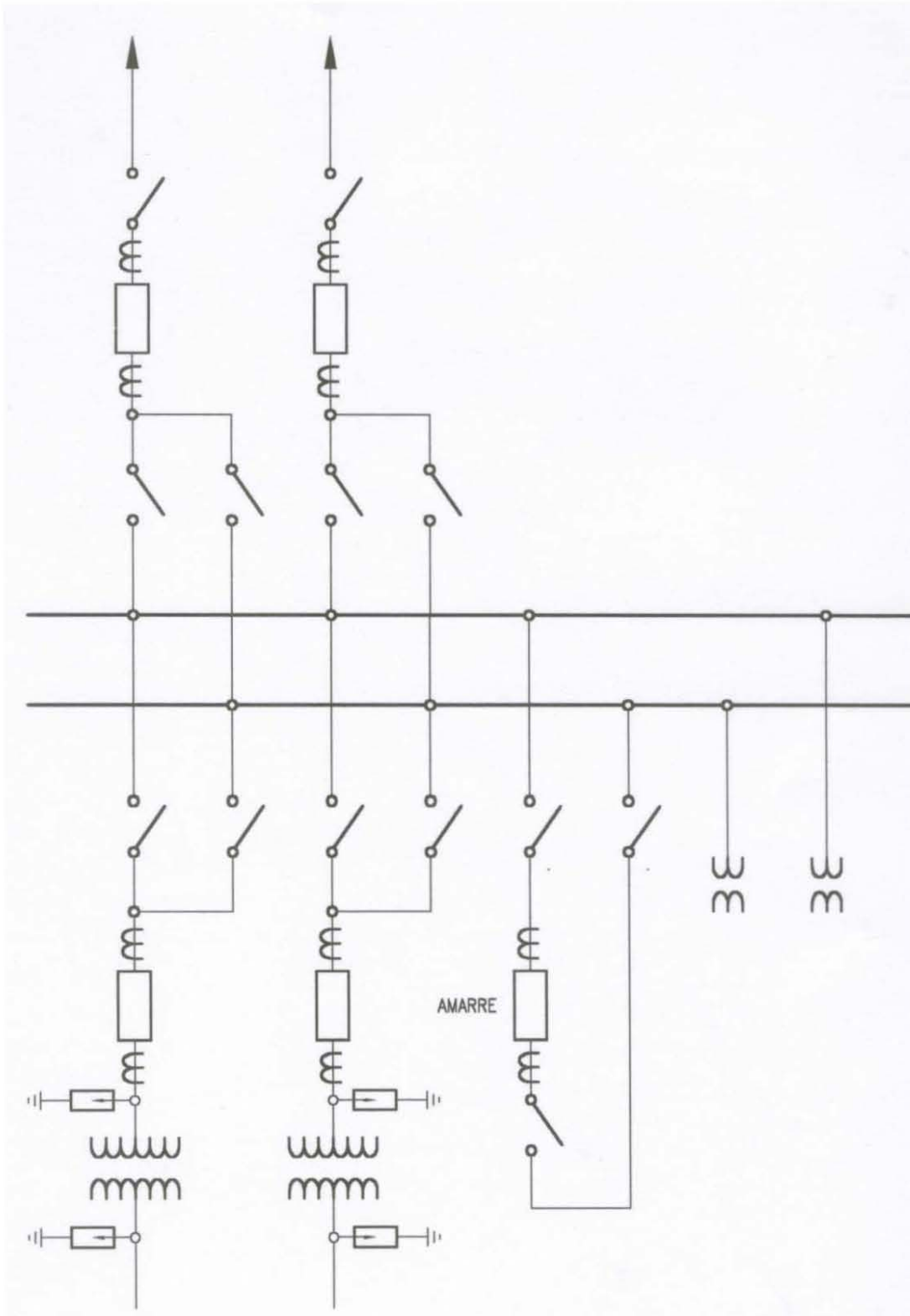


Figura 1.4 Arreglo de Doble barra con interruptor de amarre

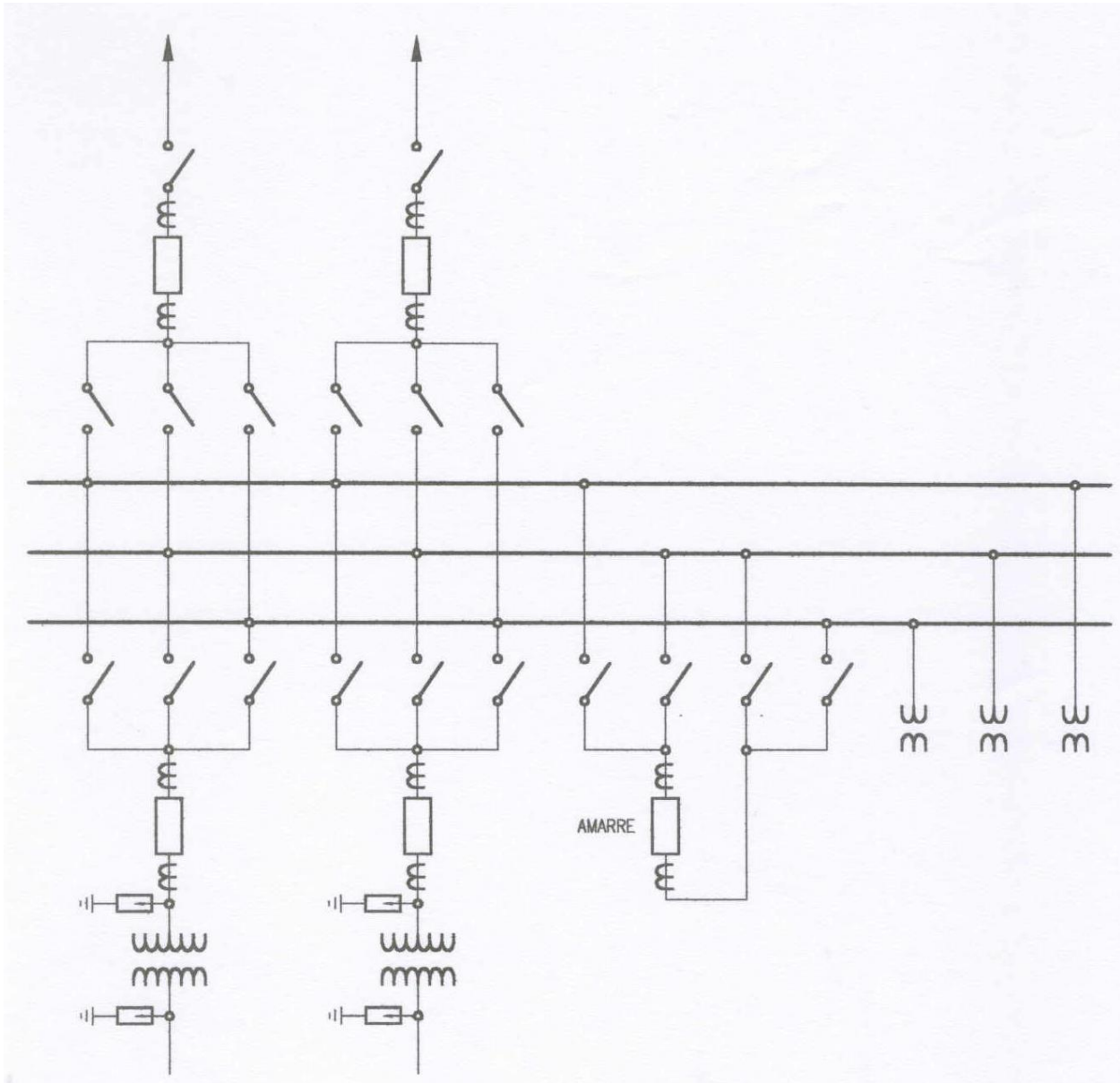


Figura 1.5 Arreglo de Triple barra con interruptor de amarre



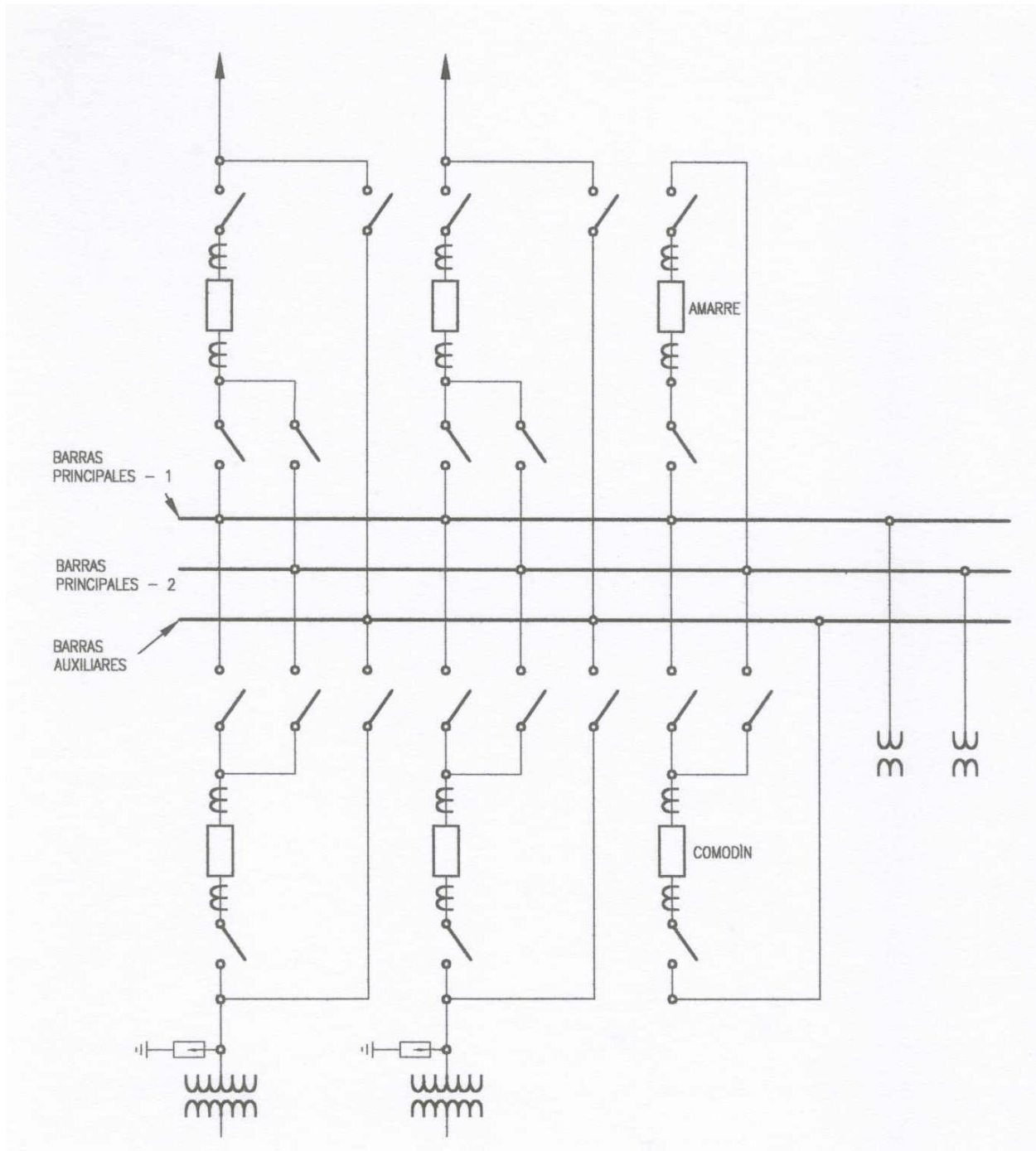


Figura 1.6 Arreglo de Triple barra con interruptor común

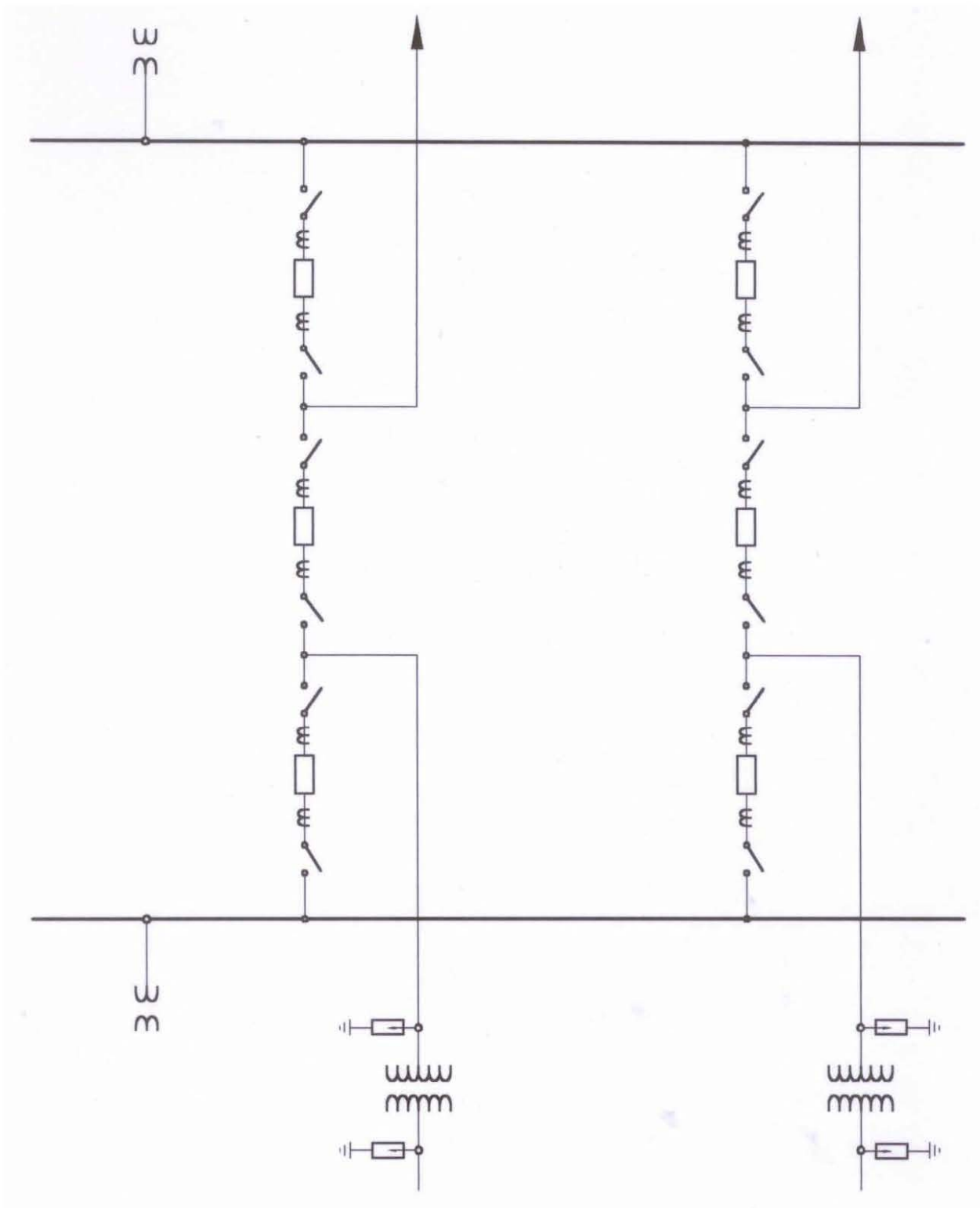


Figura 1.7 Arreglo de Interruptor y Medio

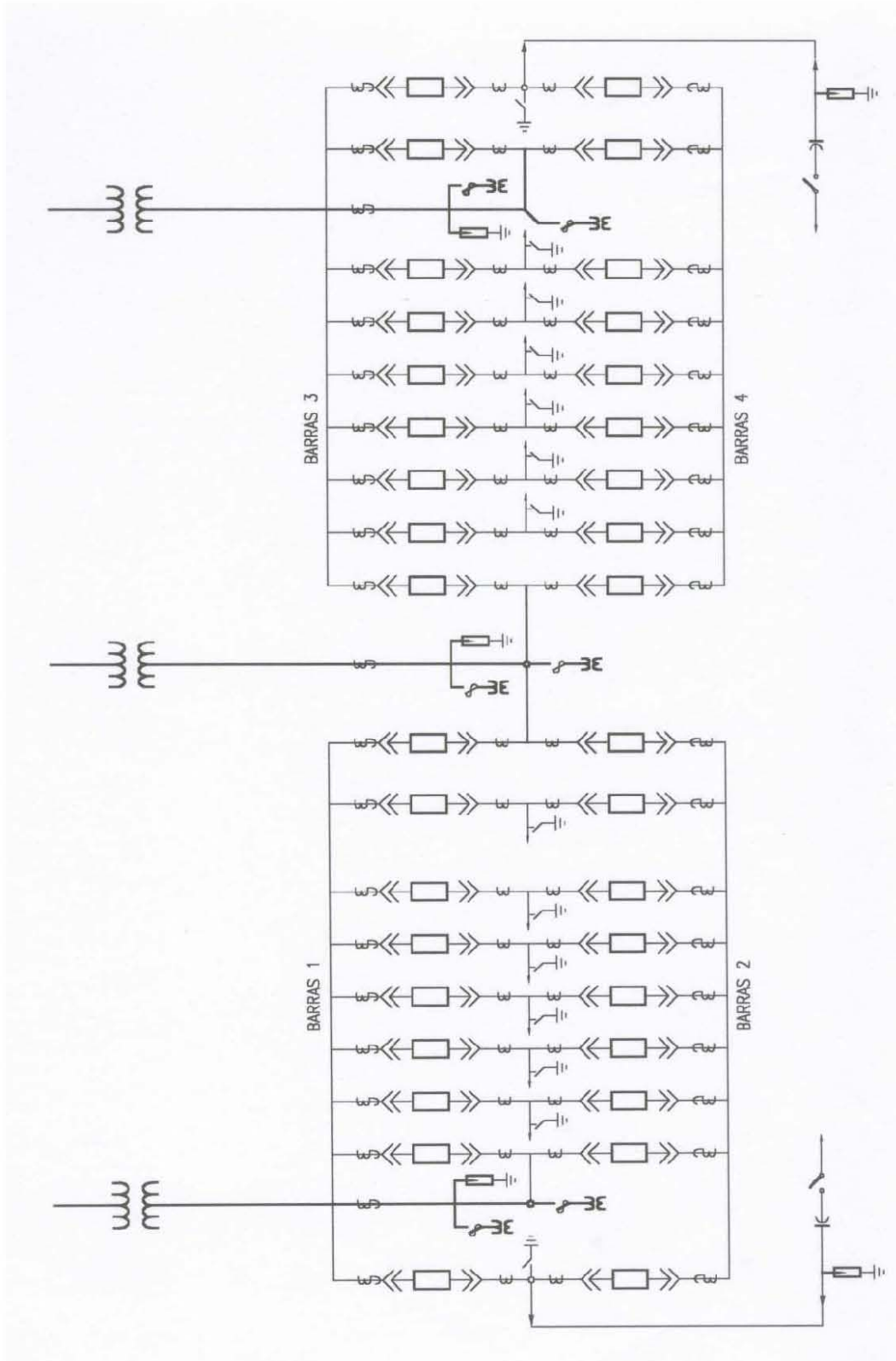


Figura 1.8 Arreglo de doble barra doble interruptor



## 2. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

### 2.1 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

Cuando se produce una falla las magnitudes asociadas al Sistema Eléctrico de Potencia alcanzan valores fuera de sus rangos normales de operación y determinadas áreas del sistemas pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas, con el riesgo que ello con lleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo. Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían llegar a quedar fuera de servicio y la calidad del suministro se afectaría.

Por esta razón, el Sistema Eléctrico de Potencia tiene un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

La operación del sistema de protección tiene como objetivo mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, afectando el menor número de equipos en un tiempo mínimo.

La mayor cantidad de fallas que se producen en el Sistema Eléctrico de Potencia son del tipo monofásica o de fase a tierra, y siendo las menos frecuentes las fallas trifásicas.

Independientemente del punto donde se produzca la falla y del tipo de falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de esfuerzo en el equipo eléctrico primario. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores origina un transitorio que puede implicar una serie de alteración como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio en la frecuencia, etc. Cuando estas consecuencias den origen a condiciones fuera de los rangos de operación normales de los equipos, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no estaban directamente afectados por la falla, se ven alcanzados por sus efectos.

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (Efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (Efectos dinámicos).
- Fluctuaciones severas de voltaje.
- Desbalanceo que ocasiona operación indebida de equipos.
- Fluctuaciones de Potencia.
- Inestabilidad del sistema de potencia.



Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restablecer lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento.

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Eléctrico de Potencia, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del Sistema Eléctrico de Potencia (I, V, P, f, Z).
- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios, dependiendo de si este es residencial, comercial o industrial.
- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

## **2.2 FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES**

La función de la protección por relevadores es desconectar en el menor tiempo posible cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interferir de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección está ayudado, en esta tarea, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección opera. Estos interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para que pueda conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esta corriente.

## **2.3 CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES**

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen deben satisfacer las siguientes características funcionales:

### **Sensibilidad**

La protección debe saber distinguir las situaciones de fallas de aquellas que no lo son.



## **Selectividad**

Es la capacidad que debe tener la protección para que una vez detectada la existencia de falla, solo opere la protección cuando la falla se encuentre dentro de su zona de protección.

Tan importante es que una protección opere cuando tiene que operar, como que no opere cuando no tiene que operar. Si la falla se ha producido dentro de su zona de operación de la protección, esta debe de mandar a abrir los interruptores que aíslen el circuito en falla. Si por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona de protección, 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 elevados que el estrictamente necesario para aislar la 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 extenderán sus efectos y menos daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos.

## **Fiabilidad**

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación de falla. Por otra parte, cuando la protección debe actuar, es necesario que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falla sean cumplidas con efectividad. El fallo en cualquiera de ellas implicaría que la orden de operación dada por la protección no podría ser cumplida con la debida efectividad por el interruptor.

## **Economía y simplicidad**

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero 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. El sistema de protección es una pieza clave del Sistema Eléctrico de Potencia ya que permite:

- 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 tanto, la valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento incorrecto del mencionado elemento.

Finalmente es necesario señalar que una protección o sistema de protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que estas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

## **2.4 PROTECCIONES PRIMARIAS**

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

## **2.5 PROTECCIONES DE RESPALDO**

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

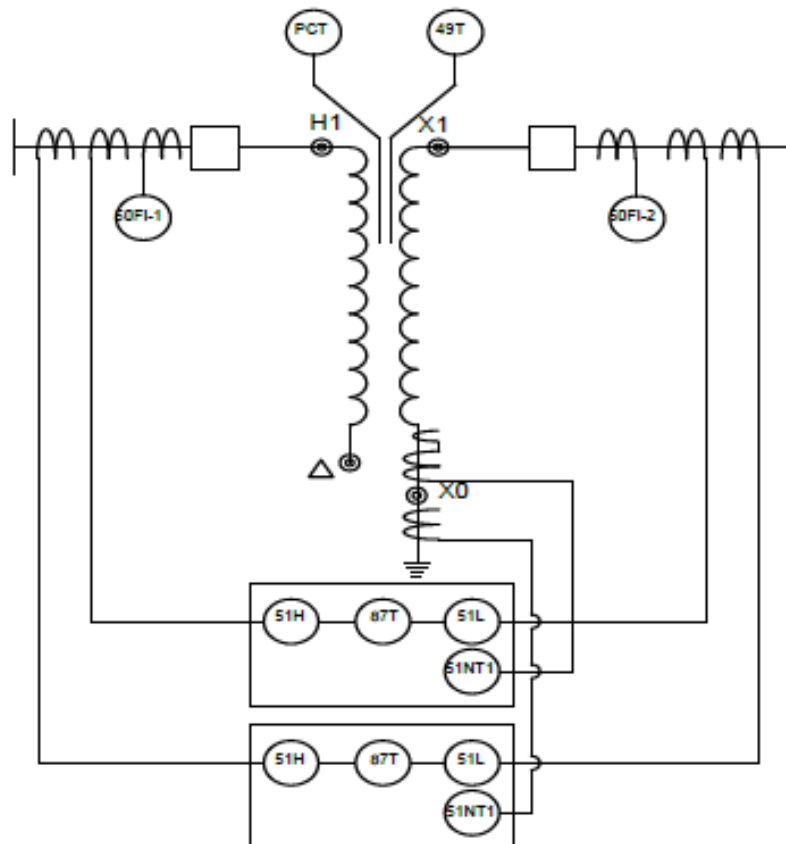
Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

Se denomina protección de respaldo local a aquella que se ubica en la misma subestación que la protección primaria correspondiente. La duplicidad de elementos, como por ejemplo los transformadores de medida para protección que las alimentan, se hace imprescindible en algunos casos si se quiere conseguir independizar las causas de falla en uno y otro tipo de protección.

Cuando la protección de respaldo está instalada en una subestación contigua a la que contiene la protección principal recibe el nombre de protección de respaldo remoto. Las protecciones de respaldo remoto presentan la ventaja de separar, como consecuencia de su propia filosofía de instalación, las causas de fallo respecto a las protecciones primarias correspondientes. Sin embargo, presentan el inconveniente de que su

actuación conduce siempre a la desconexión de una área de la red mayor que la estrictamente necesaria para aislar la falla.

Finalmente, es necesario señalar que una misma protección puede desempeñar funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. Asimismo, cuando las protecciones primarias se encuentran fuera de servicio debido a tareas de reparación o mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a las fallas que pueden producirse. La Figura 2.1 representará el esquema de protección de un transformador.



**Figura 2.1 Esquema de protecciones primarias y de respaldo de un transformador de potencia mayor de 10 MVA**

## **2.6 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN**

Un sistema de protección no es solamente la protección o relevador, propiamente dicho, sino que incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y





despejar la falla. Los principales elementos que componen un sistema de protección son:

- Batería de alimentación
- Transductores
- Relevadores de protección
- Interruptores

### **Batería de alimentación**

Las baterías son el equipo que, en un sistema de protección, tienen la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que esta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito; por ejemplo, cuando ocurre una falla trifásica puede resultar una tensión de corriente alterna igual a cero para la alimentación de los servicios, por lo que en estas circunstancias la potencia requerida para el disparo no puede ser obtenida del sistema de corriente alterna, con lo cual fallaría el disparo.

La batería está conectada permanentemente a través de un cargador-rectificador al servicio de estación de corriente alterna. El cargador tiene capacidad suficiente de potencia aparente (VA) para proporcionar toda la carga en estado estable suministrada por la batería.

### **Transductores**

Un transductor es un dispositivo que su entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida con valor proporcional al de la entrada, de acuerdo a una regla específica de conversión. En la mayor parte de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada. En la protección sistemas eléctricos de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento que a su vez pueden ser:

- transformadores de corriente
- transformadores de potencial

**Transformadores de corriente (TC's).**- La función de los transformadores de corriente es proporcionar aislamiento de la tensión del sistema potencia y suministrar una corriente secundaria, de valor normalizado, para alimentar a los relevadores de protección.

Estos transformadores de corriente están diseñados para suministrar la magnitud de la corriente adecuada en aparatos de medición, protección o ambos, de tal manera que la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.



La aplicación adecuada de los transformadores de corriente implica considerar las siguientes características principales:

- Tipo de aislamiento.- Dependiendo de la tensión nominal de operación, los TC's pueden tener tres tipos de aislamiento: en aire, en resina epóxica o en aceite. Los transformadores para alta tensión suelen especificarse sumergidos en aceite.

- Corriente nominal primaria.- Se define como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se basa el funcionamiento del transformador. Existen relaciones normalizadas de transformación simple, doble o múltiple así como valores para la corriente primaria.

- Corriente nominal secundaria.- Es el valor de corriente que se obtiene de dividir la corriente nominal primaria entre la relación nominal de transformación. El valor normalizado de esta corriente es 1A, 2A y 5A, de los cuales se selecciona preferentemente este último.

- Corriente térmica nominal de tiempo corto.- Se define como el valor  $r_{ms}$  de la corriente que puede circular durante un segundo por el devanado primario, cuando el devanado secundario está en corto circuito, sin que se excedan los límites especificados de temperatura.

- Devanados secundarios.- Los transformadores de corriente pueden ser especificados con uno, dos, tres o cuatro devanados secundarios con circuito magnético independiente y devanado primario común. El hecho de tener circuitos magnéticos independientes, permite asignar una función específica a cada devanado sin que la operación de uno afecte a los otros; teóricamente se comportan como transformadores independientes.

-Clase de precisión y carga secundaria (burden).- La precisión de un transformador de instrumento, se afecta de acuerdo con su diseño y construcción, por las condiciones de operación del circuito y por la carga impuesta al circuito secundario; por lo tanto, para un transformador de corriente específico y bajo condiciones determinadas de operación, la precisión dependerá de la carga secundaria impuesta.

Por esta razón, se han establecido cargas normalizadas que permiten clasificar a los TC's por su precisión considerando "burden" para medición y "burden" para protección.

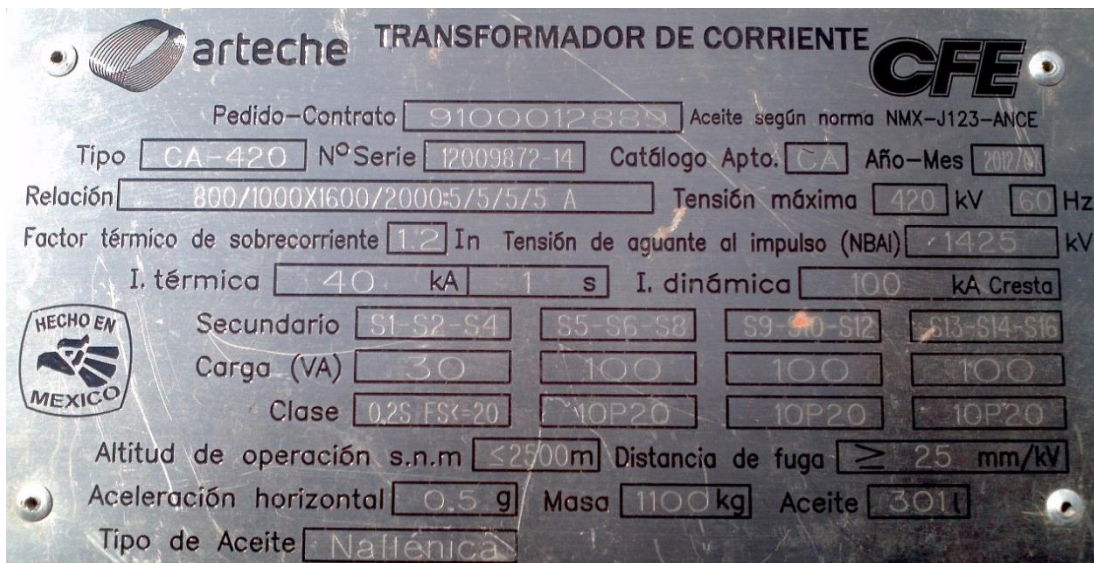
- Precisión para medición.- Desde el punto de vista de la medición, son importantes tanto el error de relación como el de ángulo de fase, por lo cual ambos se toman como base para especificar el comportamiento de los transformadores para las diferentes precisiones. Se tienen seis clases de precisión para medición, 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3 y 5.

- Precisión para protección.- La clase de precisión normalizada para los transformadores de corriente para protección es de 5P y 10P, con factores límites de 5, 10, 15, 20 y 30.

Las figuras 2.2, 2.3 y Tabla 2.1 se muestran los datos de un transformador de corriente.



**Figura 2.2 Transformador de corriente marca Artech para 230kV**



**Figura 2.3 Datos de placa de un transformador de corriente de 400 Kv**



IEEE C.5713		IEC 60044-1	
CLASE	CARGA NORMALIZADA	DESIGNACION	CARGA NORMALIZADA
C100	B-1 = 1 ohm	10P20	25 VA
C200	B-2 = 2 ohm	10P20	50 VA
C400	B-4 = 4 ohm	10P20	100 VA
C800	B-8 = 8 ohm	10P20	200 VA

**Tabla 2.1 Carga normalizada de transformadores de corriente de acuerdo a su clase**

**Transformadores de potencial (TP's).**- Los transformadores de potencial tiene como función reducir la tensión nominal del sistema de potencia a una tensión secundaria para alimentar a los relevadores de protección con tensión de valor normalizado.

En estos transformadores la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria de acuerdo con la relación de transformación y considerando una diferencia de fase con un ángulo aproximadamente de cero.

Las tensiones normalizadas en el primario para un transformador potencial conectado entre una línea de un sistema trifásico y tierra, debe ser 1/3 veces el valor de la tensión nominal del sistema. Asimismo, los valores de tensión normalizados en el secundario deben dividirse entre 3 para conservar la relación de transformación nominal. Estos valores normalizados de tensión en el secundario son: 100, 110, 115, 120, 200 y 230 V.

Para TP's de medición, la clase de precisión se designa para tensión y carga (burden) nominal, de acuerdo con el más alto porcentaje de error permisible de tensión recomendado para la clase de precisión que le corresponda, las cuales son: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0 y 3.0.

Los valores normalizados para considerar el factor de tensión de los TP's, están determinados por la tensión máxima de operación, la cual depende de la tensión nominal del sistema y de las condiciones de aterrizamiento del devanado primario de los transformadores.

Para TP's de protección, la clase de precisión normalizada es 3P y 6P, con los mismos límites de error de tensión y desplazamiento angular que se aplican para el 5% de tensión nominal y con la correspondiente tensión para el factor de tensión nominal. En la tabla 2.2 podemos visualizar los datos características que debe de tener un transformador de potencial.

Tensión (valor eficaz)		Relación de transformación	Clase de precisión y potencia (ANSI)	Clase de precisión y potencia (IEC)	Tensión de aguante al impulso por rayo (Nota 1)	
Nom KV (nota)	Máx. KV				Interior KV	Exterior KV
400 (2)	420	2000:1 3330:1	0.3WXY 0.6Z 0.6WXYZ 1. 2Z	0.2 200/100/50 VA 0.5 200/100/50 VA 1 200/100/50 VA	1425	1800
400 (3)	420	2000:1 3330:1	0.3WXY 0.6Z 0.6WXYZ 1. 2Z	0.2 200/100/50 VA 0.5 200/100/50 VA 1 200/100/50 VA	1425	1675
230 (2)	245	1200:1 2000:1	0.3 WXY 0.6 WXYZ 1.2 Z	0.2 200/100/50 VA 0.3 200/100/50 VA 1 200/100/50 VA	1050	1300
230 (3)	245	1200:1 2000:1	0.3 WXY 0.6 WXYZ 1.2 Z	0.2 200/100/50 VA 0.5 200/100/50 VA 1 200/100/50 VA	950 1050	1050 1175
150 (3)	170	750:1 1250:1	0.3 WXY 0.6 WXYZ	0.2 200/100/50 VA 0.5 200/100/50 VA	650	750
115 (3)	123	600:1 1000:1	0.3 WXY 0.6Z	0.5 100/50 VA	550	650
85 (3)	123	450:1 750:1	0.3 WXY 0.6Z	0.5 100/50 VA	550	650

Notas:  
 (1) Los valores de tensión de aguante al impulso por rayo están referidos al nivel del mar.  
 (2) Estos valores están referidos hasta 1000 m.s.n.m. y son aplicados para una altitud de 3000 m.  
 (3) Estos valores están referidos hasta 1000 m.s.n.m. y son aplicables para una altitud de 2300 m.  
 (4) Los valores de la clase de precisión y potencia de las normas IEC y ANSI son independientes.

**Tabla 2.2 Características de los transformadores de potencial**



**Figura 2.4 Transformador de potencial de 230kV**



## Relevadores de protección

El relevador de protección, que usualmente es denominado simplemente relé o protección, es el elemento más importante del equipo de protección. En sentido figurado, puede decirse que desempeña la misión de cerebro, ya que es el que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

En otras palabras, un relevador es un dispositivo que detecta alguna condición anormal en el Sistema Eléctrico de Potencia y que toma la decisión de sacar fuera de servicio el equipo fallado a través de la información que obtiene de los transformadores de corriente y de potencial.

Para realizar todo ello, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales:

1. Acondicionamiento de señales
2. Aplicación de funciones de protección
3. Lógica de disparo

Las protecciones necesitan datos que, generalmente, no pueden ser proporcionados directamente por los transformadores que las alimentan. Por esta razón, la primera etapa consiste en acondicionar las señales de entrada al formato que el relevador necesita para su funcionamiento. Normalmente los datos de entrada son los valores instantáneos de las magnitudes de fase (tensión y/o intensidad). A partir de ellos se determinan, en función de las necesidades específicas de cada relevador, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etc.

Una vez que la protección dispone de los datos que necesita procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados. Los criterios de decisión se construyen mediante funciones básicas de protección. El elemento en el que se realiza cada función básica se denomina unidad de medida. El adecuado funcionamiento de una protección, debido a la complejidad y variedad de factores que es necesario tener en cuenta, exige generalmente la incorporación de varias funciones básicas. Por tanto, una protección está compuesta normalmente por varias unidades de medida.

Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La orden se transmite a través de los contactos que energizan los circuitos de disparo de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo como aquellos que son necesarios abrir para aislar la falla.



Los relevadores de protección pueden clasificarse de acuerdo con la función que ellos pueden realizar, su construcción, con la señal de entrada y con el tipo de funcionamiento.

- De acuerdo a su función general.
  - Relevadores de protección
  - Relevadores de monitoreo
  - Relevadores auxiliares
  - Relevadores de control o reguladores
  - Relevadores de programación.
  
- De acuerdo a su construcción.
  - Relevadores electromagnéticos o electromecánicos.
  - Relevadores de estado sólido.
  - Relevadores a base de microprocesadores.
  - Relevadores no eléctricos (térmicos, de presión, etc)
  
- De acuerdo a la señal de entrada.
  - Relevadores de corriente (de sobrecorriente o de baja corriente).
  - Relevadores de voltaje (de sobrevoltaje o de bajo voltaje).
  - Relevadores de potencia (de sobrepotencia o de baja potencia).
  - Relevadores de frecuencia (de sobrefrecuencia o de baja frecuencia).
  - Relevadores de temperatura (operan de acuerdo a una temperatura predeterminada en el componente protegido).
  - Relevadores de presión (de sobrepresión o de baja presión).
  - Relevadores de velocidad (alta o baja).
  
- De acuerdo al tipo de protección.
  - Relevadores de sobrecorriente.
  - Relevadores de distancia (operan de acuerdo a la distancia entre el transformador de corriente del relevador y la falla. La distancia es medida en términos de  $Z$ ,  $X$  o  $R$ ).
  - Relevadores diferenciales (operan de acuerdo a la diferencia escalar o vectorial entre dos cantidades de corriente o de voltaje).
  - Relevadores de potencia inversa.
  - Relevadores de tiempo inverso.
  - Relevadores de tiempo definitivo.
  - Relevadores de bajo voltaje.
  - Relevadores de tierra.
  - Relevadores de fase (segregada).
  - Relevadores de comparación de fase.
  - Relevadores de comparación direccional.
  - Relevadores direccionales de (operan de acuerdo a la dirección de la corriente y son modelos de bobina móvil).

En la figura 2.5 podemos ver ejemplificado el cambio de tecnología de un relevador electromecánico a un relevador digital.



**Figura 2.5 Relevador electromecánico marca General Electric y Relevador Digital marca SEL**

## Interruptores

El interruptor es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla.

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar a un elemento que está en cortocircuito, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío.

Los interruptores básicamente consta de:

- Circuitos de control, que es gobernado por la protección correspondiente.
- Contactos principales, que al separarse o juntarse implican, respectivamente, la apertura o cierre del interruptor
- Contactos auxiliares, que reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se retroalimenta a la protección y a otros equipos con la información de si el interruptor está abierto o cerrado y, por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden de disparo dada por la protección.



- Cámara de extinción, en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica que favorece la extinción del arco que se produce como consecuencia de la separación de los contactos del interruptor que se encuentran inmersos en ella. Como medios dieléctricos más empleados actualmente cabe citar el aceite, hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) y en vacío.

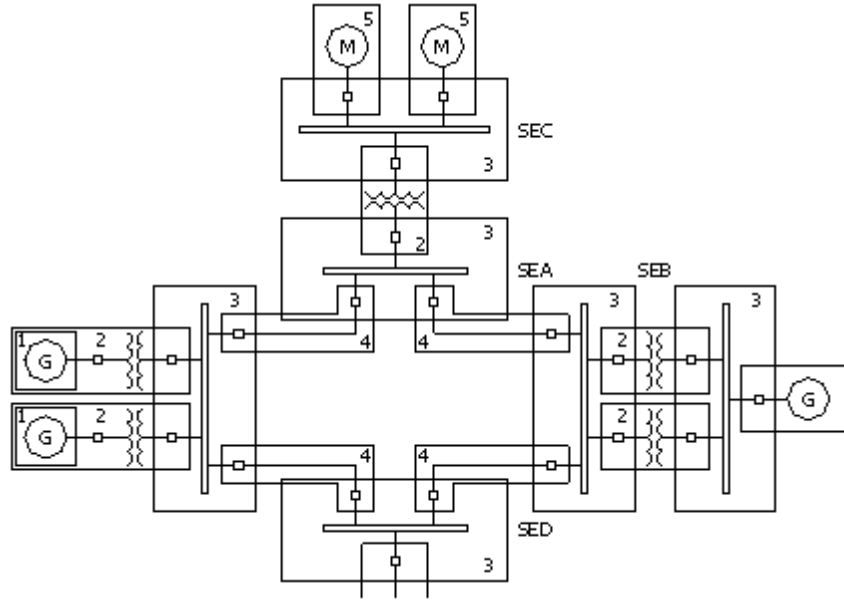
Los interruptores deben de tener la suficiente capacidad de interrupción para garantizar la interrupción de la máxima corriente de cortocircuito que puede producirse en el punto en que está instalado el interruptor. La capacidad de interrupción está íntimamente ligado a la capacidad que debe tener el medio dieléctrico para desempeñar también la función de medio refrigerante, ya que debe ser capaz de canalizar hacia el exterior la energía liberada en el proceso de extinción del arco. De igual forma, la capacidad interruptiva del interruptor está ligada al valor de corto circuito que se tiene en el punto de la red donde se encuentra instalado el interruptor. La figura 2.6 representa un interruptor de potencia de voltaje de operación para 23 kV.



**Figura 2.6 Interruptor de 230kV marca SIEMENS modelo 3APG**

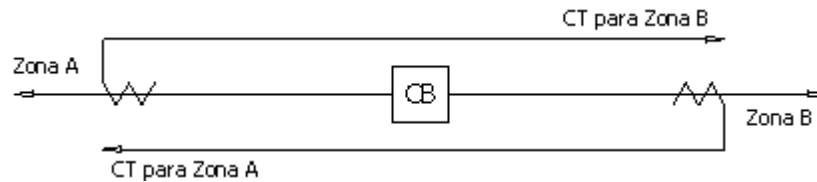
## **2.7 ZONAS DE PROTECCIÓN**

En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para generadores, motores, transformadores, barras, circuitos de transmisión y distribución como se muestra en la figura 2.7.

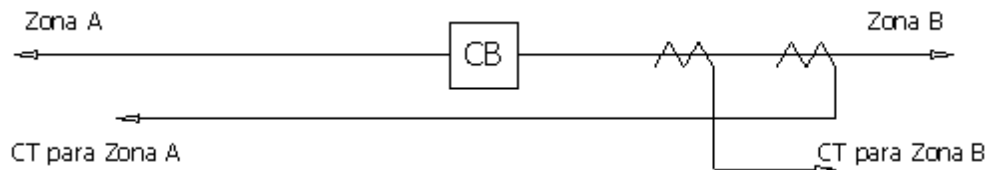


**Figura 2.7 Zonas de protección**

Así, se proporciona alguna forma de protección de respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área problemática. La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas. Esta sobreposición es llevada cabo conectando los relevadores a los transformadores de corriente como se muestra en las figura 2.8 y 2.9.



**Figura 2.8 Conexión para interruptores con transformadores de corriente en ambos lados**



**Figura 2.9 Conexión para interruptores con transformadores de corriente separados en un solo lado**



Cualquier disturbio en un área entre los TC es visto por ambos y pueden operar los relevadores de ambas zonas y si es el caso, disparará los interruptores de las dos zonas.

La filosofía general para el uso de relevadores es dividir el sistema en zonas separadas que pueden ser individualmente protegidas y desconectadas ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continúe en servicio.



## **3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### **3.1 INTRODUCCION**

Un transformador es una máquina estática electromagnética que transforma la energía eléctrica, de un circuito de corriente alterna a otro, cuya función principal es cambiar a escala las magnitudes eléctricas: tensión y corriente, de los diferentes circuitos de una subestación o un sistema eléctrico.

El transformador de potencia es uno de los elementos más vitales e importantes del sistema de eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

### **3.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio.

Las fallas en los transformadores pueden ser originadas por cualquiera de las condiciones internas o externas que hagan que no pueda llevar a cabo su función en forma adecuada, ya sea por problemas eléctricos o mecánicos. Las fallas en los transformadores pueden ocurrir en: devanados, conectores y cambiadores de derivaciones sin carga, bushings, cambiadores de derivaciones bajo carga, pérdida del aislamiento del núcleo, fugas del líquido aislante, entre otras.

Los métodos de protección usados dependen del tipo de falla, de los disturbios del sistema que puedan ocurrir, de la capacidad nominal de la unidad protegida y de la ubicación del transformador en el sistema eléctrico

En base a los tipos de fallas que pueden ocurrir ya sea dentro del transformador o en el sistema de energía externo, los esquemas de protección se pueden dividir en dos grupos principales, es decir, esquema de protección para detectar:

- Fallas internas
- Fallas externas

Las fallas internas y externas que representan un riesgo para todas las clases de transformadores de potencia se enlistan a continuación en la tabla 3.1.



<b>Fallas Internas</b>	<b>Fallas Externas</b>
Cortocircuitos entre devanados	Fallas entre fases en el sistema de potencia
Cortocircuitos entre espiras	Fallas a tierra en el sistema de potencia
Fallas a tierra	Sobrecarga
Falla del cambiador de taps	Sobreexcitación (sobreflujo)
Fugas de aceite en el tanque transformador	

**Tabla 3.1 Fallas Internas y Externas**

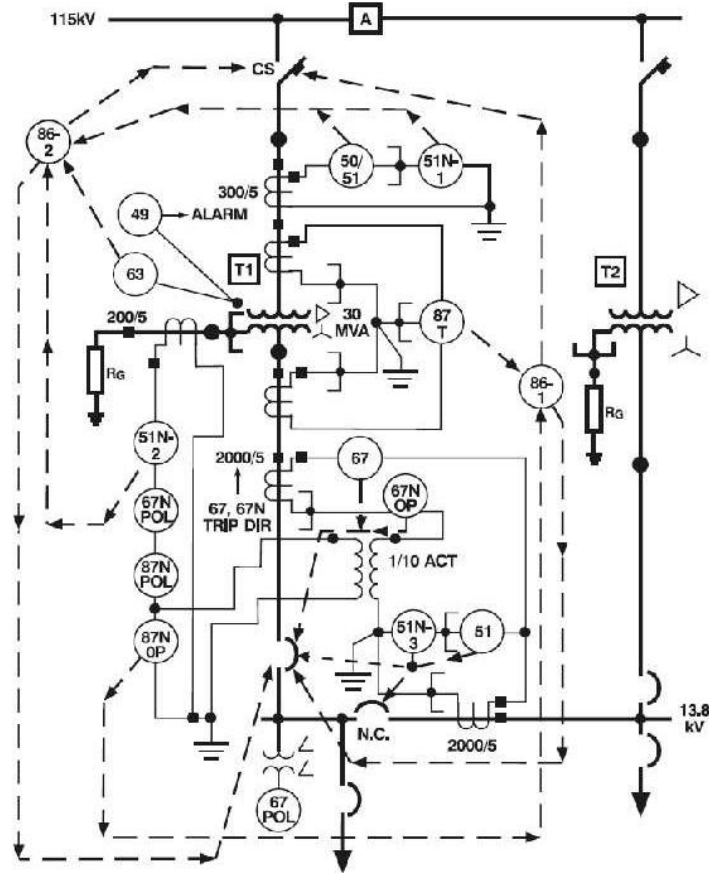
Las fallas en los transformadores generalmente son clasificados en 5 categorías:

- a) Falla en el devanado y en terminales.
- b) Fallas en el núcleo.
- c) Fallas en el tanque y accesorios del transformador.
- d) Fallas en el cambiador de tap.
- e) Condiciones anormales de operación.
- f) Fallas externas sostenidas o no liberadas.

La principal falla que se presenta en los transformadores es en el devanado y en terminales.

### **3.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR**

Un esquema de protección típico para un transformador es el mostrado en la figura 3.1, donde podemos observar protecciones: de sobrecorriente tanto instantánea como de tiempo en fase (50F/51F) y neutro (50N/51N), direccional (67), diferencial (87), Buchholz (63), entre otras, las cuales proporcionan un esquema de protección primaria y de respaldo.



**Figura 3.1 Protecciones Típicas de un Transformador**

Con el advenimiento de los modernos conjuntos de multifunción para transformadores, son numerosas funciones lógicas y protectoras que pueden incorporarse en el conjunto de protección de transformadores.

Las funciones de protección tradicionalmente proporcionadas por relevadores individuales o multifunción incluyen las siguientes:

- a) Sobreexcitación (24)
- b) Baja tensión (27T)
- c) Térmico de sobrecarga (49T)
- d) Sobrecorriente instantánea (50, 50F, 50N)
- e) Sobrecorriente de tiempo (51, 51F, 51N, 51NT)
- f) Sobretensión (59)
- g) Direccional de sobrecorriente (67)
- h) Direccional de sobrecorriente a tierra (67N)
- i) Auxiliar de disparo (86)
- j) Diferencial (87T)

### 3.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

La protección diferencial es un esquema utilizado normalmente para protección de transformadores y generadores, sin embargo, en los últimos años ha llegado a ser un esquema viable en la protección de líneas de transmisión. Además, es un esquema recomendado como protección primaria de cada componente del sistema de potencia.

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante. La protección diferencial es muy adecuada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

En la figura 3.2 se muestra el diagrama básico de la protección diferencial; 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 proporcione en su secundario la misma corriente. Las corrientes que salen de los TC's son comparadas al pasar a través del 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, como se muestra en la figura (a); para fallas internas, la corriente diferencial es la suma de las corrientes que alimentan la falla, como se muestra en la figura (b).

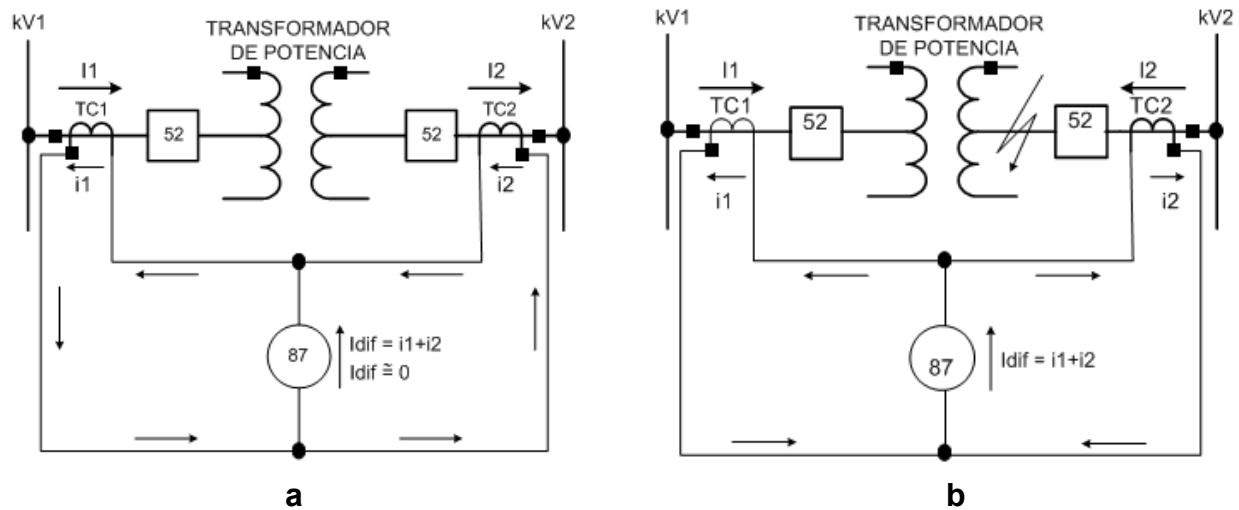


Figura 3.2 Esquema básico para la protección diferencial (a) sin falla, (b) falla interna

La presencia de corrientes diferenciales, no sólo es causada por una falla interna. Normalmente, fluyen pequeños valores de corriente a través del relevador, debido a que se requiere una pequeña corriente de magnetización del núcleo; además, las diferentes relaciones de transformación de los TC's y las diferentes características de los TC's, provocan que exista una pequeña corriente diferencial. Cuando ocurre la



saturación de uno de los TC's debido a fallas externas y con la corriente Inrush presente en el momento de energizar el transformador, se pueden presentar corrientes diferenciales grandes.

La protección diferencial de un transformador trifásico, presenta algunas diferencias cuando se realiza por medio de relevadores electromecánicos y cuando se hace con un relevador digital.

En los transformadores con conexiones estrella-delta y delta-estrella, se presentan defasamientos entre las corrientes del primario y las corrientes del lado secundario de  $30^\circ$ . Los relevadores diferenciales electromecánicos son monofásicos, por lo que se necesita hacer arreglos en las conexiones de los TC's, para compensar dichos defasamientos. Para lograr esta compensación los TC's se conectan de manera inversa a la conexión del transformador de potencia, es decir, si el primario del transformador está conectado en delta, los TC's se conectan en estrella y si el secundario está en estrella, los TC's se conectan en delta.

Otro punto importante es que para lograr la igualación o una mínima corriente diferencial en las corrientes que llegan al relevador, se necesita que los TC's tengan una relación de transformación determinada, lo cual a veces no es factible y en ocasiones es necesario conectar TC's auxiliares o disminuir la sensibilidad del relevador para que la pequeña corriente diferencial sea menor a la corriente umbral del relevador. Con los relevadores digitales, los TC's pueden conectarse en estrella a ambos lados del transformador; los defasamientos y los errores por diferencia en relaciones de transformación de los TC's, se compensan internamente ya que el algoritmo de protección del relevador, calcula algunos factores de compensación para referir las corrientes del secundario al primario y de esta manera elimina los defasamientos existentes y también reduce la corriente diferencial presente debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's.

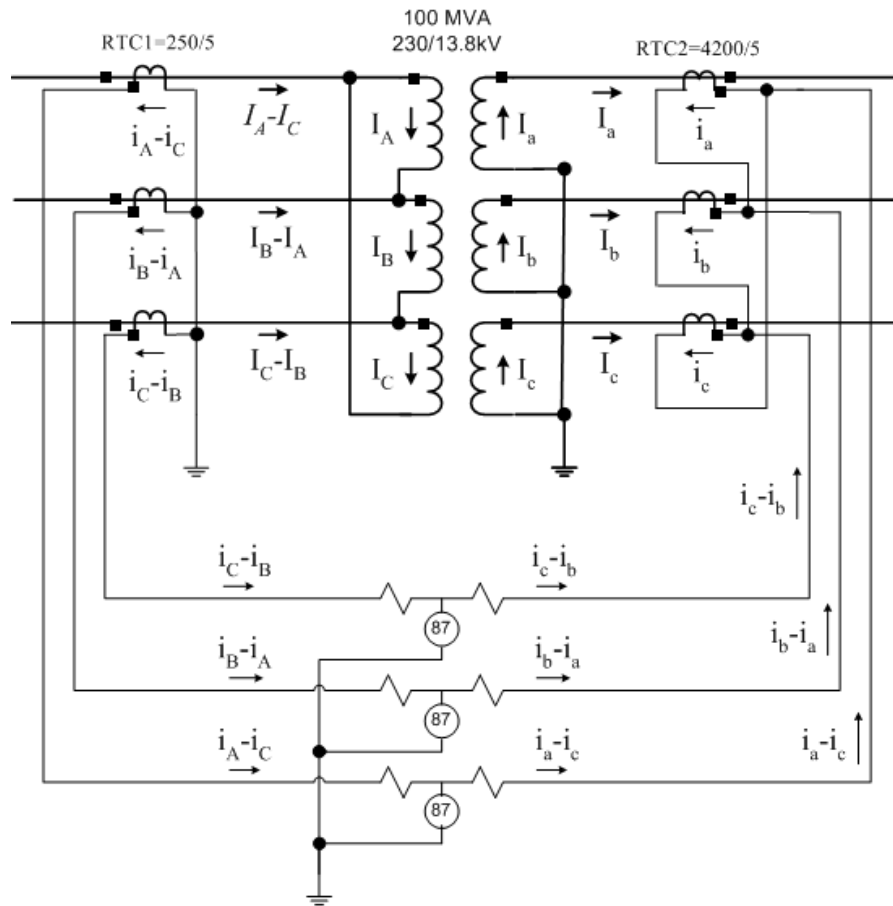
Ante una energización, sobreexcitación del transformador, así como ante la presencia de saturación de TC's, se generan señales armónicas.

Cuando la protección del transformador se realiza con relevadores electromecánicos, es necesario diseñar filtros pasivos para la 2ª y 5ª armónica, y de esta manera frenar el disparo del relevador ante condiciones de energización y sobreexcitación, cuando el porcentaje de armónicos sea mayor a un ajuste dado; cabe mencionar que los transformadores fabricados actualmente, presentan un bajo porcentaje de armónicos en estas situaciones. La presencia de saturación de TC's tiene como consecuencia la generación de la 3ª armónica, sin embargo no se puede diseñar un filtro puesto que esta condición se puede presentar ante fallas internas y fallas externas.

En cambio, cuando la protección del transformador se realiza con un relevador digital, los filtros son parte del algoritmo para obtener fasores y el análisis se realiza para todo un espectro de frecuencias (de la señal fundamental a la 9ª armónica). Ante condiciones de saturación de TC's, en el relevador digital se diseña la segunda pendiente de la curva de operación, que ante condiciones de falla externa con

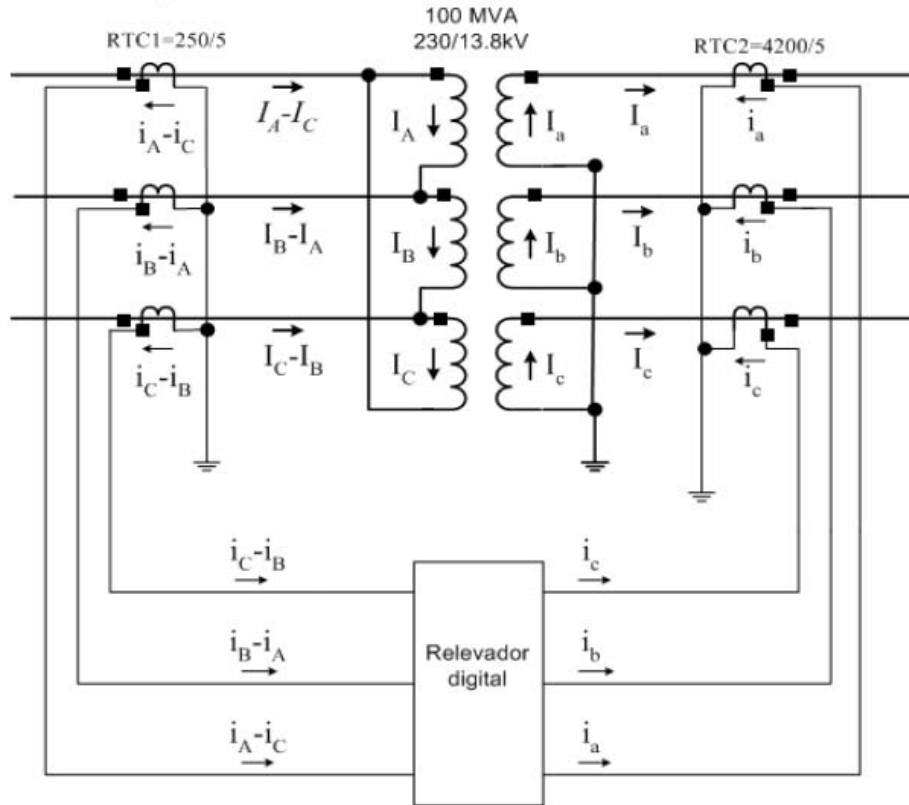


saturación de TC's, permite que la evaluación del caso, se encuentre en zona de no operación a pesar de la presencia de una corriente diferencial grande.



**Figura 3.3 Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores electromecánicos**

Para la protección diferencial de un transformador por medio de un relevador digital, se utiliza el esquema de la figura 3.4.

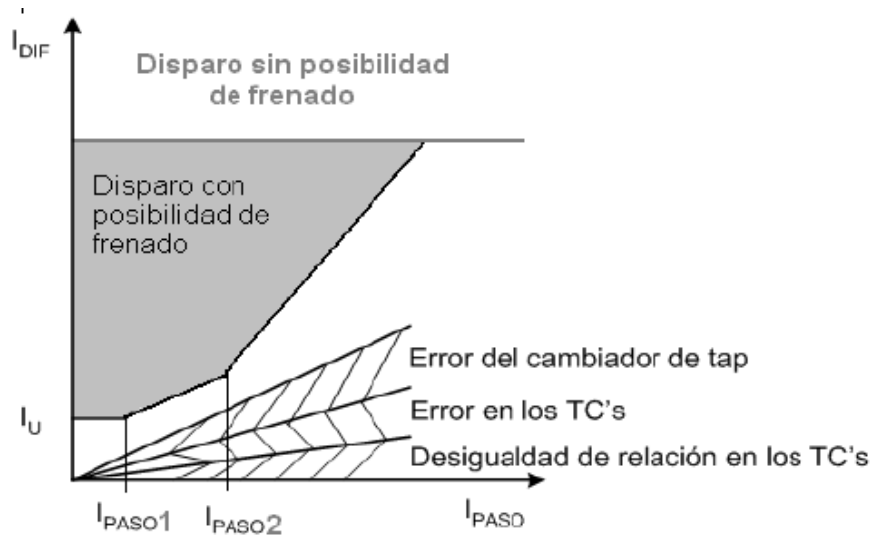


**Figura 3.4 Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de un relevador digital.**

Para proveer alta sensibilidad en condiciones de falla interna y alta seguridad de bloqueo ante condiciones de falla externa, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje.

La representación gráfica de operación de los relevadores de porcentaje está dada por su pendiente y una corriente mínima de operación (sensibilidad). Figura 3.5

Además, la protección diferencial porcentual incorpora un frenado que está en función de la magnitud de corriente que circula en los devanados.



**Figura 3.5 Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje**

Para el cálculo de las corrientes diferencial y de paso, se deben tomar en cuenta:

- Conexión del transformador.
- Código horario del transformador.
- Tensión nominal de cada devanado.
- Relación de los TC's.

**Sensibilidad.** Es la corriente mínima de operación ( $I_U$ ) y su función principal es compensar las diferencias y errores de medición de los TC's (10%), corrientes de excitación (3%) y el propio error del relevador (3%), que hacen que exista una pequeña corriente diferencial. El valor recomendado es 0.3 veces la corriente.

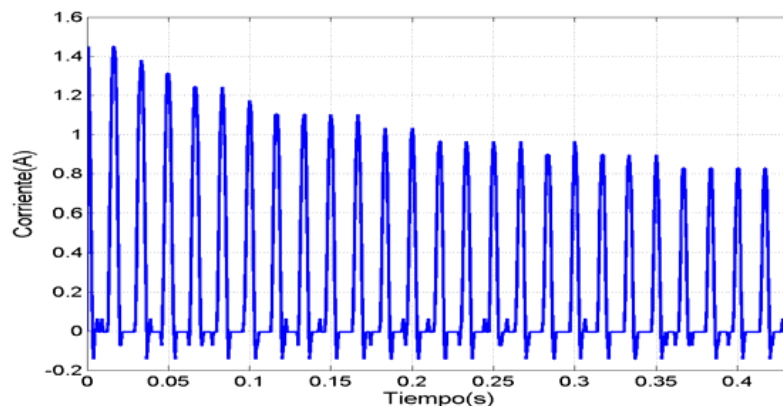
**Primera pendiente.** Está definida por un punto inicial ( $I_{PASO1}$ ) y una pendiente ( $\alpha 1\%$ ). Esta primera pendiente tiene como objeto compensar corrientes diferenciales debidas al cambiador de taps y los errores de los TC's. La pendiente se selecciona de modo que queden cubiertos el error de relación de los TC's y el producido por el cambio de relación de transformación nominal debido al cambio de tap. La corriente de paso  $I_{PASO1}$ , se recomienda ajustar a  $0.3I_n$ , teniendo en cuenta que cuanto más bajo se ajuste, menor tendencia tendrá a disparar. La pendiente 1 se ajusta por lo menos al 30%.

**Segunda pendiente.** Está definida por un punto inicial ( $I_{PASO2}$ ) y una pendiente ( $\alpha 2\%$ ). La segunda pendiente tiene como objeto proteger contra la saturación de los TC's, que pueden hacer que ante una falla externa con intensidades de corriente muy grandes se dé un disparo del relevador, por la presencia de una falsa corriente diferencial debido la saturación de uno o ambos TC's. La corriente de paso ( $I_{PASO2}$ ), se recomienda ajustarla a  $3I_n$ . La pendiente 2 se ajusta por lo menos al 60%.

**Frenado por armónicos.** Las funciones diferenciales porcentuales pueden tener disparos erróneos debido a las corrientes Inrush que se producen al energizar el transformador y debido a las corrientes de sobreexcitación. Las corrientes Inrush y las corrientes de sobreexcitación se discriminan cuando la componente de 2° y 5° armónico de la intensidad diferencial en una fase supera el porcentaje ajustado de la fundamental en cualquier fase, ya que se bloquea el disparo diferencial en todas las fases. Ante la presencia de corrientes Inrush, se recomienda un ajuste del 20% para el 2° armónico y un ajuste del 20 al 25% para el 5° armónico ante condiciones de sobreexcitación.

**Protección diferencial sin posibilidad de frenado.** Esta no tiene frenado por armónicos, ni por corriente de paso. Se tiene un disparo instantáneo ante corrientes de falla muy grandes que pueden producir saturación en los TC's. Por lo que no existe bloqueo, ante condiciones de energización o sobreexcitación y se debe ajustar para que el elemento no opere ante la máxima corriente Inrush.

**Corriente Inrush.** Durante el transitorio de energización, la corriente Inrush en transformadores puede alcanzar valores pico de varias veces la corriente nominal. El aumento de la corriente durante la energización es debida a la saturación del núcleo. Cuando el transformador se energiza y coincide que la forma de onda senoidal de tensión está en 90°, entonces el flujo en el núcleo del transformador es el flujo máximo de estado estacionario, pero sí el transformador se energiza cuando la forma de onda senoidal de tensión está en 0°, entonces el flujo máximo es dos veces el flujo normal de estado estacionario y en base a la característica de magnetización de un transformador, cuando se duplica el valor del flujo máximo en el núcleo, resulta una enorme corriente de magnetización. La forma típica de una corriente Inrush se presenta en la figura 3.12, donde el valor pico de la corriente Inrush en cualquiera de las fases, depende del instante en que el transformador se energiza y de la condición magnética del acero. El máximo pico tiene valores entre 6 y 12 veces la corriente nominal del transformador. La corriente Inrush se caracteriza por tener un alto contenido de corrientes armónicas, un offset decreciente de CD, típicamente está compuesta de pulsos unipolares separados por intervalos de corriente de muy bajos valores y los valores pico de la corriente Inrush decrecen muy lentamente. Figura 3.6.



**Figura 3.6 Forma de onda típica de una Corriente Inrush**

La corriente Inrush puede afectar la protección diferencial del transformador, ya que esta corriente sólo fluye por un devanado y puede aparecer en la protección diferencial como una falla interna.

**Sobreexcitación del transformador de potencia.** El flujo magnético en el núcleo de un transformador es directamente proporcional a la tensión aplicada e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. Una condición de sobretensión o de baja frecuencia puede producir niveles de flujo que saturan el núcleo del transformador. Por ejemplo, si una carga se desconecta repentinamente de un transformador, entonces la tensión en las terminales aumenta un poco y causa un incremento en la corriente de excitación del transformador. Dicha corriente de excitación fluye por un solo devanado y aparece como una corriente diferencial que puede disparar al relevador. Este fenómeno se caracteriza por tener un alto porcentaje de corrientes de 3<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica, ver figura 3.7; por lo tanto, esta caracterización puede utilizarse para bloquear la operación del relevador diferencial en condiciones de sobreexcitación del transformador, ya que se dispone un bloqueo al sobrepasar un contenido del 20% de 5<sup>a</sup> armónica. Esta condición asegura que sólo habrá bloqueo ante condiciones de sobreexcitación, puesto que el porcentaje de 5<sup>a</sup> armónica es característico de dicha situación y no se presenta en esta magnitud ante ninguna otra situación de operación del transformador.

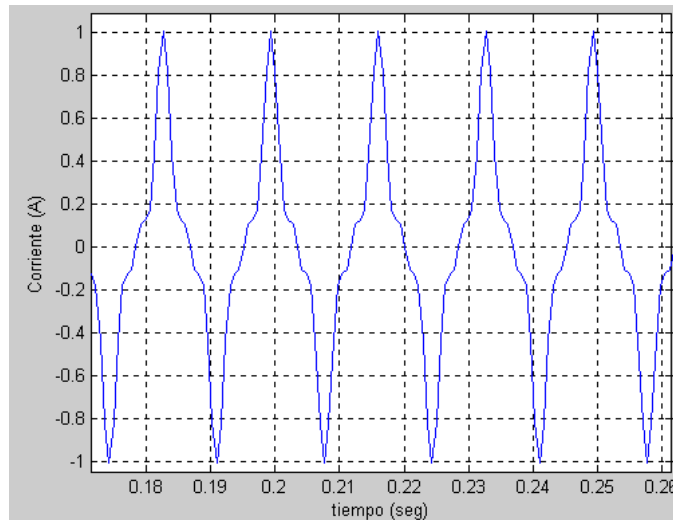


Figura 3.7 Corriente de un Transformador Sobreexcitado

### 3.3.2 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Como se analizó previamente, la corriente diferencial en la protección diferencial difícilmente será cero. La no linealidad presente, la corriente Inrush y la saturación de



TC's, provocan una corriente diferencial grande a través del relevador, incluso cuando no existe falla en la zona de protección, con ello se nota que estos fenómenos pueden causar una mala operación del relevador, es decir, operar cuando no deban hacerlo. Por lo tanto, en la protección diferencial deben ser considerados los siguientes factores para una operación correcta de la protección:

- a) Cambiador de taps en el transformador.
- b) Diferentes niveles de tensión, ya que los TC's son de diferente tipo, relación y características.
- c) Saturación de los TC's.
- d) Corriente Inrush.
- e) Sobreexcitación de los transformadores.
- f) Defasamiento en los bancos con conexión delta-estrella y estrella-delta.
- g) Diferencia en las relaciones de transformación de los TC's.

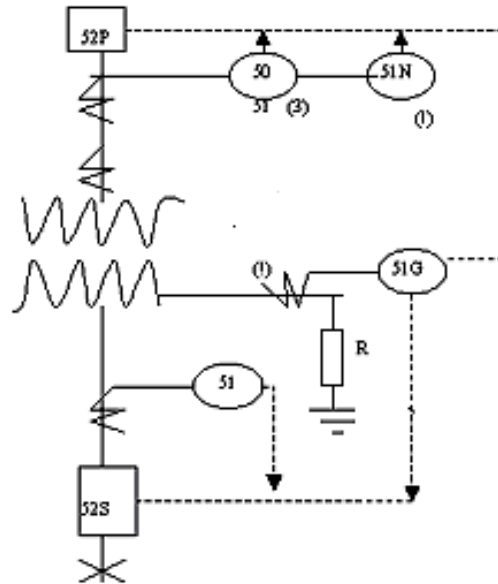
### **3.3.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE**

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 sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

Los relevadores de sobrecorriente instantánea de fase proporcionan a los transformadores, protección contra cortocircuitos además de protección contra sobrecargas.

Cuando se usan en el 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 aún como la protección principal en transformadores muy pequeños para detectar fallas entre fases internas y externas. Mientras que solamente un juego de relevadores se instala en el lado primario de los transformadores de dos devanados, un transformador de tres devanados tiene que ser equipado con un juego en cada uno de los devanados. 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. La figura 3.8 representa la conexión de la protección de sobrecorriente.



**Figura 3.8 Esquema típico de una protección de sobrecorriente**

En general, los relevadores de sobrecorriente tanto instantáneos como de tiempo, se seleccionan para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la capacidad del transformador para soportar sobrecorrientes para fallas externas. Estas características deben seleccionarse para coordinar con otros dispositivos.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario de un transformador proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador, así como protección de respaldo contra fallas en el secundario del transformador. Cuando estos mismos relevadores se aplican en el lado secundario del transformador, forman la protección principal contra fallas del lado secundario del transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no proporcionan protección contra fallas en los devanados del mismo.

### **3.3.4 PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA**

El valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas y de alta impedancia en varios puntos del sistema (varios niveles de voltaje del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de

que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

### 3.3.5 SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA

El uso de la unidad instantánea para protección de transformadores no es tan recomendable, ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de voltaje. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja voltaje del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente “inrush” del transformador, para evitar disparos inadecuados.

### 3.3.6 PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS

Un transformador protegido en forma diferencial deberá tener relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, alimentados de preferencia a partir de distintos TC's que los asociados a los relevadores diferenciales, para disparar los interruptores del lado de la falla cuando persiste por mucho tiempo la falla externa. Los relevadores de respaldo deberán funcionar de preferencia a partir de los TC's localizados como se muestra en la figura; esto hace innecesario ajustar los relevadores de modo que no funcionen con la corriente magnetizante transitoria de conexión y de aquí que permita mayor sensibilidad y velocidad si se desea. Figura 3.9.

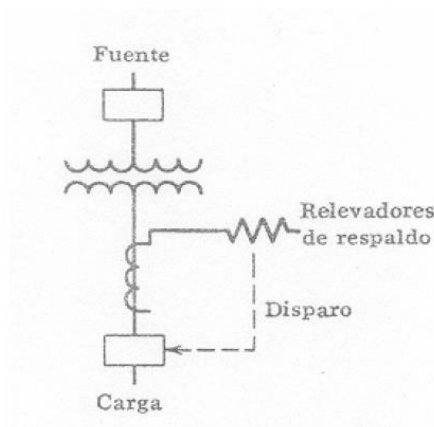


Figura 3.9 Protección de sobrecorriente de respaldo



### 3.3.7 PROTECCIONES MECÁNICAS DEL TRANSFORMADOR

#### 3.3.7.1 RELEVADOR DE PRESIÓN SÚBITA O VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN (SPR).

Estos relés son aplicables en transformadores sumergidos en aceite. Estos relés operan ante cambios súbitos de presión del aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

#### 3.3.7.2 RELEVADOR BUCHHOLZ.

El relé Buchholz es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores sumergidos en aceite, éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite y es instalado en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite.

La protección Buchholz está presente en todos los transformadores equipados con un tanque conservador. El relevador Buchholz está dentro de un molde de alojamiento en el tubo que conecta al depósito conservador, como se muestra en la figura 3.10.

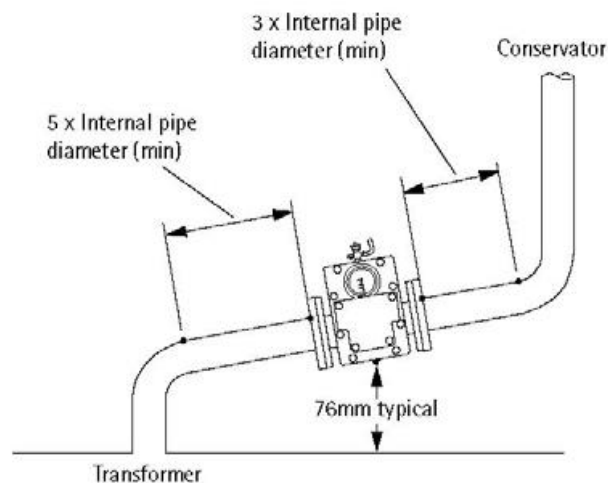


Figura 3.10 Arreglo y montaje del relevador Buchholz



Un relevador Buchholz típico tiene dos ajustes para sus contactos. Uno está arreglado para operar ante pequeñas acumulaciones de gas y el otro para grandes desplazamientos de aceite en eventos críticos de fallas internas. Para el primero se activa una alarma y el último normalmente se conecta al interruptor de disparo del relevador.

Este dispositivo activa una alarma para las siguientes condiciones de falla, las cuales corresponden a una urgencia menor.

- a) Una mancha caliente en el núcleo debido a un cortocircuito en el aislamiento de la laminación.
- b) Falla en el aislamiento de los tornillos de sujeción
- c) Uniones dañadas.
- d) Fallas entre vueltas o fallas entre otros devanados que involucran pequeñas potencia de infeed
- e) Pérdidas de aceite debidas al goteo.

Cuando ocurre una falla mayor en el devanado, esta causa un incremento en el volumen del aceite, el cual desplaza el flotador menor y así se da el aislamiento del transformador. Esta acción toma lugar cuando:

- i) Todas las fallas severas en el devanado ya sean fallas a tierra o entre fases.
- ii) Pérdidas de aceite, si es permitido continuar a un grado más peligroso.

Una inspección visual de la acumulación de gas permite diagnosticar rápidamente. El gas blanco o amarillo indica que el aislamiento ya se quemó, mientras que el gas gris o negro indica la presencia de aceite desintegrado en estos casos, el gas probablemente será inflamable mientras el aire no se libere. Una válvula de alivio está localizada en la parte superior del depósito de gas para liberarlo o recolectarlo para su análisis. Los transformadores con enfriamiento de aceite forzado pueden experimentar flujo de aceite por el tanque conservador, durante el arranque y paro de la bomba. El relevador Buchholz no debe operar en estas condiciones.

Las operaciones de limpieza pueden causar oxigenación del aceite, y provocar la operación Buchholz, entonces debe inhibirse por un periodo conveniente, para evitar el disparo del transformador.

### **3.3.7.3 DETECTORES DE NIVEL DE ACEITE**

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el requerido cerrando unos contactos que disparan el disyuntor del transformador.



La forma más simple de aliviar la presión del aceite es mediante el uso del “disco frágil” localizado en el extremo de tubo de alivio de aceite, colocado en la parte alta del transformador.

La presión del aceite rompe el “disco frágil”, tal que permite al aceite descargarse rápidamente. La liberación y limitación del incremento de la presión, evita la ruptura explosiva del tanque y el riesgo de un posible incendio. Los transformadores a la intemperie inmersos en aceite cuentan con un depósito que permite recolectar el aceite escurrido (por cualquier causa), por lo tanto, se minimiza la posibilidad de contaminación.

Un inconveniente del “disco frágil” es que el aceite restante en el tanque, está expuesto a la atmósfera después de la ruptura. Esto se elimina con otros dispositivos más efectivos que rápidamente liberan la presión del aceite, los cuales abren para permitir la descarga del aceite, si la presión excede a un nivel de ajuste, pero se cierran automáticamente tan pronto como la presión interna cae por debajo de ese nivel. Si la presión anormal es relativamente alta, la válvula puede operar en pocos milisegundos y provee un disparo rápido si están instalados contactos apropiados.

#### **3.3.7.4 DETECTORES DE TEMPERATURA**

Estos pueden consistir en termómetros, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración.

La capacidad de un transformador está basada en la temperatura, tomando en cuenta que por arriba de la temperatura ambiente máxima; ninguna sobrecarga normalmente es permitida. A una temperatura ambiente inferior, algún grado de sobrecarga puede ser aplicada de manera segura. Las sobrecargas de corto tiempo son permisibles a extenderse, dependiendo de las condiciones previas de la carga.

Solo ciertas consideraciones son establecidas, por ejemplo, que el devanado no debe sobrecalentarse a temperaturas más allá de 95°C, es decir, este es el máximo valor de trabajo, entonces si se incrementa de 8 a 10°C, y es sostenida, entonces se reducirá el nivel de vida del aislamiento de la unidad.

La protección contra sobrecarga está basada en la temperatura del devanado, la cual normalmente está medida por una técnica de imagen térmica. La protección es arreglada para desconectar al transformador, si se alcanza una temperatura excesiva. La señal de disparo normalmente está controlada vía entrada digital de un relevador de protección en un lado del transformador, con facilidades de alarma y disparo, disponibles dentro de la programación lógica en el relevador.

### 3.3.7.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

La causa más común de fallas en los transformadores son las sobretensiones, que pueden originarse debido a descargas atmosféricas, maniobras u otros disturbios en el sistema, dichas sobretensiones se presentan comúnmente debido a cualquiera de las siguientes condiciones: picos de tensión transitorios y variación de la frecuencia.

Las sobretensiones debidas a picos de tensión transitorios son causadas por fallas, switcheo, descargas atmosféricas y fallas entre espiras. Éstas son limitadas al desviar la alta tensión directamente a tierra por medio de una barra de metal o derivando la sobretensión a través de una resistencia no lineal conectada a tierra. La derivación de la sobretensión a tierra mediante la resistencia no lineal en contraste con el desvío de la alta tensión por medio de una barra de metal, tiene la ventaja de extinguir el flujo de corriente después de descargar la sobretensión, evitando así el aislamiento subsecuente del transformador.

La coordinación de aislamiento del sistema en el uso y localización de apartarrayos en el primario y en el secundario así como de capacitores contra ondas resulta ser un método muy útil para proveer de protección contra sobretensiones al transformador.

Entonces, es necesario instalar apartarrayos si el primario del transformador o el secundario están conectados a conductores expuestos a descargas atmosféricas. Para una mejor protección el pararrayos debe colocarse tan cerca como sea posible de las terminales del transformador, de preferencia del lado de la carga del switch de llegada.

La selección del pararrayos debe estar basada en la tensión del sistema y en las condiciones del mismo, teniendo disponibles apartarrayos de tipo distribución de bajo flameo y apartarrayos.



**Figura 3.11 Apartarrayos en un transformador de 230/23kV**



## **4. RELEVADORES MICROPROCESADOS SEL-387, SEL-351A Y SEL-451**

### **4.1 INTRODUCCION AL RELEVADOR SEL-387E**

Este relevador funciona para proteger transformadores de poder de dos o tres devanados, barras, reactores, generadores, grandes motores u otros aparatos de potencia multiterminal. Permite aplicación a tres terminales, con conexión separada de transformadores de corriente (TC), provenientes de dos interruptores conectados al mismo enrollado del transformador, tales como barras en anillo o esquemas de uno y medio interruptor. Los ajustes del relé permiten el uso de transformadores de corriente conectados en estrella o delta y virtualmente cualquier tipo de conexión de los devanados del transformador.

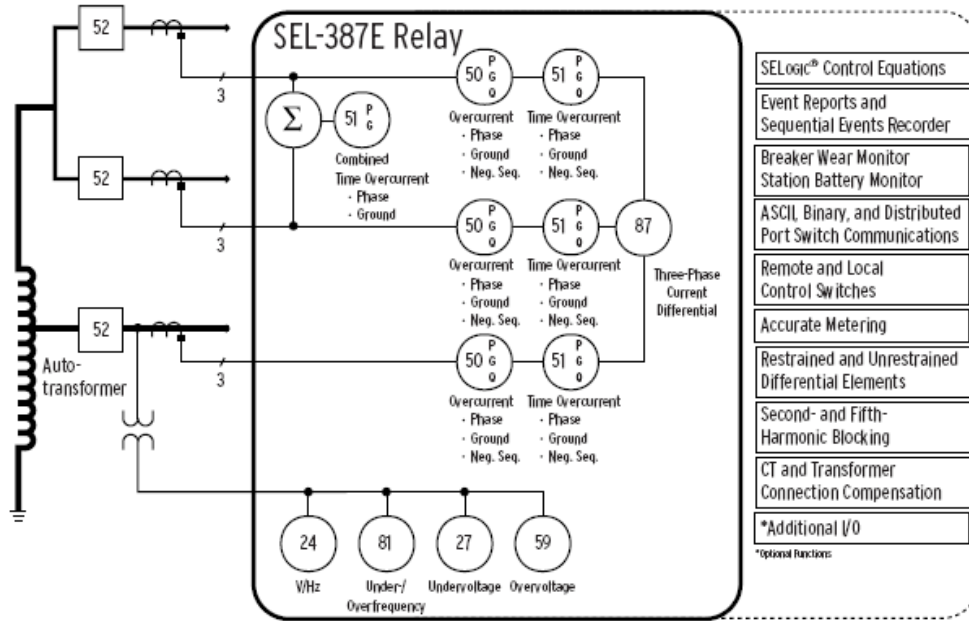
El Relé diferencial SEL-387E proporciona tres elementos con características de slope dual. El segundo slope proporciona seguridad contra saturación de TC asociada a fallas externas.

### **4.2 FUNCIONES DEL RELEVADOR SEL-387E**

El relé SEL-387E incluye funciones de protección diferencial de corriente y de sobrecorriente, proporciona cuatro entradas para protección diferencial de corriente de porcentaje variable así como cuatro grupos de elementos de sobrecorriente. El relevador mide las corrientes de entrada, las cantidades diferenciales de operación y restricción, así como las armónicas de segundo y quinto orden. La unidad proporciona múltiples entradas optoaisladas y contactos de salida programables.

Este relevador posee las siguientes funciones de protección, las cuales pueden verse en la figura 4.1:

- Protección Diferencial de Corriente.
- Protección de Sobrecorriente.
- Protección de Falla Restringida a Tierra (REF).



**Figura 4.1 Funciones del relevador SEL-387E**

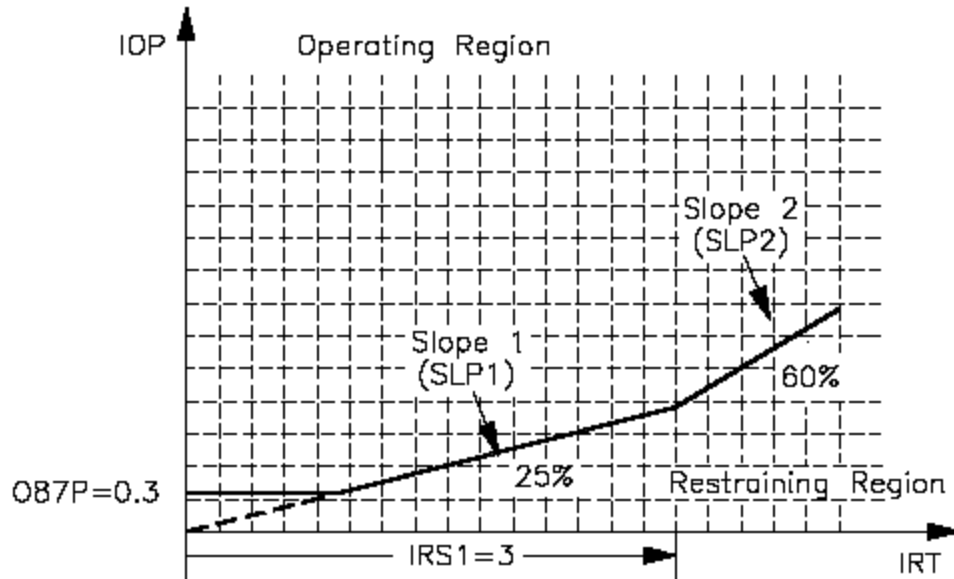
### 4.3 PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEL-387E

El relevador cuenta tanto con elementos diferenciales de corriente con retención como sin retención, los cuales son independientes entre sí.

La protección diferencial de porcentaje provee protección más sensible y segura que la protección diferencial tradicional; la característica de slope dual compensa diferencias y errores de razón de TC, saturación de TT/CC y errores provocados por el cambiador de taps.

El relé ofrece la opción de bloqueo armónica o retención armónica, las que otorgan estabilidad durante condiciones de inrush del transformador. Armónicas pares (segunda y cuarta), reforzadas por bloqueo de DC, proporcionan seguridad durante la energización, en tanto que el bloqueo de quinta armónica provee seguridad para condiciones de sobreexcitación.

El Relé SEL-387E tiene tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3). Estos elementos emplean cantidades de operación (IOP) y de retención (IRT) que el relé calcula a partir de sus corrientes de entrada. La figura 4.2 muestra la característica del relé.



**Figura 4.2 Característica diferencial de porcentaje con retención**

El usuario puede ajustar esta característica ya sea como de simple slope, característica diferencial de porcentaje; o como de slope dual, característica diferencial de porcentaje variable. El disparo ocurre si la cantidad de operación es mayor que el valor de la curva, para un valor de retención determinado. La cantidad de operación también debe satisfacer un valor mínimo de pickup. Los cuatro ajustes que definen la característica son:

O87P = mínimo nivel de IOP requerido para operación

SLP1 = Slope inicial, se inicia en el origen e interseca a  $O87P$  en  $IRT = O87P \cdot 100/SLP1$

IRS1 = límite de IRT para la característica de operación SLP1; intersección en el punto de inicio de SLP2

SLP2 = segundo slope. Si se usa, debe ser mayor o igual que SLP1

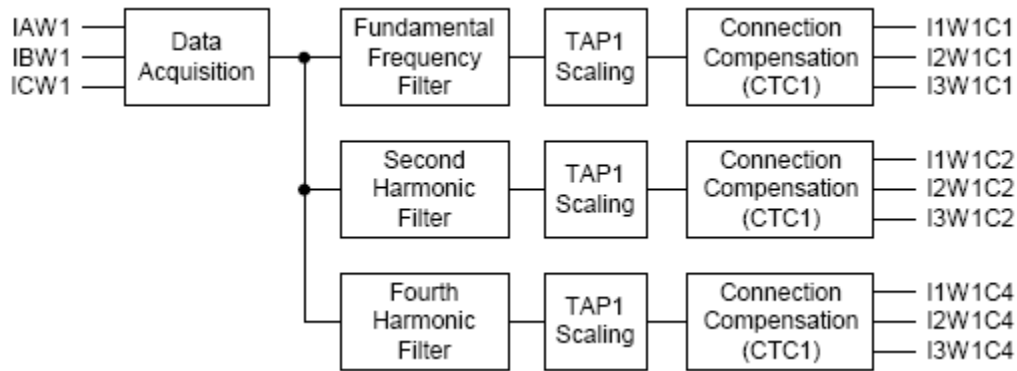
La selección cuidadosa de estos ajustes, permite homologar muy cercanamente las características de relés diferenciales que se han usado por mucho tiempo.

Las cantidades de operación (IOP) y de retención (IRT) que se emplean en la curva, son calculados por el relevador a partir de las corrientes de entrada de los devanados. Como podemos observar, en esta curva el disparo ocurre solo si la cantidad de operación es mayor que el valor de la curva, para un valor de retención determinado, además de que la cantidad de operación debe satisfacer también un valor mínimo de pickup.

Los tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3) que posee el relevador SEL-387 operan bajo el mismo principio de funcionamiento y por consiguiente su curva de característica es la misma.

La siguiente se ilustra como se adquieren y se usan las corrientes de entrada en los elementos diferenciales sin retención y con retención.

La adquisición de información, filtrado, escalamiento de taps y compensación de la conexión del transformador y de los TC del devanado 1 se muestran a continuación.



**Figura 4.3 Corrientes compensadas del devanado 1**

Cuatro filtros digitales pasa banda extraen la fundamental, la segunda, cuarta y quinta armónica (no se muestra) de las corrientes de entrada. Un filtro DC (no se muestra) forma una suma de un ciclo de valores positivos y negativos.

Usando la potencia nominal del transformador MVA como referencia común, “TAP scaling” convierte todas las corrientes secundarias de las tres entrada del relé en valores por unidad, cambiando de este modo los valores de corriente en valores adimensionales expresados en múltiplos de TAP.

A lo largo de este texto, el término “TAP” se refiere a los valores en por unidad de los tres devanados, en tanto que “TAPn” se refiere a los valores de corriente de un enrollado(s) particular; TAPmin y TAPmax se refieren al menor y mayor valor de los tres TAPn.

Este método asegura que, para condiciones de corriente de plena carga, todas las corrientes de entrada en múltiplos de tap sumen 1 y que todas las corrientes de salida en múltiplos de tap sumen  $-1.0$ , con una dirección de referencia entrando al transformador.

La compensación de conexión del transformador y de los TT/CC, corrige los efectos de ángulo de fase e interacción de fases, introducidos por la conexión de los devanados del transformador y de los TC en las corrientes trifásicas de entrada al relé.

Los ajustes W1CTC a W3CTC determinan las correcciones matemáticas para las tres corrientes del devanado 1 al devanado 3, respectivamente. CTC1 se muestra en la

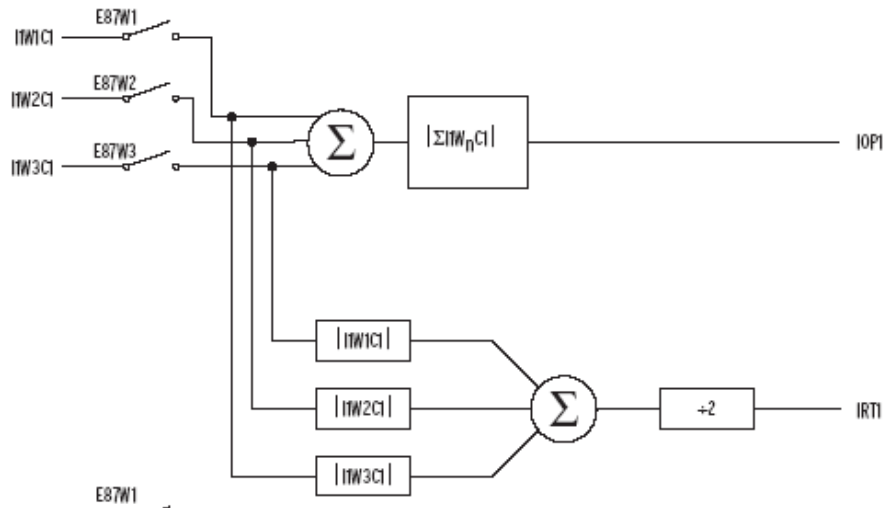


figura anterior como el ajuste de la magnitud de compensación de ángulo de fase y secuencia del devanado 1.

$I1W1C1$ ,  $I2W1C1$  e  $I3W1C1$  son las corrientes compensadas de frecuencia fundamental de la fase A, B y C del devanado 1.

En forma similar,  $I1W1C2$ ,  $I2W1C2$  e  $I3W1C2$  son las corrientes compensadas de segunda armónicas del Enrollado 1. Las corrientes compensadas de DC, cuarta y quinta armónica usan nombres similares. Las corrientes compensadas I1 se usan con el elemento diferencial 87-1, I2 con el elemento 87-2 e I3 con el elemento 87-3.

En la figura 4.4 se ilustra cómo se calculan IOP1 (operación) e IRT1 (retención) para el elemento 87-1.



**Figura 4.4 CANTIDADES del elemento diferencial (87-1)**

IOP1 es generada al sumar las corrientes de los devanados en forma fasorial.

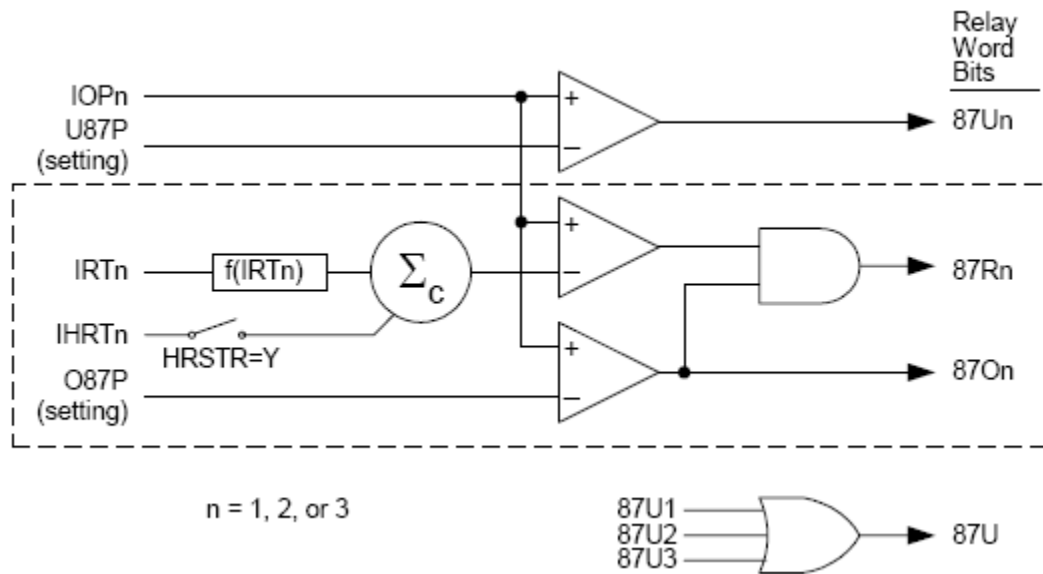
IRT1 es generada al sumar las magnitudes de las corrientes de los devanados en una suma escalar simple y dividir el resultado por dos. Las cantidades 87-2 y 87-3 se calculan de manera similar.

Para cada elemento con retención (87R-1, 87R-2, 87R-3), los valores son sumados fasorialmente y su valor se convierte en la magnitud de Operación (IOPn). Para condiciones de corriente de carga externa, IOPn debe estar en torno a  $1 + (-1) = 0$ , a carga nominal.

Los cálculos del valor de retención (IRTn) se desarrollan sobre la base de una sumatoria de todas las magnitudes de corriente, divididas por dos. Para condiciones de

corriente de carga externa, este valor es cercano a  $(|1| + |-1|) / 2 = 2 / 2 = 1$ , a corriente nominal.

En la figura 4.5 se muestra la forma en que las cantidades de los elementos diferenciales se usan para generar los elementos sin retención 87Un (87U1, 87U2, 87U3) y con retención 87Rn (87R1, 87R2, 87R3). Estos elementos son combinados para formar las señalizaciones de los elementos diferenciales (87-1, 87-2, 87-3).



**Figura 4.5 Lógica de decisión de elementos diferenciales**

Los elementos sin restricción (87U1, 87U2 y 87U3) comparan la cantidad IOP con el valor de ajuste (U87P), típicamente en torno de 10 veces TAP, y disparan si ese nivel es excedido. Los elementos 87U1, 87U2 y 87U3 son combinados para formar el elemento 87U, como se muestra en la esquina inferior derecha de la figura.

En los elementos sin restricción no se desarrolla bloqueo armónico. Use estos elementos para proteger los bushings y los terminales de los devanados de su transformador, manteniendo la seguridad contra inrush y condiciones de falla externa. Los elementos de corriente de operación 87On (87O1, 87O2, 87O3) se proveen para fines de prueba.

Los elementos con retención (87R1, 87R2 y 87R3) determinan si el valor de operación IOP es mayor que el valor de retención, usando la característica diferencial mostrada con anterioridad.

Ajuste HRSTR=Y (retención armónica) para modificar esta característica en función del contenido de segunda y cuarta armónica de las corrientes de entrada. En el elemento 87Rn, por ejemplo, los valores IOPn e IRTn determinan si el relé dispara.



El elemento diferencial calcula un umbral como función de IRT<sub>n</sub>. IOP<sub>n</sub> debe exceder este umbral para producir el disparo. La función usa los valores de ajuste SLP1, SLP2 y IRS1, junto con IRT<sub>n</sub>, para calcular el valor de operación IOP. La lógica de decisión del elemento diferencial compara el valor calculado, denotado como f (IRT<sub>n</sub>), con el valor actual IOP<sub>n</sub>. Si IOP<sub>n</sub> es mayor, una de las entradas de la compuerta AND de la derecha recibe un valor lógico 1.

La comparación de IOP<sub>n</sub> con el ajuste O87P determina la segunda entrada del AND. Si IOP<sub>n</sub> es mayor que O87P, el Relay Word bit 87O<sub>n</sub> se activa.

La condición de la compuerta AND es entonces satisfecha y el Relay Word bit 87R<sub>n</sub> se activa, indicando operación del elemento diferencial con retención n. Esto todavía no produce el disparo. El relé aún necesita el resultado de la lógica de decisión de bloqueo armónico y de bloqueo DC.

#### 4.3.1 RETENCIÓN DE ARMÓNICAS

Considere la característica de retención armónica (HRSTR=Y) si sus prácticas requieren de retención armónica independiente.

Esta característica deshabilita el bloqueo armónico común (IHBL=Y). Esto también deshabilita el bloqueo de segunda y cuarta armónica, dado que suma los valores de segunda y cuarta armónica a la retención de la característica diferencial.

Para bloqueo armónico, el contenido armónico de la corriente diferencial debe exceder los valores de umbral individuales (PCT2 o PCT4), es decir, los umbrales son tratados como medidas independientes de cada valor armónico. Para retención armónica, los valores de corriente de segunda y cuarta armónica se suman y ese valor se emplea en la característica del relé.

Considere, por ejemplo, el caso de Slope 1, es decir, la línea recta que pasa por el origen. La ecuación general de una recta es:

$$y = m \cdot x + c$$

Más específicamente, en el Relé SEL-387E:

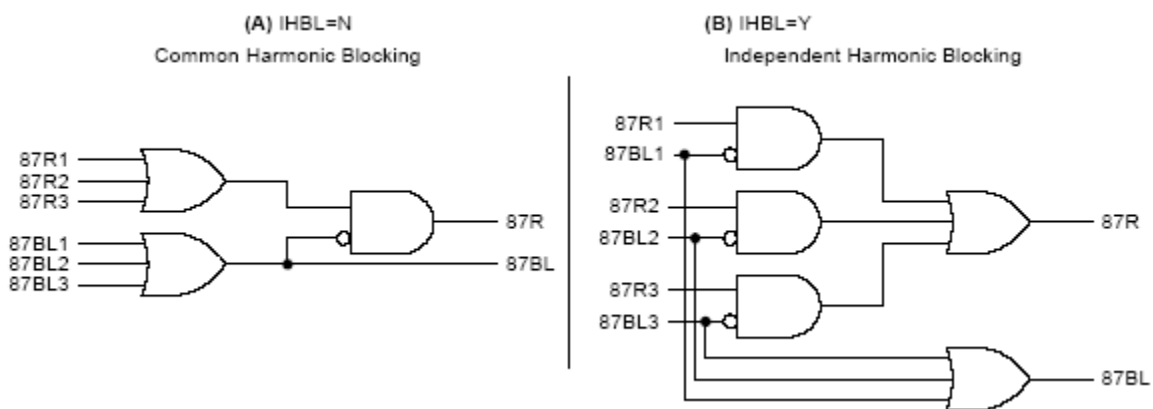
$$IOP = SLP1 \cdot IRT + c$$

Dado que la línea parte del origen, el valor de c es normalmente cero. La suma de las corrientes de segunda y cuarta armónica forman una constante c en la ecuación, que eleva la característica de operación del relé en forma proporcional a los valores armónicos.

### 4.3.2 BLOQUEO

Mientras los elementos diferenciales con retención están efectuando sus decisiones, se desarrolla un proceso de decisión de bloqueo paralelo, relacionado con las magnitudes de las armónicas específicas en los valores de IOP.

Use los elementos de bloqueo común o bloqueo independiente (87BL1, 87BL2 y 87BL3) para supervisar los elementos diferenciales con retención. El bloqueo común deshabilita todos los elementos con retención, si cualquier elemento de bloqueo alcanza valor de pickup. La figura 4.6 muestra la forma en que el bloqueo independiente deshabilita a su elemento con retención asociado.



**Figura 4.6 Lógica de bloqueo armónico de elementos diferenciales**

Si IHBL se ajusta Y (Yes), la lógica mostrada en la Figura 3.5, hacia la derecha de la línea vertical, IHBL = Y, queda habilitada. En este caso, los pares lógicos 87R1 con su negado 87BL1, 87R2 con su negado 87BL2 y 87R3 con su negado 87BL3, se disponen en compuertas AND separadas. En esta lógica, el bloqueo de un elemento dado sólo deshabilita el disparo de ese elemento. En general, este modo de operación podría ser usado sólo en los casos en que tres transformadores monofásicos se emplean para conformar un banco trifásico y es posible realizar operación monopolar de interruptor. Cuando se selecciona retención de armónicas, el relé opera sólo en el modo de bloqueo individual.

Los Relay Word bits 87R y 87U son elementos de alta velocidad que deben disparar todos los interruptores.

## 4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

El Relé SEL-387E provee numerosos elementos de sobrecorriente, 11 por cada devanado, 33 en total.



Se dispone de cuatro niveles de elementos de fase instantáneos/tiempo definido, para protección monopolar o tripolar de alimentador, protección de falla de interruptor, selección de fases para señalización, protección de respaldo de transformador, etc. Dos elementos de secuencia negativa y residual instantáneos proveen protección contra fallas desbalanceadas y fallas a tierra. Elementos de fase, secuencia negativa y residual de tiempo inverso están disponibles para emplear como protección de respaldo del sistema.

Cada devanado de entrada del Relé SEL-387E tiene 11 elementos de sobrecorriente. Nueve de estos son elementos con control de torque, de los cuales hay un elemento de tiempo definido, un elemento instantáneo y un elemento de tiempo inverso para cada una de las tres categorías. Estas categorías son: corrientes de fase, de secuencia negativa y residual. Dos de los 11 elementos de sobrecorriente, 50Pn3 y 50Pn4, no tienen control de torque. Estos dos son elementos de sobrecorriente de fase instantáneos, que proveen información de salida por fase y, a través de una compuerta OR, activan un Relay Word bit, si una de esas tres fases se activa. Estos dos elementos proveen principalmente detección de nivel, para aplicaciones como de sellado de la lógica de disparo o identificación de fase.

	Elementos de tiempo definido	Elementos instantáneos	Elementos de tiempo inverso
Fase (Ia, Ib e Ic)			
Enrollado 1 (Winding 1)	50P11	50P12, 50P13, 50P14	51P1
Enrollado 2 (Winding 2)	50P21	50P22, 50P23, 50P24	51P2
Enrollado 3 (Winding 3)	50P31	50P32, 50P33, 50P34	51P3
Combinados (Enrollados 1 y 2)			51PC1
Secuencia negativa ( $I_Q = 3 \cdot I_2$ )			
Enrollado 1	50Q11	50Q12	51Q1
Enrollado 2	50Q21	50Q22	51Q2
Enrollado 3	50Q31	50Q32	51Q3
Residual ( $I_R = I_a + I_b + I_c$ )			
Enrollado 1	50N11	50N12	51N1
Enrollado 2	50N21	50N22	51N2
Enrollado 3	50N31	50N32	51N3
Combinados (Enrollados 1 y 2)			51NC1

**Tabla 4.1 Resumen de elementos de sobrecorriente**

- 50Pn1 – Elementos de fase de tiempo definido**  
 La lógica compara la magnitud de las corrientes de entrada de fase IAWn, IBWn e ICWn con el ajuste de pickup 50Pn1P. Si una o más magnitudes de corriente exceden el nivel de pickup, un valor lógico 1 se activa.
- 51Pn – Elemento de fase de tiempo inverso**  
 La lógica compara la magnitud de las corrientes de entrada de fase IAWn, IBWn y ICWn con el ajuste de pickup 51PnP. Si una o más magnitudes de corriente



exceden el nivel de pickup un valor lógico 1 se activa, por lo que el Relay Word bit 51Pn se activa y la curva inversa empieza la temporización.

Cuatro ajustes definen una curva de tiempo inverso: el ajuste de pickup 51PnP, que actúa como un factor de escala horizontal, dado que la fórmula de la curva usa la corriente en múltiplos del pickup como una entrada; el ajuste de curva, 51PnC, define la ecuación particular de la curva, de las cuales existen 10 (cinco curvas U.S. y cinco IEC); el ajuste de dial de tiempo, 51PnTD, que define el dial de tiempo, que modifica la curva de tiempo en la dirección vertical, variando el tiempo de salida para un determinado múltiplo de pickup; y el ajuste de reposición, 51PnRS, que define si la curva se repone lentamente como un disco electromecánico o instantáneamente cuando la corriente caiga bajo el pickup.

- **50Qn1. Elemento de secuencia negativa de tiempo definido**

La lógica del elemento 50Qn1 compara la magnitud de la corriente calculada de secuencia negativa 3I2Wn con el ajuste de pickup 50Qn1P. Si la magnitud de corriente calculada de secuencia negativa excede el nivel de pickup, un valor lógico 1 se activa.

- **50Nn1. Elemento residual de tiempo definido**

La lógica del elemento 50Nn1 compara la magnitud de la corriente calculada residual, IRWn con el ajuste de pickup, 50Nn1P. Si la magnitud de corriente calculada residual excede el nivel de pickup, un valor lógico 1 se activa

- **51Qn. Elemento de secuencia negativa de tiempo inverso**

La lógica del elemento 51Qn compara la magnitud de la corriente calculada de secuencia negativa, 3I2Wn, con el ajuste de pickup 51QnP. Si la corriente calculada de secuencia negativa excede el nivel de pickup, un valor lógico 1 activa. Al igual que la lógica de los elementos de fase de tiempo inverso, 4 ajustes definen la curva. En este caso 51QnP es el pickup, 51QnC define la ecuación de la curva, 51QnTD define el dial de tiempo y 51QnRS determina el modo de reposición de la curva.

- **51Nn. Elemento residual de tiempo inverso**

La lógica del elemento 51Nn compara la magnitud de la corriente residual calculada, IRWn, con el ajuste de pickup 51NnP. Si la corriente residual calculada excede el nivel de pickup, un valor lógico 1 activa. Los ajustes que definen la curva en este caso son: 51NnP para el ajuste de pickup, 51NnC para la ecuación particular de la curva, 51NnTD para el dial de tiempo y 51NnRS para la reposición de la curva.

## 4.5 DESCRIPCIÓN DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87T

### Habilitación de elementos diferenciales (E87W1 a E87W3)

Rango: Y, N, Y1



El Relé SEL-387E tiene tres juegos de entradas de corriente trifásicas. Dependiendo de la aplicación, podrían no necesitarse todas ellas para configurar la zona de protección diferencial. El usuario puede configurar cualquier terminal no usado, sólo para protección de sobrecorriente. El ajuste E87Wn especifica cuál de las terminales del relé será incluido en los cálculos diferenciales.

Existe un ajuste independiente, EOCn, para habilitar los elementos de sobrecorriente y la medida de demanda. Seleccione Y para habilitar los ajustes E87Wn del enrollado correspondiente. Seleccione N para deshabilitar los ajustes E87Wn del enrollado correspondiente; el relé oculta los ajustes, los que quedan indisponibles para el usuario.

Seleccionando Y1 los ajustes de cuarta armónica (PCT4), de razón de bloqueo dc (DCRB) y de retención armónica (HRSTR) quedan disponibles. Esta es la única diferencia entre las opciones Y y Y1.

### **Conexión de TT/CC (W1CT A W3CT)**

Rango: D, Y

Para desarrollar los cálculos de los valores de TAPn, el relé usa información respecto a si los TC están conectados en delta (D) o estrella (Y) en cada enrollado. Si los TT/CC están conectados en delta, el relé eleva el valor de TAP en el factor 1.732.

De igual modo, si los TC de un devanado particular “n” están conectados el delta (WnCT = D), las corrientes secundarias que ingresan a las correspondientes entradas de corriente del Relé SEL-387E (IAWn, IBWn y ICWn) son modificadas, antes de ser desplegadas o usadas en:

- monitoreo de interruptor (comando BRE)
- medida instantánea (comando METER)
- medida de demanda (comandos METER D y METER P)
- monitoreo de fallas externas (comando TFE)

Para TC conectados en delta, las corrientes secundarias que ingresan a las entradas de corriente del Relé SEL-387E corresponden a la diferencia de corrientes fase-fase (ejemplo: la diferencia de corriente fase-fase IA – IB ingresa a la entrada de corriente IAWn). Para crear un pseudo-valor fase-neutro para despliegue o para el uso en algoritmos, estas diferencias de corriente fase-fase son divididas por  $\sqrt{3}$  (divididas por 1.732).

### **Compensación de conexiones (W1CTC a W3CTC)**

Rango: 0, 1, ..., 12

Estos ajustes definen el factor de compensación que el relé aplicará a cada juego de corrientes de enrollado, para tomar en cuenta en forma apropiada los desplazamientos angulares provocados por la conexión del transformador o de los TC. Por ejemplo, esta corrección es necesaria en el caso de transformadores de conexión delta/estrella, pero



con todos los TC conectados en estrella. El efecto de la compensación es crear desplazamiento de fases y eliminar las componentes de secuencia cero.

### **Voltaje línea-línea, kV (VWDG1 a VWDG3)**

**Rango:** 1–1000 kV, en pasos de 0.01 kV

Ingrese los voltajes nominales línea-línea en terminales del transformador. Si la zona diferencial del transformador incluye un cambiador de taps bajo carga, asuma que éste está en posición neutral. Las unidades de ajuste son kilovolts.

### **TAP de corriente (TAP1 a TAP3)**

**Rango:** 1 A: 0.1–31 A, secundario, en pasos de 0.01 A

5 A: 0.5–155 A, secundario, en pasos de 0.01 A

**Nota:**  $TAP_{MAX}/TAP_{MIN}$  debe ser menor o igual a 7.5

Cuando se ingresa un valor en el ajuste MVA (es decir, MVA no está ajustado “OFF”), el relé usa los ajustes MVA, voltaje de enrollado, razón de TC y ajuste de conexión de TC ya ingresados para calcular automáticamente los valores “TAPn”.

El usuario puede ingresar directamente estos valores de tap. Ajuste MVA = OFF e ingrese los valores TAP1 a TAP3 directamente, junto con los restantes ajustes pertinentes.

### **Pickup de corriente de Operación de los elementos con retención (O87P)**

**Rango:** 0.10–1.00 • TAP

**Nota:**  $TAP_{MIN} \cdot O87P \geq 0.1 I_n$

Ajuste el pickup de la corriente de Operación a un valor mínimo tal que incremente la sensibilidad, pero suficientemente alto como para evitar la operación debido al error de régimen permanente de los TT/CC y a la corriente de excitación del transformador.

### **Porcentaje de slope de retención (SLP1, SLP2)**

**Rango:** SLP1: 5–100%, en pasos de 1%; SLP2: OFF, 25–200%

Use el ajuste de porcentaje de slope de retención para discriminar entre fallas internas y externas.

Ajuste SLP1 ó SLP2 para acomodar las diferencias de corriente debido al cambiador de taps del transformador, la saturación de TT/CC, los errores de TT/CC y los errores del relé.

### **Límite de slope de retención 1 (IRS1)**

**Rango:** 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

**Nota:** 1 A:  $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 31.0$

5 A:  $TAP_{MAX} \cdot IRS1 \leq 155.0$

Una aplicación de dos slopes o porcentaje diferencial de variable, mejora la sensibilidad en la región en que los errores de los TT/CC son menores e incrementa la seguridad en la zona en que son mayores. Nosotros debemos definir ambos slopes, así como el límite del slope 1 o punto IRS1, donde SLP1 y SLP2 se intersectan.





### **Pickup de corriente de elementos sin retención (U87P)**

**Rango:** 1.0–20.0, en pasos de 0.1 pasos • TAP

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 elementos sin retención sólo responden a la componente de frecuencia fundamental de la corriente de operación diferencial.

Esta no es afectada por los ajustes SLP1, SLP2, IRS1, PCT2, PCT5 o IHBL. En consecuencia, el ajuste debe ser suficientemente alto como para no reaccionar con grandes corrientes de inrush.

### **Porcentaje de bloqueo por segunda armónica (PCT2)**

**Rango:** OFF, 5–100%, en pasos de 1%

La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé. Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de segunda armónica que las corrientes de falla. Esta corriente de segunda armónica puede ser usada para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de segunda armónica que fluye por el transformador. El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con retención, si la razón de corriente de segunda armónica a corriente fundamental ( $IF2/IF1$ ) es mayor que el ajuste PCT2.

### **Porcentaje de bloqueo por cuarta armónica (PCT4)**

**Rango:** OFF, 5–100%, en pasos de 1%

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de inrush de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé.

Las corrientes de inrush de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de armónicas pares que las corrientes de falla. Estas armónicas pares pueden ser usadas para identificar el fenómeno de inrush y evitar una operación errónea del relé. El Relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de cuarta armónica que fluye por el transformador. El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con retención, si la razón de corriente de cuarta armónica a corriente fundamental ( $IF4/IF1$ ) es mayor que el ajuste PCT4

### **Porcentaje de bloqueo por quinta armónica (PCT5)**

**Rango:** OFF, 5–100%, en pasos de 1%

De acuerdo a normas industriales (ANSI/IEEE C37.91, C37.102), la sobreexcitación ocurre cuando la relación volts/hertz aplicada a los terminales de un transformador



excede 1.05 en por unidad a carga plena ó 1.1 en por unidad en vacío. La relación es una medida de la densidad de flujo en el núcleo.

La sobreexcitación de transformadores produce armónicas de orden impar, que pueden aparecer como corrientes diferenciales en un relé diferencial de transformador. Unidades generador-transformador de subida de plantas de generación son los principales usuarios del bloqueo de quinta armónica. El voltaje del transformador y la frecuencia en el generador pueden variar durante la partida, sobreexcitando el transformador.

### **Umbral de alarma por quinta armónica (TH5P)**

**Rango:** OFF, (0.02–3.2), en pasos de 0.01 pasos • TAP

Se puede usar la presencia de corriente diferencial de quinta armónica para activar una salida de alarma durante la partida. Esta alarma indica que la corriente de excitación nominal del transformador está excedida.

### **Tiempo de retardo en el pickup para alarma quinta armónica (TH5D)**

**Rango:** 0–8000 ciclos, en pasos de 0.125 ciclos

Con este ajuste, se puede retardar la activación de la alarma por corriente diferencial de quinta armónica excesiva.

### **Bloqueo por razón DC (DCRB)**

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). Algunos casos de inrush de magnetización tienen pequeño contenido armónico, pero contienen desplazamiento dc. El Relé SEL-387E puede detectar el desplazamiento dc y usarlo en la lógica de bloqueo (no en la retención). Habilite esta función con el ajuste DCRB = Y.

### **Retención armónica (HRSTR)**

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). Las armónicas impares (segunda y cuarta) pueden ser usadas para proveer seguridad contra corrientes de inrush de magnetización, durante la energización de transformadores. Elija entre bloqueo y retención armónica.

El bloqueo armónico trata la segunda y cuarta armónica independientemente y bloquea el relé cuando el contenido de segunda o cuarta armónica (corriente armónica como porcentaje de la corriente fundamental) excede los ajustes PCT2 ó PCT4, respectivamente. Por ejemplo, asuma lo siguiente:

PCT2 = PCT4 = 20 por ciento y las armónicas en la corriente diferencial son:

Segunda armónica = 15 por ciento, cuarta armónica = 7 por ciento

En este caso, el relé no bloquea, debido a que ninguna de las armónicas excede su ajuste particular. Pero cuando el contenido de segunda armónica se incrementa a 21 por ciento, el relé bloquea, sin considerar el contenido de cuarta armónica presente en la corriente diferencial.



El incremento del contenido de cuarta armónica por sobre su ajuste PCT4, mientras la segunda armónica permanece bajo su ajuste PCT2, provocará el mismo resultado.

La retención armónica es más segura que el bloqueo armónico, dado que adiciona los valores de segunda y cuarta armónica e incrementa la característica del relé con la suma de esos dos valores.

En el ejemplo, el contenido de segunda + cuarta armónica = 15 por ciento + 7 por ciento = 22 por ciento y el disparo del relé es retenido para condiciones en las que no podría ser bloqueado.

Ajuste HRSTR = Y para seleccionar función de retención armónica y habilitar automáticamente Bloqueo armónico independiente (IHBL).

### **Bloqueo armónico independiente (IHBL)**

**Rango:** Y, N

Cuando un transformador trifásico es energizado, al menos dos corrientes de fase contendrán armónicas de inrush. En los relés monofásicos tradicionales, cada relé realiza una comparación la corriente armónica que fluye a través de su fase.

El Relé SEL-387E puede realizar el bloqueo por armónicas de dos maneras:

1. Bloqueo independiente por armónicas (IHBL = Y), bloquea el elemento diferencial de porcentaje para una fase particular, si la armónica (segunda o quinta) en esa fase es superior al umbral de bloqueo. Los otros elementos diferenciales no son bloqueados.
2. Bloqueo común por armónicas (IHBL = N) bloquea todos los elementos diferenciales de porcentaje, si cualquiera de las fases tiene una magnitud armónica superior al umbral de bloqueo.

El bloqueo común por armónicas es más seguro, pero puede retardar levemente la operación del elemento diferencial de porcentaje, dado que las armónicas en las tres fases deben caer bajo sus umbrales en dichas tres fases.

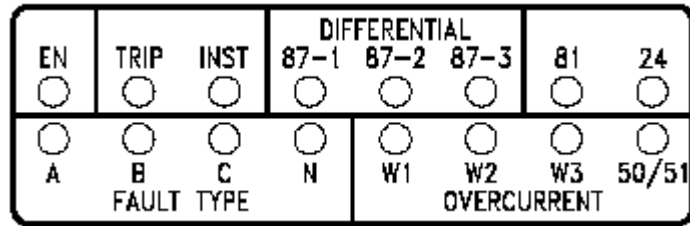
<i>Etiqueta de Ajuste</i>	<i>Definición</i>	<i>Limites</i>
E87W1 a E87W4	Habilitación de elementos diferenciales.	Y, N
W1CT a W4CT	Conexión de TT/CC (delta, estrella).	D, Y
CTR1 a CTR4	Relación de TT/CC ( $I_{PRM}/I_N$ ).	1-5000
MVA	Capacidad máxima del transformador, MVA trifásicos.	OFF, 0.2-5000 MVA, en pasos de 0.1 MVA
ICOM	Compensación de conexión de enrollados y de conexión de TT/CC.	Y, N
W1CTC a W4CTC	Compensación de conexiones del devanado.	0, 1, ..., 12
VWDG1 a VWDG4	Tensión línea-línea del devanado, kV.	1-1000 kV, en pasos de 0.01 kV
TAP1 a TAP4	TAP de corriente del devanado.	0.5-155 A, secundario, en pasos de 0.01 A
O87P	Pickup de corriente de operación de los elementos con retención.	0.10-1.0*TAP
SLP1, SLP2	Porcentaje de slope de retención.	SLP1: 5-100 %, en pasos de 1 %. SLP2: OFF, 25-200 %
IRS1	Límite de slope de retención 1.	1.0-20.0, en pasos de 0.1*TAP
U87P	Pickup de corriente de elementos sin retención.	1.0-20.0, en pasos de 0.1*TAP
PCT2	Porcentaje de bloqueo por segunda armónica.	OFF, 5-100%, en pasos de 1 %
PCT5	Porcentaje de bloqueo por quinta armónica.	OFF, 5-100%, en pasos de 1 %
TH5P	Umbral de alarma por quinta armónica.	OFF, (0.02-3.2), en pasos de 0.01*TAP
TH5D	Tiempo de retardo en el pickup para alarma quinta armónica.	0-8000 ciclos, en pasos de 0.125 ciclos
IHBL	Bloqueo armónico independiente.	Y, N

**Tabla 4.2 Ajustes del elemento diferencial 87T**

## 4.6 LÓGICA DE LEDS DE SEÑALIZACIÓN DEL RELEVADOR SEL-387

El Relé SEL-387E tiene 16 LEDs en su panel frontal. Uno de ellos (EN) es dedicado a indicar la condición operacional del relé. Doce son dedicados a funciones de señalización específicas. Los restantes tres (LEDA, LEDB y LEDC) poseen lógica de señalización por defecto, pero pueden ser completamente programados por el usuario. El estado de los 12 LEDs dedicados (todos, excepto EN, A, B, C) es almacenado en memoria no volátil. Si se pierde la alimentación del relé, estas 12 señalizaciones serán restauradas a su último estado, cuando se recupere la alimentación. El LED EN responde solamente a rutinas internas de autocomprobación, mientras A, B y C responden al estado actual de los Ajustes Globales de las respectivas ecuaciones de control SELOGIC.

La disposición de los LEDs se muestra en la Figura 4.7.



**Figura 4.7 Relé SEL-387E. LEDs del panel frontal**

La tabla 4.3 describe las funciones de señalización básicas, asociadas a cada uno de los 16 LEDs.

LED	Leyenda	Descripción
1	EN	Relé habilitado
2	TRIP*	Disparo del Relé
3	INST*	Disparo instantáneo
4	87-1*	Elemen. dif. 1 activ. al instante, o un ciclo después, de un disparo
5	87-2*	Elemen. dif. 2 activ. al instante, o un ciclo después, de un disparo
6	87-3*	Elemen. dif. 3 activ. al instante, o un ciclo después, de un disparo
7	81*	Elemento de sobre o baja frecuencia activado al instante, o un ciclo después, de un disparo
8	24*	Elemento. volts/hertz activado al instante, o un ciclo después, de un disparo
9	A	Falla en la Fase A (LEDA, programable)
10	B	Falla en la Fase B (LEDB, programable)
11	C	Falla en la Fase C (LEDC, programable)
12	N*	Elemento. res. activ. al instante, o un ciclo después, de un disparo
13	W1*	Elemento de sobrecorriente Enrollado 1 activado al instante, o un ciclo después, de un disparo
14	W2*	Elemento de sobrecorriente Enrollado 2 activado al instante, o un ciclo después, de un disparo
15	W3*	Elemento de sobrecorriente Enrollado 3 activado al instante, o un ciclo después, de un disparo
16	50*/51*	Elemento de sobrecorriente activado al instante, o un ciclo después, de un disparo

**Tabla 4.3 Configuración de LED's del Relevador SEL-387E**

#### 4.7 RELEVADOR SEL-351

El relevador SEL-351 permite proteger sistemas de potencia en sus diferentes etapas, proporcionando protección a líneas de transmisión, bancos de transformadores, a barras de distribución e inclusive alimentadores de distribución industrial.



En protección de alimentadores de distribución, el relevador permite proporcionar protección coordinada con elementos como cuchillas, interruptores, fusibles, restauradores y seccionadores.

Se dispone de cuatro niveles de elementos de sobrecorriente de fase instantáneos. Asimismo, están disponibles dos elementos adicionales de sobrecorriente de fase instantáneos.

Los diferentes niveles se habilitan con el ajuste E50P

Se dispone de cuatro elementos de sobrecorriente de fase temporizados. Los elementos se habilitan con el ajuste E51P, según se indica a continuación en la tabla 4.4 y 4.5.

Relay Word Bit	Definición/ Indicación
51P	La máxima corriente de fase $I_p$ , es mayor que el ajuste de pickup del elemento temporizado de sobrecorriente de fase 51PP.
51PT	El elemento de sobrecorriente de fase temporizado completó el tiempo de operación
51PR	El elemento de fase temporizado completó su reposición.

**Tabla 4.4 Elementos de sobrecorriente SEL-387E**

Ajuste	Definición	Rango
51PP	pickup	0.25–16.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A) 0.05–3.20 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)
51PC	Tipo de curva	U1–U5 (curvas US) C1–C5 (curvas IEC)
51PTD	Dial de tiempo	0.50–15.00 (curvas US) 0.05–1.00 (curvas IEC)
51PRS	Tiempo Reposición electromecánico	Y, N
51PTC	Ecuación SELOGIC para ajuste del control de torque	

**Tabla 4.5 Rango de ajustes de los elementos de sobrecorriente SEL-387E**



El rango de ajustes para los elementos de sobrecorrientes son los siguientes:

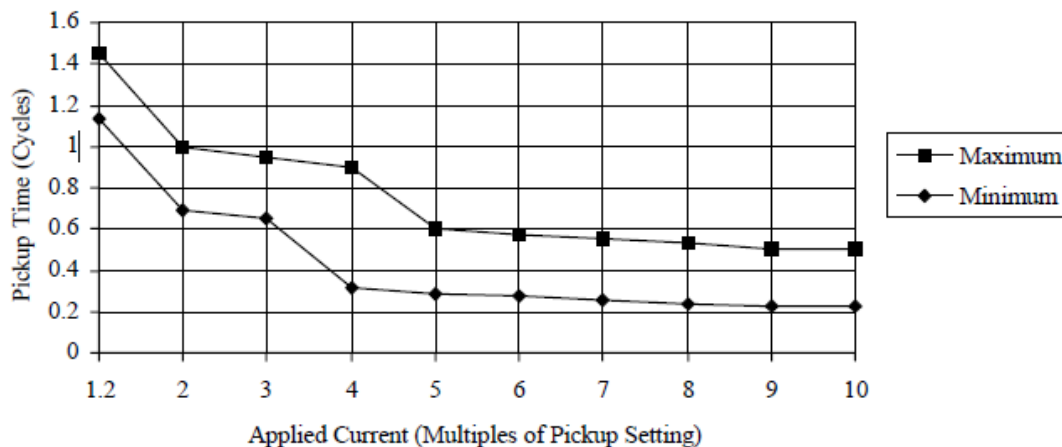
Rango de ajuste de pickup, para ajustes 50PP1P a 50PP4P:

1.00–170.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A)

0.20–34.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)

Los ajustes de mínimo de operación de cada Nivel (50P1P a 50P6P) se comparan con las magnitudes de cada fase IA, IB e IC.

La Figura 4.8 muestra las curvas de tiempo de operación y reposición aplicables a todos los elementos de sobrecorriente instantáneos no direccionales del Relé SEL-351 (relés de 60 ó 50 Hz). Estos tiempos no incluyen el tiempo de operación de los contactos de salida y, por lo tanto, resultan apropiados para determinar el tiempo de operación para empleo en ecuaciones de control SELOGIC internas. La relación tiempo de operación/tiempo de reposición de los contactos de salida es aproximadamente 4 ms (0.25 ciclos para relés de 60 Hz; 0.20 ciclos para relés de 50 Hz).



**Figura 4.8 Tiempo de operación los elementos de sobrecorriente instantáneos no direccionales del Relé SEL-351**

El rango de ajuste para los elementos temporizados (de devanado y de corriente combinada) es el siguiente:

Rango de pickup [A sec]: 0.5 – 16.0 A

Curva:

U1 = U.S. Moderadamente inversa

U2 = U.S. Inversa

U3 = U.S. Muy inversa

U4 = U.S. Extremadamente Inversa

U5 = U.S. Inversa de tiempo corto

C1 = IEC Clase A (Estándar inversa)

C2 = IEC Clase B (Muy inversa)



- C3 = IEC Clase C (Extremadamente inversa)
- C4 = IEC Inversa de tiempo largo
- C5 = IEC Inversa de tiempo corto

Rango del dial de tiempo

Curvas US: 0.50 – 15.00, en pasos de 0.01

Curvas EC: 0.05 – 1.00, en pasos de 0.01

Las ecuaciones y su correspondiente curva característica tanto U.S. como I.E.C. de los elementos de tiempo inverso y muy inverso utilizadas en los ajustes del relevador se muestran en las figuras éstas pertenecen a los elementos de sobrecorriente de tiempo de fase, secuencia negativa y residual, donde:

$t_p$  = tiempo de operación [s]

$t_r$  = emulación del tiempo de reposición tipo disco de inducción electromecánico [s]

TD = ajuste de dial de tiempo

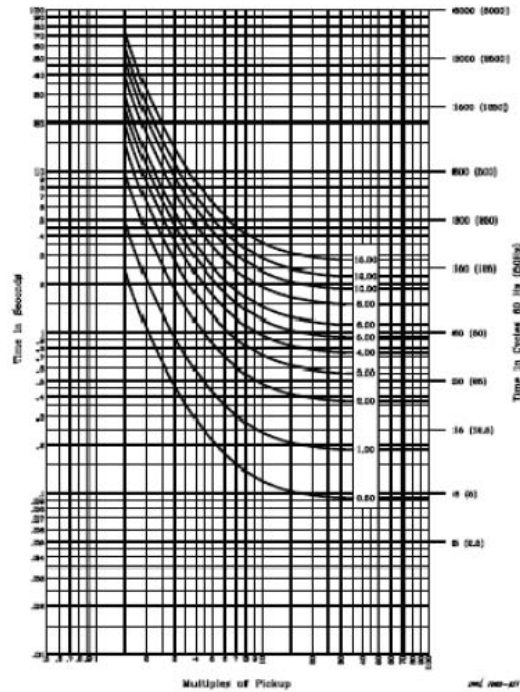
M = corriente aplicada en múltiplos del pickup

*Curvas U.S.*

Curva U2. Inversa

$$t_p = TD \left[ 0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{5.95}{1 - M^2} \right]$$



**Figura 4.9 Curva de operación U2 inversa de un elemento de sobrecorriente**



Curvas I.E.C.

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

$$t_p = TD \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[ \frac{13.5}{1 - M^2} \right]$$

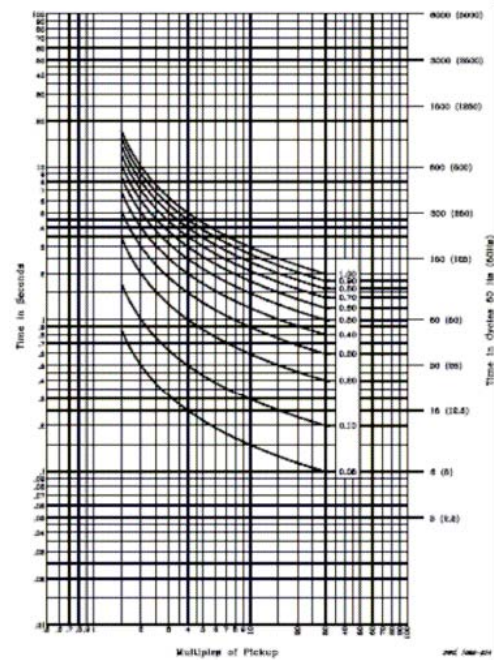


Figura 4.10 Curva de operación IEC inversa de un elemento de sobrecorriente

En la figura 4.11 se muestran los led's de señalización. Éstos a excepción de los led's RS, CY y LO, se actualizan y se sellan con cada nueva operación (flanco de subida) del Relay Word bit TRIP, que se define como la salida lógica de disparo.

EN	TRIP	INST	COMM	SOTF	50	51	81
○	○	○	○	○	○	○	○
A	B	C	G	N	RS	CY	LO
FAULT TYPE					79		

Figura 4.11 LED's Panel frontal del relevador SEL-351

A continuación se detalla lo que indica cada uno de los led's:

- EN. Relevador en servicio.
- TRIP. Indicación de disparo generado por elemento de sobrecorriente, elemento de frecuencia u otro. Si el disparo fue vía control local en panel de control, vía puerta serial



o por elementos de voltaje, solo será indicado por este LED sin encender ningún otro del panel.

- INST. Disparo instantáneo. Se ilumina si la ecuación de control SELogic FAULT ha tomado el valor lógico 1 por al menos 3 ciclos. FAULT se ajusta usualmente con el pick up de un elemento de corriente temporizado para detectar la ocurrencia de una falla. Si ocurre un disparo dentro de los 3 ciclos de falla, este led se ilumina.

- COMM. Disparo asistido por comunicación. Se ilumina si el disparo es resultado del ajuste de la ecuación de control SELogic TRCOMM y la lógica asociada de disparo asistido por comunicación, el Relay Word bit ECTT o la ecuación de control SELogic DTT. O se puede utilizar para indicar disparo vía canales de comunicación remotos, haciendo ciertas consideraciones.

- SOTF. Disparo de cierre bajo falla (Switch-onto-Fault). Se enciende si el disparo es resultado de la ecuación de control SELogic TRSOTF y la lógica asociada de disparo de cierre bajo falla.

- 50. Disparo generado por elemento de sobrecorriente instantáneo/tiempo definido. Se ilumina si el disparo es provocado por elementos de sobrecorriente instantánea o de tiempo definido.

- 51. Disparo generado por elemento de sobrecorriente temporizado. Si el disparo es provocado por elementos de sobrecorriente temporizada (51PT, 51AT, 51BT, 51CT, 51NT, 51GT o 51QT) el led se iluminará.

- 81. Disparo generado por elemento de frecuencia. Se enciende si el disparo es provocado por un elemento de frecuencia (81D1T a 81D6T).

- A, B y C (Tipo de falla). Fase A, B o C respectivamente comprometida en la falla. Se encienden si el disparo provocado por un elemento de sobrecorriente y alguna fase está comprometida en la falla, y se mantienen encendidos luego del disparo, si la fase está comprometida en la falla.

- G. Operación de elemento de sobrecorriente residual. Se ilumina si el disparo es provocado por un elemento de sobrecorriente residual o un elemento de sobrecorriente residual alcanzó valor de pick up e inició la cuenta de tiempo para disparar.

- N. Operación de elemento de sobrecorriente de neutro. Éste se enciende si el disparo es provocado por un elemento de sobrecorriente de neutro.

- 79. Relé de recierre. Si el relé de recierre esta desconectado E79 = N, todos los led's del dispositivo se apagan.

RS. Relé de recierre en estado Reset (sigue al Relay Word bit 79RS).

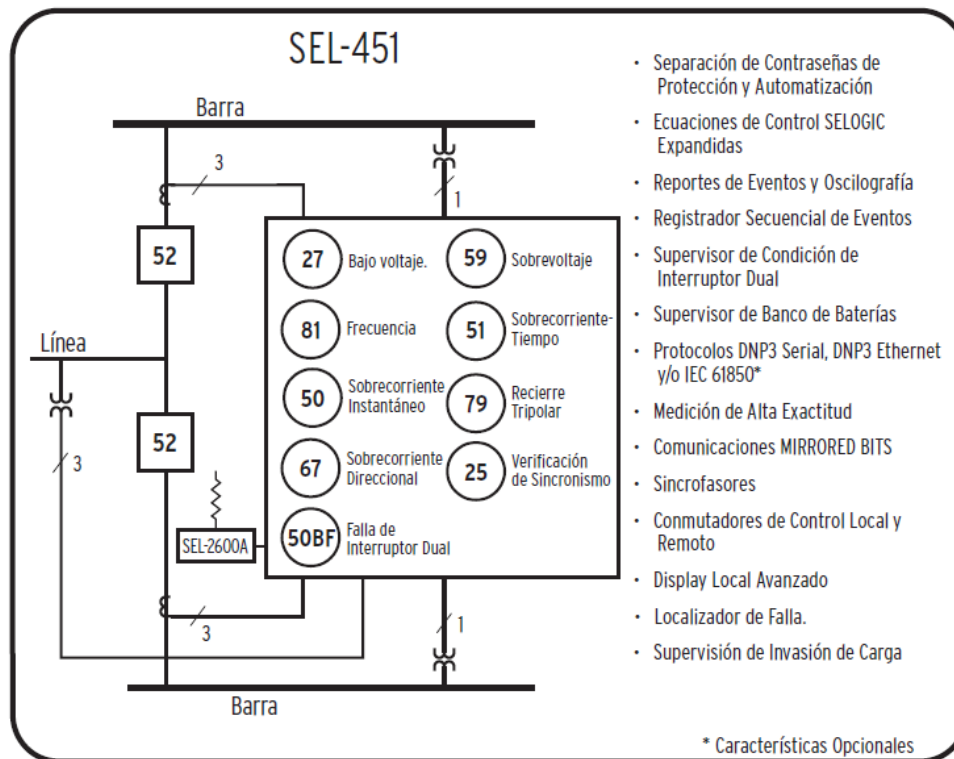
CY. Relé de recierre en estado Cycle (sigue al Relay Word bit 79CY).

LO. Relé de recierre en estado Lockout (sigue al Relay Word bit 79LO).

## 4.8 RELEVADOR SEL-451

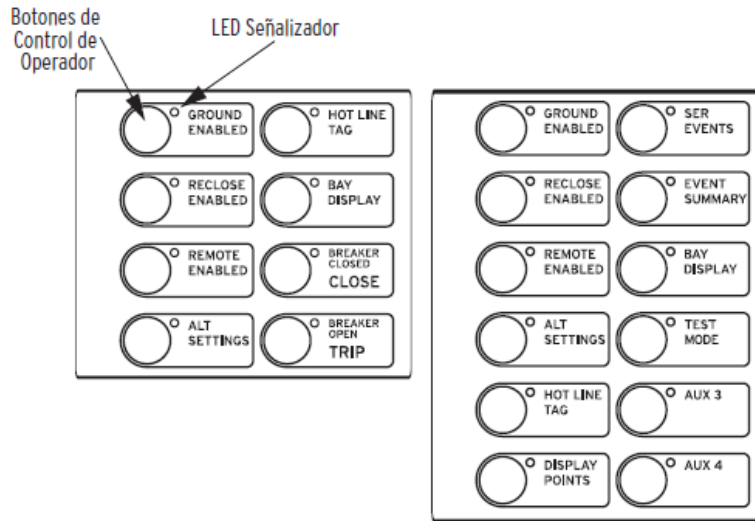
El relé SEL-451 es un relé de sobrecorriente ofreciendo auto-recierre con verificación de sincronismo, supervisión de interruptor y protección de falla de interruptor. El SEL-451 ofrece extensa medición y registro de datos incluyendo captura y reporte de datos de alta resolución.

El SEL-451 contiene muchas características de protección, automatización y control. la figura presenta una vista funcional simplificada del relé.



**Figura 4.12 Funciones del relevador SEL-451**

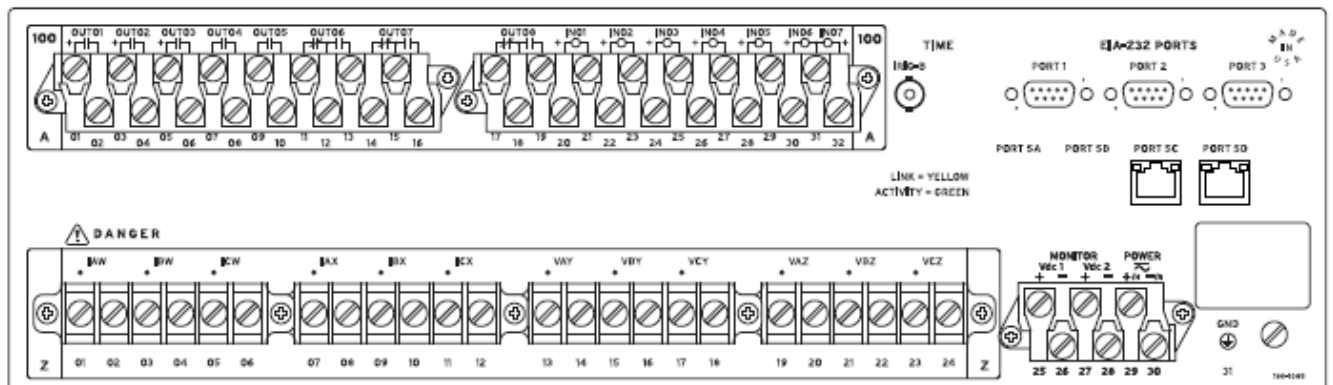
El panel frontal del SEL-451 presenta botones grandes de control de operador acoplados con LEDs señalizadores de color ámbar para control local. La figura muestra esta región del panel frontal del relé con texto de etiqueta de panel frontal configurable de default de fábrica. El SEL-451 proporciona ya sea 8 o 12 botones dependiendo de la opción de pedido.



**Figura 4.13 Panel frontal del relevador SEL-451**

La programación de default de fábrica asocia funciones de relé específicas con estos ocho botones y LEDs. Los botones de control y LEDs de operador control son programables.

El SEL-451 tiene dos conjuntos de entradas de corriente analógicas trifásicas, IW e IX y dos conjuntos de entradas de voltaje analógicas trifásicas, VY y VZ. Las figuras que siguen usan un acrónimo de dos letras para representar las tres fases de una entrada analógica del relé. Por ejemplo, IW representa IAW, IBW e ICW para entradas de corriente de fase A-, B- y C- en la terminal W, respectivamente.



**Figura 4.14 Entradas en el relevador SEL-451**



#### 4.8.1 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE

El relevador SEL -451 ofrece seis elementos seleccionables de tiempo inverso elementos de sobrecorriente. Diez características de tiempo - sobrecorriente diferentes (5 estadounidenses y 5 IEC curvas) están disponibles.

Cada elemento de sobrecorriente de tiempo se puede configurar para operar con la corriente de la línea o alimentador (es decir, la corriente de terminal W o la suma de las corrientes de terminales W y X) dependiendo de la configuración de la línea (Línea Fuente actual).

Setting	Description	Range	Default (5 A)
E51S	Selectable Inverse-Time Overcurrent Element	N, 1–6	2
51S1O	Operating Quantity Element 1	$I_{An}$ , $I_{Bn}$ , $I_{Cn}$ , $I_{MAXn}$ , $I_{AnR}$ , $I_{BnR}$ , $I_{CnR}$ , $I_{MAXnR}$ , 11L, 312L, 310n	IMAXL
51S1P	51S1 O/C Pickup Element 1 (A)	$(0.05–3.2) \cdot I_{NOM}$	5.00
51S1C	51S1 Inverse Time O/C Curve Element 1	U1–U5 C1–C5	U3
51S1TD	51S1 Inverse Time O/C Time Dial Element 1	0.50–15.00 (Ux) <sup>b</sup> 0.05–1.00 (Cx) <sup>b</sup>	1.00
51S1RS	51S1 Inverse Time O/C Electromechanical Reset Element 1	Y, N	N
51S1TC	51S1 Inverse Time O/C Torque Control Element 1	SELOGIC Equation	1

**Tabla 4.6 Ajustes de los elementos de sobrecorriente inverso**

La siguiente información describe curva de tiempo para el tiempo – sobrecorriente curva elemento y de marcación de tiempo ajustes. Las curvas de relé de tiempo-sobrecorriente en las figuras se ajustan al C37.112-1996 IEEE Estándar de tiempo inverso ecuaciones características de sobrecorriente relés.



Curve Type	Operating Time	Reset Time
U1 (Moderately Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( 0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{1.08}{1 - M^2} \right)$
U2 (Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( 0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{5.95}{1 - M^2} \right)$
U3 (Very Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( 0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{3.88}{1 - M^2} \right)$
Curve Type	Operating Time	Reset Time
U4 (Extremely Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( 0.02434 + \frac{5.64}{M^2 - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{5.64}{1 - M^2} \right)$
U5 (Short-Time Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( 0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{0.323}{1 - M^2} \right)$

**Tabla 4.7 Curvas americanas tipo ANSI**

Curve Type	Operating Time	Reset Time
C1 (Standard Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{13.5}{1 - M^2} \right)$
C2 (Very Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( \frac{13.5}{M - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{47.3}{1 - M^2} \right)$
C3 (Extremely Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( \frac{80}{M^2 - 1} \right)$ $T_p = TD \cdot \left( \frac{120}{M - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{80}{1 - M^2} \right)$
C4 (Long-Time Inverse)		$T_r = TD \cdot \left( \frac{120}{1 - M} \right)$
C5 (Short-Time Inverse)	$T_p = TD \cdot \left( \frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right)$	$T_r = TD \cdot \left( \frac{4.85}{1 - M^2} \right)$

**Tabla 4.8 Curvas europeas tipo IEC**



## 4.8.2 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEOS

El SEL -451 calcula los elementos de sobrecorriente instantáneos de fase (P) y residual (G, suma vectorial de IA, IB y IC), y de secuencia negativa (Q) cantidades. Cuatro niveles de elementos instantáneos están disponibles nombrado como 50P1- 50P4, de fase; 50Q1-50Q4, de secuencia negativa; y 50G1-50G4, de corriente residual.

Setting	Description	Range	Default (5 A)
<b>Phase Instantaneous Overcurrent Elements</b>			
E50P	Phase Inst./Def.-Time O/C Elements	N, 1-4	1
50P1P	Level 1 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	15.00
50P2P	Level 2 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50P3P	Level 3 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50P4P	Level 4 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF

**Tabla 4.9 Elementos instantáneos de fase**

Setting	Description	Range	Default (5 A)
<b>Negative-Sequence Instantaneous Overcurrent Elements</b>			
E50Q	Neg.-Seq. Inst./Def.-Time O/C Elements	N, 1-4	N
50Q1P	Level 1 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50Q2P	Level 2 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50Q3P	Level 3 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50Q4P	Level 4 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF

**Tabla 4.10 Elementos secuencia negativa**

Setting	Description	Range	Default (5 A)
<b>Residual Ground Instantaneous Overcurrent Elements</b>			
E50G	Residual Ground Inst./Def.-Time O/C Elements	N, 1-4	N
50G1P	Level 1 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50G2P	Level 2 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50G3P	Level 3 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF
50G4P	Level 4 Pickup (A)	OFF, (0.05-20) • I <sub>NOM</sub>	OFF

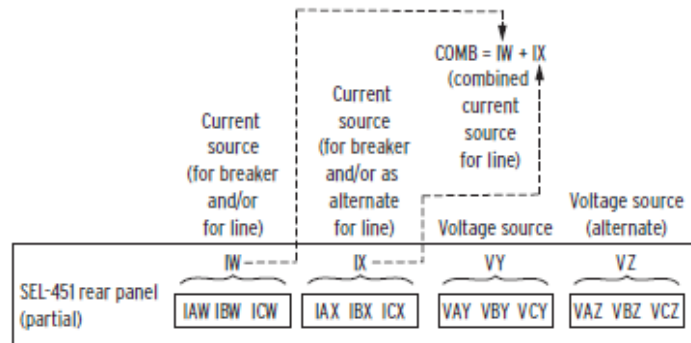
**Tabla 4.11 Elementos de corriente residual**



Estos elementos de sobrecorriente siempre operan sobre la corriente de línea (corriente W terminal o la suma de las corrientes de terminales W y X) de acuerdo con la LINEI ajuste (línea Fuente de corriente).

El SEL -451 tiene dos juegos de entradas trifásicas de corriente (IW y IX) y dos conjuntos de entradas de tensión trifásica (VY y VZ), como se muestra en la Figura 4.15

Las corrientes IW y IX también se combinan internamente ( $COMB = IW + IX$ ) en un función de cada fase y puesta a disposición como la opción actual línea de protección, medición.



**Figura 4.15 Devanados de corriente y voltaje**





## 5. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

### 5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN PENSADOR MEXICANO

La subestación Pensador Mexicano es una subestación de transmisión que está ubicada en la delegación Cuauhtémoc en el Centro Histórico del Distrito Federal, y suministra el servicio de energía eléctrica a importantes edificios de nuestra ciudad como es el Palacio Nacional, Palacio de las Bellas Artes, Correo Mayor, Senado de la Republica, Banco Nacional de México, entre otras importantes dependencias.

La subestación es de 230kV a 23 kV, con 3 transformadores de una capacidad de 60 MVA's con relación de transformación de 230/23kV, 2 cables de potencia de 230kV que se enlazan con las subestación Merced y Kilómetro Cero. La subestación alimenta a 14 alimentadores de 23 kV.

Cables de Potencia de 230kV:

PEN-93080-MER: Cable Pensador

PEN-93070-KCR: Cable Merced 2

Alimentadores de 23kV:

RED-51: PEN-53080

RED-52: PEN-53090

RED-53: PEN-53105

RED-54: PEN-53115

RED-55: PEN-53125

RED-56: PEN-53135

PEN-22: PEN-53070

RED-71: PEN-53005

RED-72: PEN-53015

RED-73: PEN-53025

RED-74: PEN-53035

RED-75: PEN-53045

RED-76: PEN-53055

PEN-21: PEN-53065

Transformadores:

PEN-T01

230/23Kv

36/45/60 MVA

Impedancia: 17.5% a base de 60 MVA

Año de fabricación: 1970

Conexión: estrella-estrella sólidamente aterrizado.

Nivel de corto circuito:



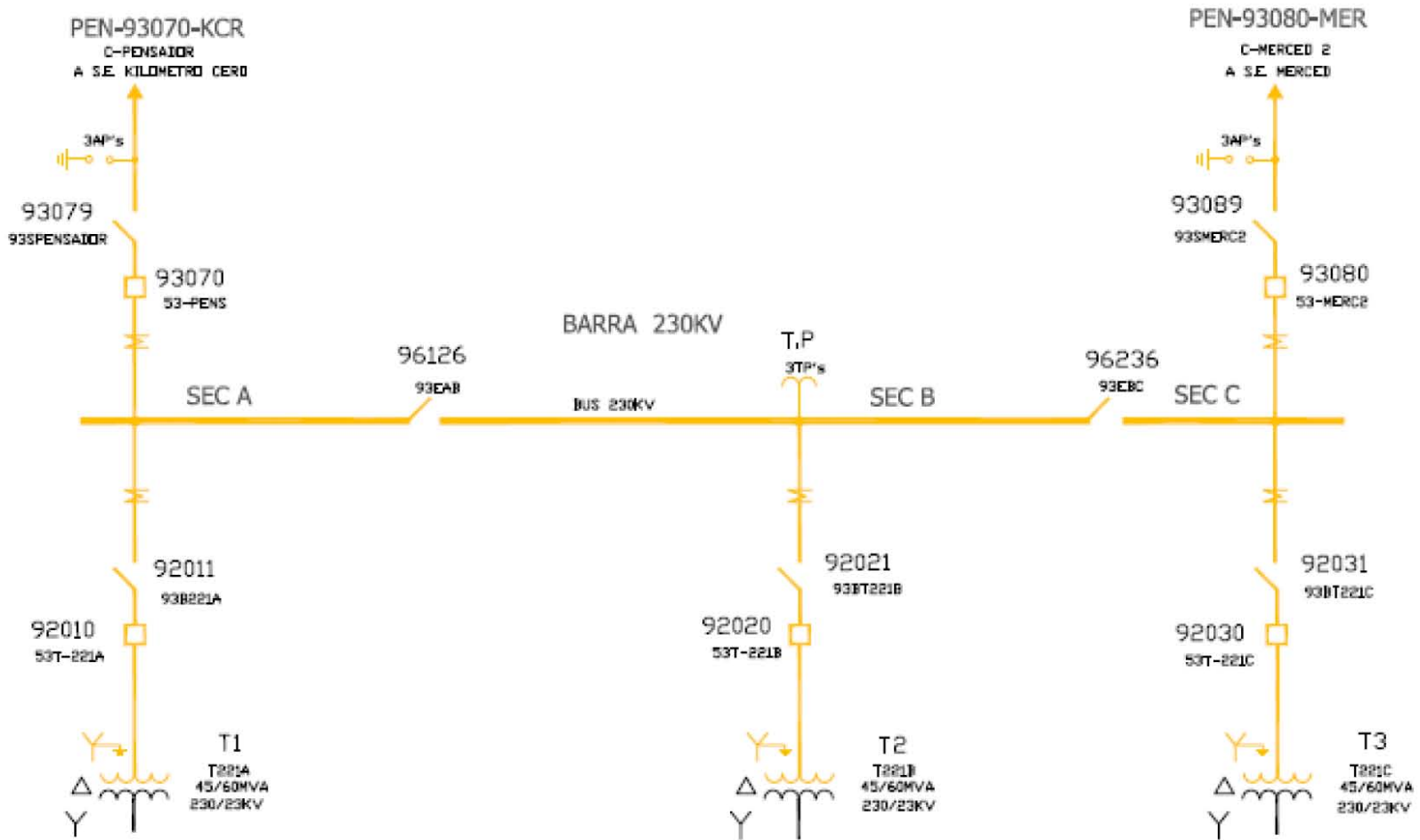
En 230 kV se tiene un nivel de cortocircuito trifásico de 37, 703 A y monofásico de 36, 776 A.

En 23 kV en valor de corto circuito trifásico es de 9,164 A y monofásico de 8,794 A.

## **5.2 DIAGRAMA UNIFILAR**

El arreglo de la subestación en 230 kV es barra sencilla la cual tiene dos cuchillas de operación con carga que secciona el bus. En 23 kV el arreglo es de doble barra con doble interruptor; se tienen 4 buses de 23 kV. Los transformadores T-01 y T-03 son los que alimentan la carga y el transformador T-02 se encuentra como reserva en vacío, se tiene implementada la lógica de transferencia de carga, en la que al ocurrir una falla en alguno de los otros transformadores, se transfiere la carga del transformador fallado al transformador T-02 cerrando sus interruptores propios de 23 kV. La figura 5.1 y 5.2 muestra el diagrama unifilar de la Subestación.

Figura 5.1 Diagrama unifilar de 230 kV



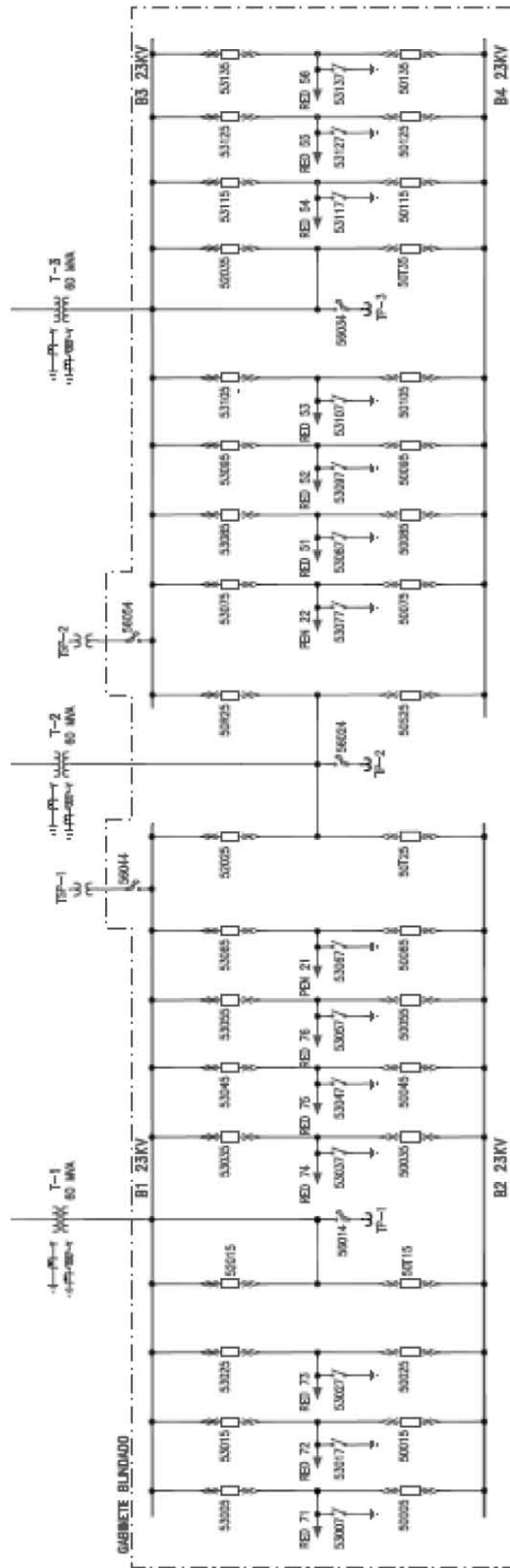


Figura 5.2 Diagrama unifilar de 23 kV

### 5.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL BANCO T-01 (T221-A)

De acuerdo a la capacidad del transformador y a sus características, el esquema de protección del banco se conformara de la siguiente forma (Figura 5.3):

1. Protección diferencial de transformador 87T, que se programara en el relevador SEL-387E.
2. Protección de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada 50/51H del lado de alta del transformador, que se programara en el relevador SEL-451.
3. Protección de sobrecorriente de fases 51L del lado de baja del transformador que se programara en el relevador SEL-351A.
4. Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTH del lado de alta del transformador, que se programa en el relevador SEL-387E.
5. Protección de sobrecorriente de tiempo del neutro 51NTL del lado de baja del transformador, que se programa en el relevador SEL-451.
6. Disparo mecánicos del transformador 63P (Buchholz), 49T (Alta temperatura), Sistema contra incendios también se programaran en los relevadores para tener un registro de alarma y disparo.

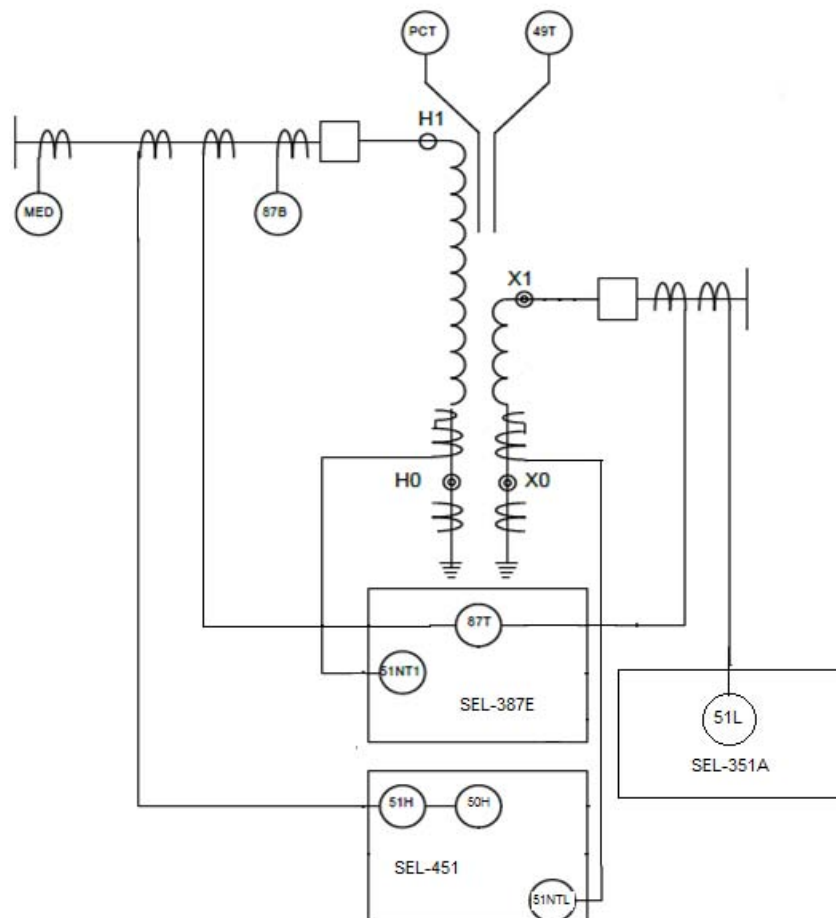


Figura 5.3 Esquema de protección del banco de 230/23 KV

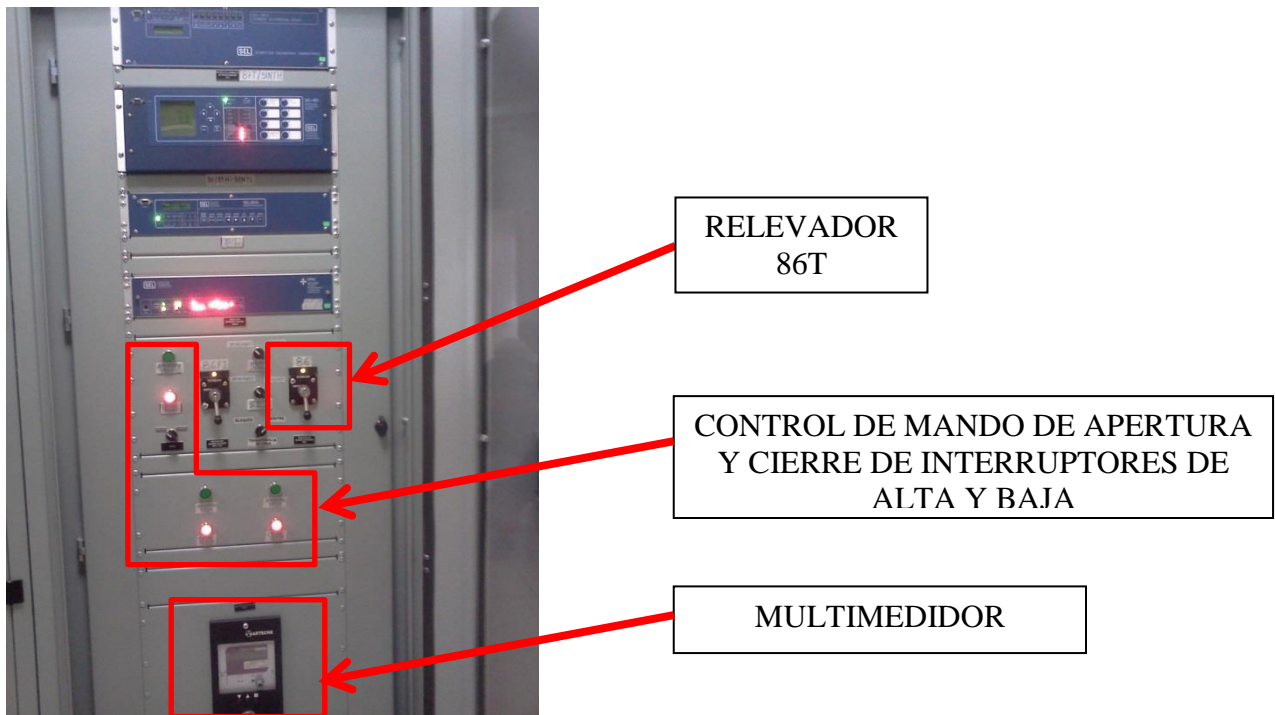
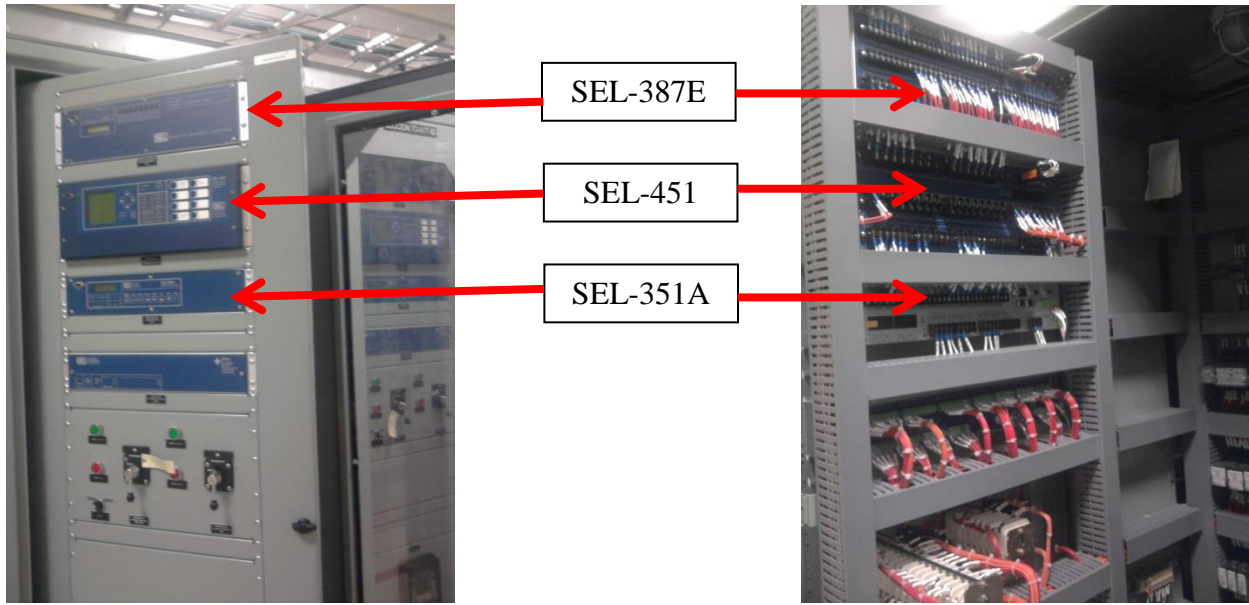


Figura 5.4 Relevadores digitales del esquema de protección del transformador



## **5.4 DESCRIPCIÓN DE LOS RELEVADORES DEL TRANSFORMADOR**

### **5.4.1 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 el transformador de potencia o aquellas fallas que se presentan dentro de su zona de protección diferencial.

La diferencial 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 (230 kV) y los TC's de baja tensión (23 kV).

Cuando ocurra una falla dentro de la zona de protección, operará el relevador 87T, operando a la vez los relevadores 86-T del banco, el cual mandará señal de disparo al interruptor de 230 kV del banco y al interruptor de 23 kV del propio banco, al mismo tiempo bloqueará el cierre de los interruptores de 230 kV y 23 kV del banco; para eliminar este bloqueo será necesario restablecer el 86-T.

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 proporcione en su secundario la misma corriente. Las corrientes que salen de los TC's son comparadas al pasar a través del 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.

#### **5.4.1.1 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 no exista falla interna.



## **5.4.2 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, éste a su vez mandará señal de disparo al interruptor de 230 kV así como al interruptor de 23 kV del propio banco, al mismo tiempo bloqueará el cierre de estos interruptores; para eliminar este bloqueo será necesario restablecer el relevador 86T

Si opera el elemento de tiempo, manda señal de disparo al interruptor de 230 kV, así como al interruptor de 23 kV del propio banco. Esta función es para la sobrecarga del transformador, por tal razón, no activa el relevador 86T, porque no existe falla interna en el transformador, sino que tan solo se abren los interruptores liberando la carga que se alimentaba.

### **5.4.2.1 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.

## **5.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR 51L**

La protección 51L está conectada en los TC's del lado de baja del transformador. Este relevador operara cuando halla fallas entre fases en el lado de 23kV, mandando a abrir los interruptores de 230kV y de 23kV.

### **5.4.3.1 COMPROMISOS DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN 51L**

- a) Debe permitir operar primero a protecciones primarias del banco y 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.





#### **5.4.4 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 ocurran fallas a tierra en 230 kV operará el relevador 51NTH, que mandará disparo directamente al interruptor de 230 kV y 23 kV del propio banco.

La protección 51NTL está conectada en el neutro, X0, de los transformadores de corriente del propio banco.

Cuando ocurran fallas a tierra en 23 kV operará el relevador 51NTL, que mandará disparo directamente al interruptor de 230 kV y 23 kV del propio banco.

##### **5.4.4.1 COMPROMISOS DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR 51NTH Y 51NTL.**

51NT-H 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.

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

- 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.



## 6. COORDINACION DE PROTECCIONES

### 6.1 CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 87T

- a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.
- b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TCs 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 a niveles altos de corrientes.
- d) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de inrush.
- e) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 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.

### 6.2 CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 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 inversas 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.



### **6.3 CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION 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.

### **6.4 CRITERIOS DE AJUSTES PARA LA FUNCION 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).

### **6.5 CRITERIOS DE AJUSTES PARA LA FUNCION 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.

- El tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.
- 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).

## 6.6 CALCULOS DE AJUSTES PARA LA FUNCION 87T

Se debe determinar la corriente nominal del transformador en el lado de 230kV.

$$I_H = \frac{MVA}{\sqrt{3}KV} = \frac{60000000}{\sqrt{3} * 230000} = 150.6131 A$$

La relación de transformación del transformador de corriente (RTC) es de 800:5 ó 40:1, por lo que la corriente secundaria en 230 kV es:

$$I_H = \frac{150.61}{RTC} = \frac{150.61}{40} = 3.7652 A$$

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

$$I_X = \frac{MVA}{\sqrt{3}KV} = \frac{60000000}{\sqrt{3} * 23000} = 1506.131 A$$

La relación de transformación del transformador de corriente (RTC) es de 1600:5 ó 320:1, por lo que la corriente secundaria en 23 kV es:

$$I_H = \frac{1506.131}{RTC} = \frac{1506.131}{320} = 4.7066 A$$

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 37.65 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-387E 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:

$$U87P = \frac{37.65}{TAP_{MIN}} = \frac{37.65}{3.765} = 10$$

Los ajustes TAP1 y TAP2 en el relevador SEL-387E son:

**TAP1 = 3.76**

**TAP2 = 4.7**

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

$$I_H = 0.3 \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV * RTC} = 0.3 \frac{60000000}{\sqrt{3} * 230000 * 40} = 1.13 A$$

El valor de pick up es 1.13 A, el ajuste se 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 0.226.

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

**O87P = 0.3**

El ajuste de las pendientes SLP1 y SLP2, los criterios de ajuste recomienda que sea del 30% y 60% respectivamente.

El valor de SLP1 se calcula de la siguiente forma:

$$SLP1 = O87P * \frac{100}{IRT} = 0.3 \frac{100}{IRT} = 30 \%$$

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

Por lo tanto los ajustes se programaran 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 en la tabla 6.1 se muestra un resumen de cómo va a ser la programación de ajustes para la función 87T en el relevador SEL-387E:

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
RID	87T T221A	<i>Identificación del relevador</i>
TID	S.E. PENSADOR MEXICANO	<i>Nombre de la subestación</i>
E87	Y	<i>Habilitación de la función 87T en el relevador</i>
W1CT	Y	<i>Tipo de conexión del devanado 1 del transformador (Y = estrella, D = Delta)</i>
W2CT	Y	<i>Tipo de conexión del devanado 2 del transformador (Y = estrella, D = Delta)</i>
CTR1	40	<i>Relación de los TC's del lado de alta del transformador</i>
CTR2	320	<i>Relación de los TC's del lado de baja del transformador</i>
CTRN1	120	<i>Relación de los TC's del neutro de alta del transformador</i>
CTRN2	120	<i>Relación de los TC's del neutro de baja del transformador</i>
MVA	60	<i>Potencia nominal del transformador</i>
ICOM	Y	<i>Este ajuste es para realizar alguna compensación por desfase angular en el transformador</i>
W1CTC	12	<i>Ajuste de compensación para desfase angular en el devanado de alta del transformador</i>
W2CTC	12	<i>Ajuste de compensación para desfase angular en el devanado de baja del transformador</i>
VWDG1	230	<i>Voltaje entre fases del devanado de alta del transformador</i>
VWDG2	23	<i>Voltaje entre fases del devanado de baja del transformador</i>
TAP1	3.76	<i>Valor de corriente nominal del transformador en lado de alta</i>



TAP2	4.7	Valor de corriente nominal del transformador en lado de baja
O87P	0.3	Pick up de la unidad diferencial porcentual
SLP1	30	Valor de primera pendiente
SLP2	60	Valor de segunda pendiente
IRS1	3	Valor en que termina la primer pendiente y comienza la segunda
U87P	10	Pick up de la unidad diferencial instantánea
PCT2	15	Bloqueo de operación, si la segunda armónica está sobre el 15 por ciento
PCT5	35	Bloqueo de operación, si la segunda armónica está sobre el 35 por ciento

**Tabla 6.1 Ajustes de protección para la función 87T**

### 6.7 CALCULO DE AJUSTES PARA LA FUNCION 50H-51H

La función 50H debe de 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.

$$50_H = \frac{10 * I_H}{RTC} = \frac{10 * 150.61}{40} = \frac{1506.1}{40} = 37.652 A$$

En el relevador SEL-451 el ajuste del 50H es de la siguiente forma:

$$50P1P = 37.65$$

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

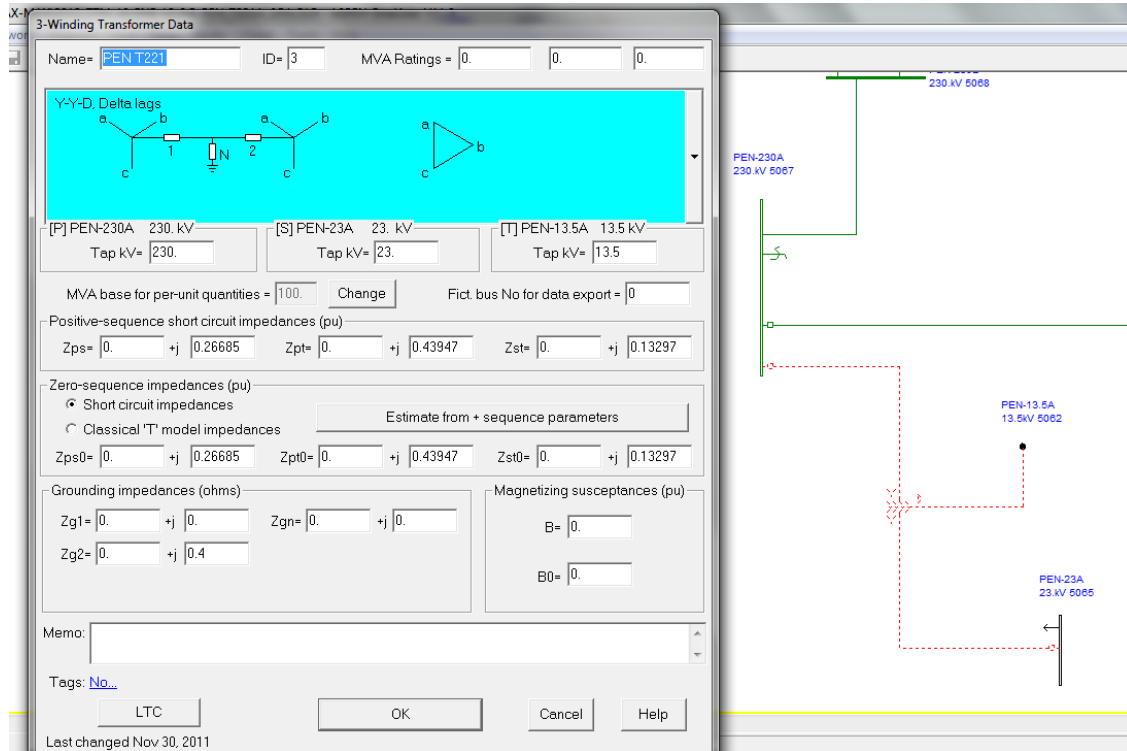
$$I_H = 2.2 \frac{MVA_{OA}}{\sqrt{3} * KV * RTC} = 2.2 \frac{36000000}{\sqrt{3} * 230000 * 40} = 4.97 A$$

La recomendación que hacen los criterios es que se use una curva muy inversa, por lo que de acuerdo a las curvas que utiliza el relevador SEL-451, se seleccionara una curva tipo U3.

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.



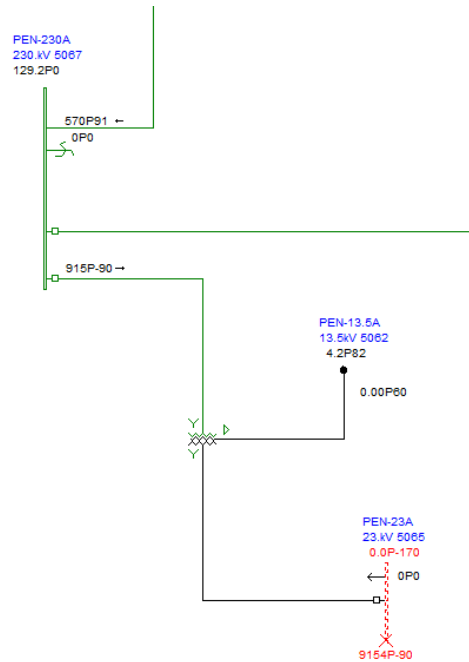
Para determinar estos valores de tiempo debemos de utilizar el software ASPEN, en donde tenemos simulados los parámetros del transformador.



**Figura 6.1 Programa ASPEN para la coordinación de ajustes**

De acuerdo al programa ASPEN, la falla trifásica en el bus de baja tensión del transformador es de 9154 A como se muestra en la figura 6.2.

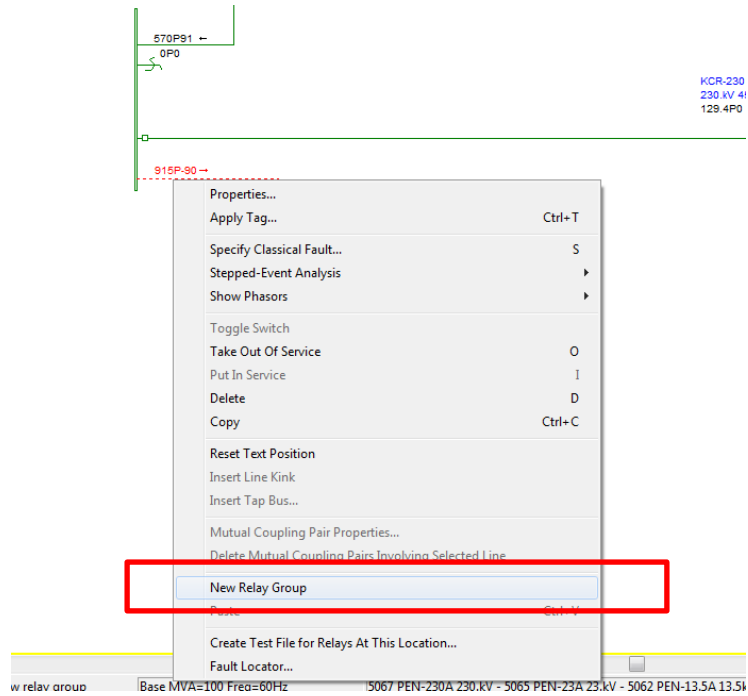




**Figura 6.2 Simulación de falla en el bus de 23 kV de la Subestación Pensador**

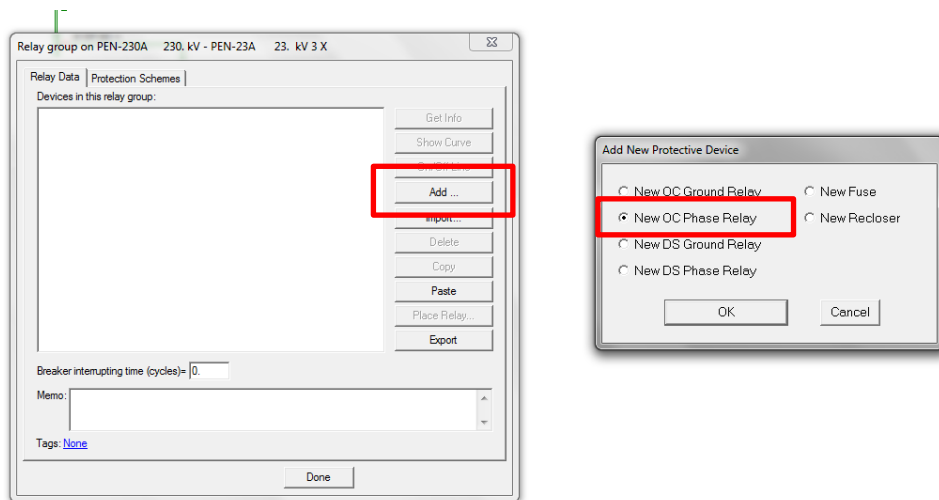
En el programa ASPEN tenemos que cargar el relevador de sobrecorriente con el pick up y curva que calculamos anteriormente, de esta forma vamos a determinar el dial o palanca que debe de tener la función 51H de acuerdo al valor de falla trifásica en 23kV y los tiempos que recomiendan los criterios de ajuste.

Para cargar el relevador 51H damos click derecho sobre el transformador y seleccionamos la opción NEW RELAY GROUP



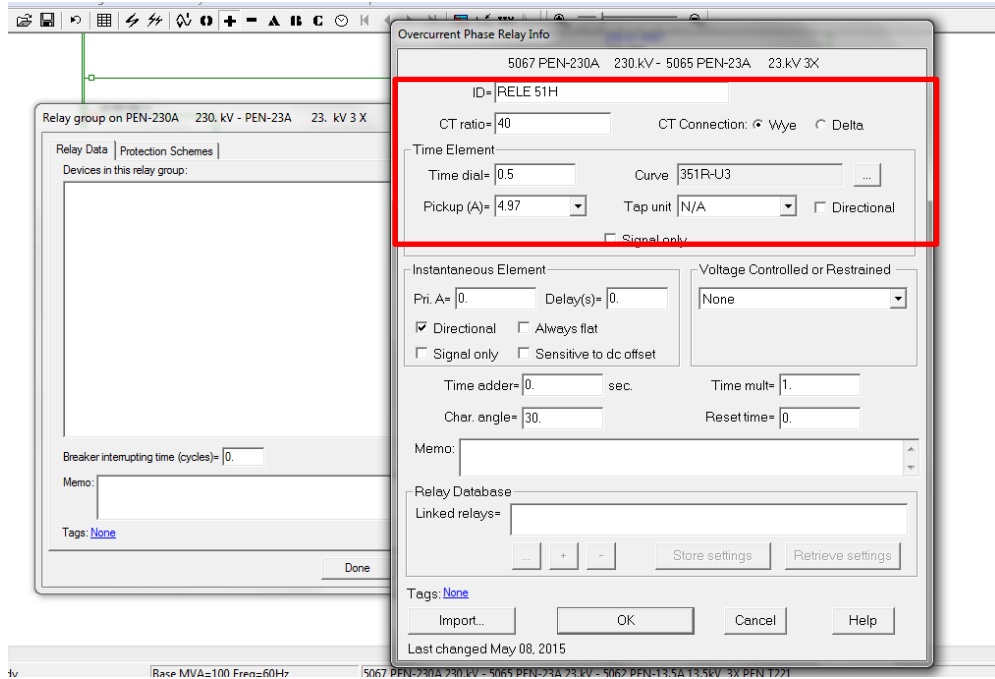
**Figura 6.3 Creación de un nuevo grupo de relevadores**

Posteriormente en la pantalla que se despliega, escogemos la opción de ADD y después NEW OC PHASE RELAY



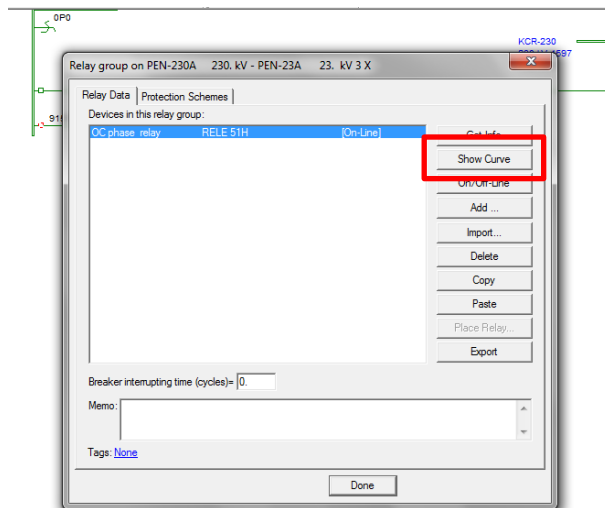
**Figura 6.4 Creación de un relevador de sobrecorriente de fase**

En la figura 6.5 se muestra cómo vamos a configurar la identificación del relevador, relación de corriente del TC, pick up, curva y vamos a elegir un valor de dial para verificar con la falla trifásica en baja tensión cual es el tiempo de operación del relevador, en este caso seleccionamos un dial de 0.5.



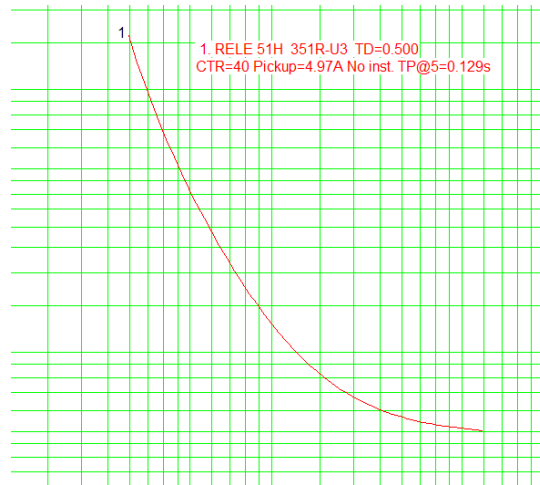
**Figura 6.5 Carga de Ajustes para la función de sobrecorriente de fases**

Terminando de cargar el relevador nos regresa a la ventana inicial, en esta parte escogemos la opción de SHOW CURVE para visualizar la curva que tiene el relevador con los parámetros que seleccionamos.



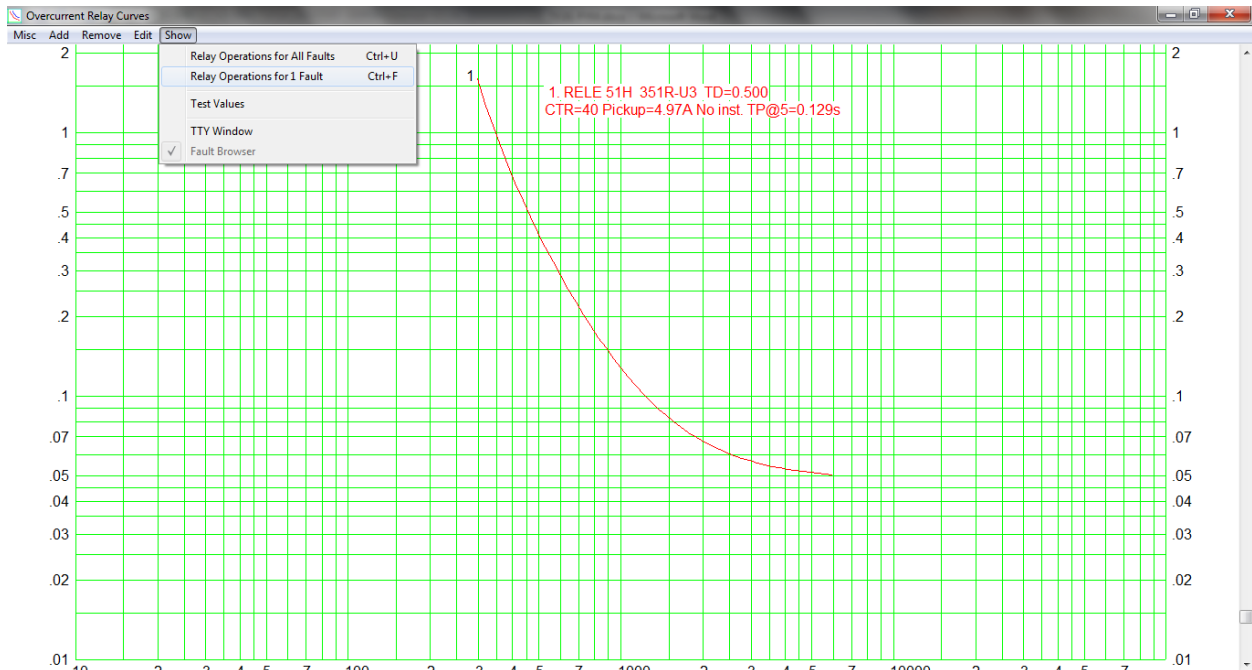
**Figura 6.6 Muestra de la curva de operación de la función de sobrecorriente de fase**

En la pantalla que se abre podemos ver la curva característica del relevador 51H y podemos visualizar el tiempo de operación para el tipo de falla que simulamos.



**Figura 6.7** Curva característica propuesta para la función 51H

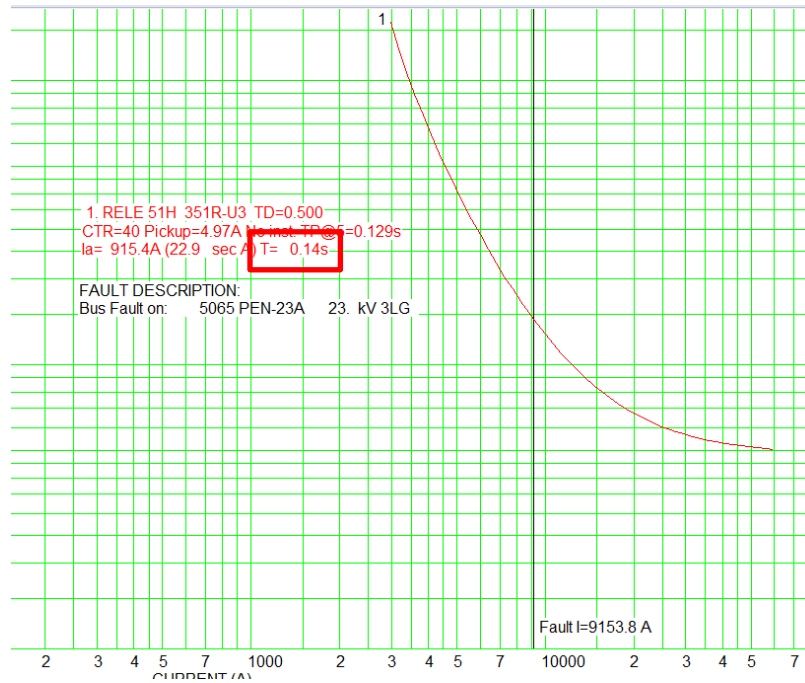
Para graficar la falla, en la parte del menú superior seleccionamos la opción SHOW y posteriormente RELAY OPERATIONS FOR 1 FAULT como se muestra en la figura 6.8.



**Figura 6.8**

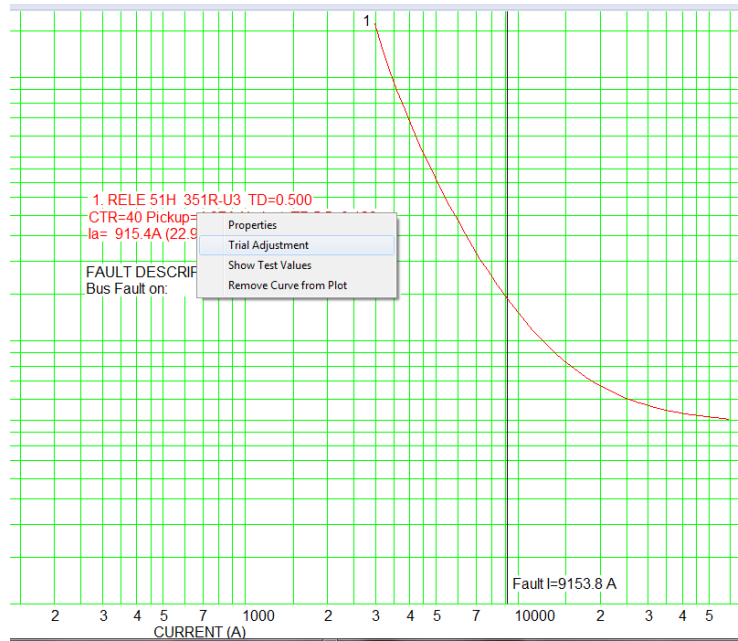


Ahora podemos visualizar el tiempo de operación del 51H con el dial que seleccionamos, el cual es de 0.14 segundos.



**Figura 6.9 Tiempo de operación de la función de sobrecorriente de fase 51H**

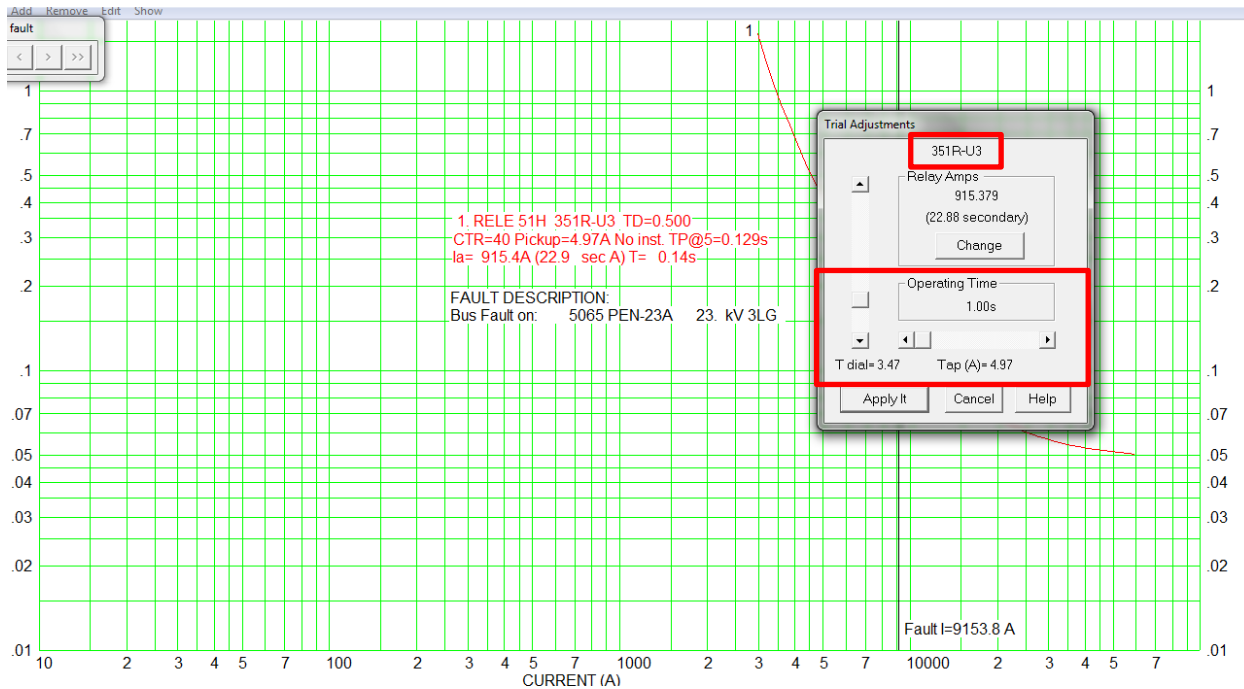
Para este tipo de falla el relevador debe de operar entre 800 milisegundos y 1 segundo, por lo que tenemos que ajustar el dial, esto lo hacemos dando click derecho sobre las letras rojas que describen las características del relevador y seleccionamos TRIAL DIAL ADJUSTEMENT



**Figura 6.10 Configuración de la palanca para la función 51H**

Posteriormente la ventana que se abre nos permite bajar o subir el dial y nos muestra el tiempo de operación del relevador para la falla simulada. Vamos a empezar a subir el dial para que el relevador tenga un tiempo de operación de 1 segundo para esta falla.

El programa nos muestra que el dial que debemos elegir es de 3.47 para un tiempo de operación de 1 segundo cuando se presente una falla trifásica en el bus de 23kV del transformador.



**Figura 6.11 Configuración final de ajustes en el software ASPEN para la función 51H**

Con esto se finaliza el cálculo de los ajustes para la función 51H, quedando de la siguiente manera para programarse en el relevador SEL-451

**51S1P = 4.97 (PICK UP)**  
**51S1C = U3 (CURVA)**  
**51S1TD = 3.47 (DIAL)**

A continuación se muestra un resumen de cómo va a ser la programación de ajustes para la función 50H-51H en el relevador SEL-451:

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
CTRW	40	<i>RTC de los TC's del lado de alta</i>
CTRX	120	<i>RTC del neutro de baja del transformador</i>
PTRY	1200	<i>Relación de transformación del voltaje de los TP de 230kV</i>
VNOMY	230	<i>Voltaje nominal en kV</i>
E50P	1	<i>Habilitación de la función de sobrecorriente instantánea 50H</i>
E51S	2	<i>Habilitación de la función de sobrecorriente temporizada del lado de alta y del neutro de baja del transformador 51H y 51NTL</i>



50P1P	37.65	<i>Pick up de la función 50H</i>
51S1O	IMAXL	<i>Corriente que va a sensar y con la cual va a operar la función 51H. Es la corriente máxima total del TC</i>
51S1P	4.97	<i>Valor de pick up de la función 51H</i>
51S1C	U3	<i>Curva característica de la función 51H</i>
51S1TD	3.47	<i>Dial o palanca de la función 51H</i>

**Tabla 6.2 Ajustes y configuración de la función 51H en el Relevador SEL-451**

## **6.8 CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 51NTH**

Para realizar los ajustes de esta función, de igual forma vamos a auxiliarnos del programa ASPEN.

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.

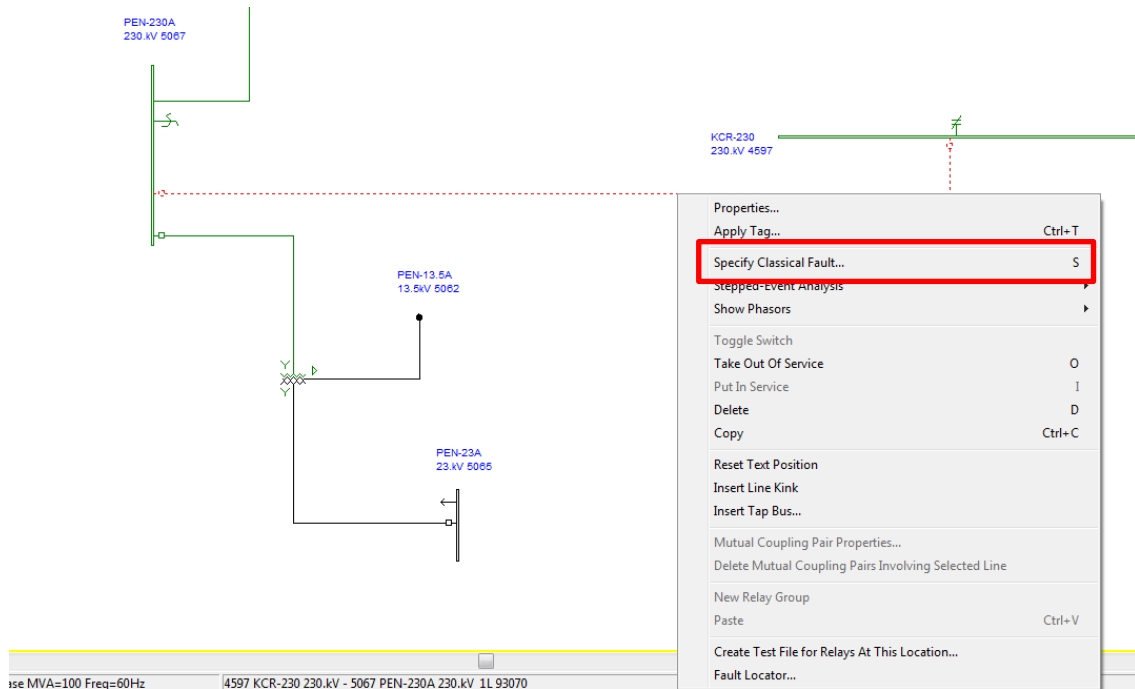
$$I_H = 0.25 \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV * RTC} = 0.25 \frac{60000000}{\sqrt{3} * 230000 * 120} = 0.313 A$$

En el ASPEN simularemos una falla en la línea más larga que sale de la subestación con el interruptor remoto abierto para verificar la aportación que tiene el transformador a la falla.

La línea en la cual simulamos la falla es el cable de potencia PEN-93070-KCR.

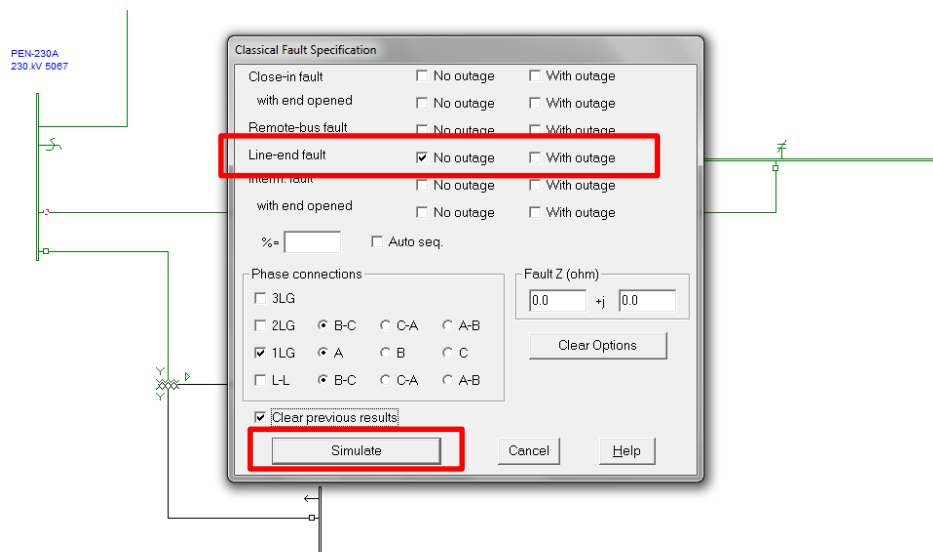
Esto se realiza dando click derecho sobre el cable de potencia desde la subestación Pensador y seleccionamos la opción SPECIFY CLASSICAL FAULT





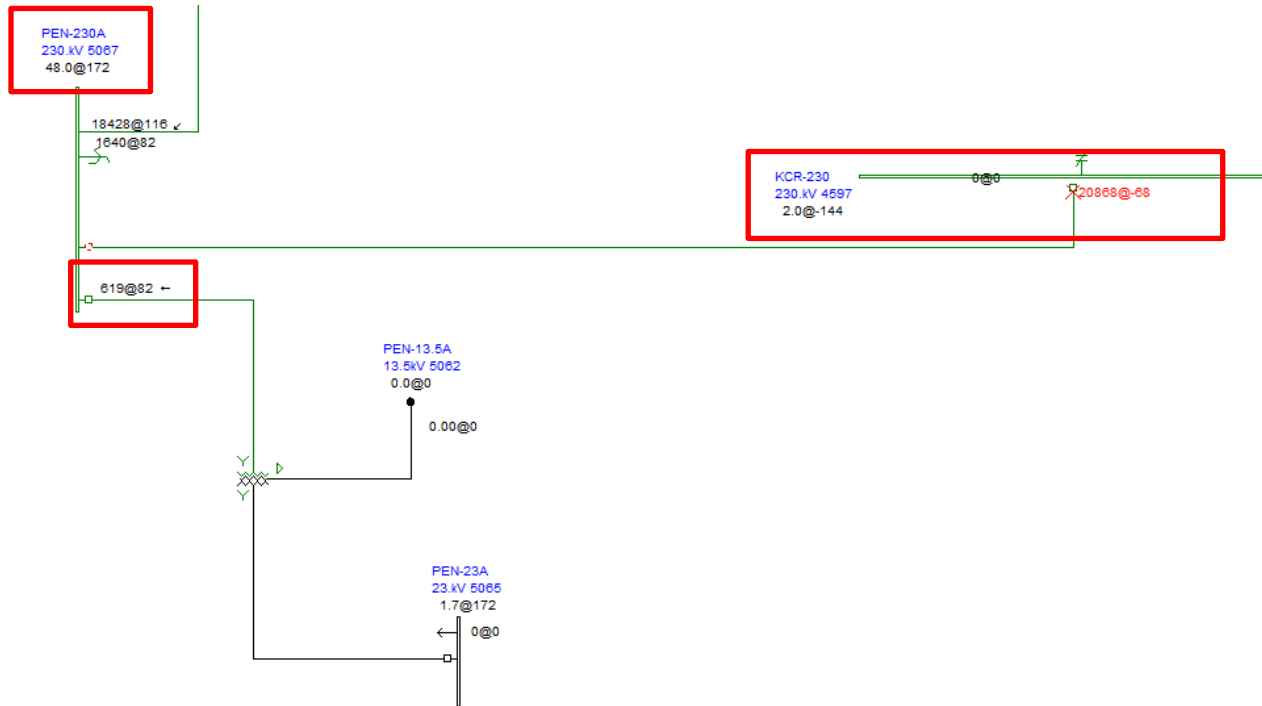
**Figura 6.12 Simulación de falla para el cálculo de la función 51NTH**

En la ventana que se abre, nos muestra todos los tipos de falla que podemos simular sobre el cable; para calcular este ajuste la que nos interesa es la LINE-END FAULT. La seleccionamos con la opción NO OUTAGE, que significa que la estamos escogiendo sin ningún tipo de contingencia, es decir, que no existen otro tipo de fallas a la vez. Por ultimo damos click en SIMULATE.



**Figura 6.13 Selección de la falla a simular para la función 51NTH**

Nos regresa a la pantalla donde tenemos dibujado el transformador y el cable de potencia PEN-93070-KCR y podemos visualizar la magnitud de la falla en el extremo remoto del cable la cual es de 20868 A, así como la aportación del transformador hacia la falla, la cual es de 619 A. Como se muestra en la figura 6.14.



**Figura 6.14 Aportación de corriente con la simulación de falla al final de la línea Pensador-Kilómetro Cero**

El 50% de la aportación de corriente del transformador de Pensador Mexicano hacia la falla en el cable de potencia PEN-93070-KCR es de 309.5.

Este valor de corriente entre la RTC del TC del neutro de alta del banco que es de 120, nos da un valor de 2.58 A. por lo tanto, como este valor es mayor al 25% de la capacidad del transformador, el valor de pick up del 51NTH es de 2.58 A.

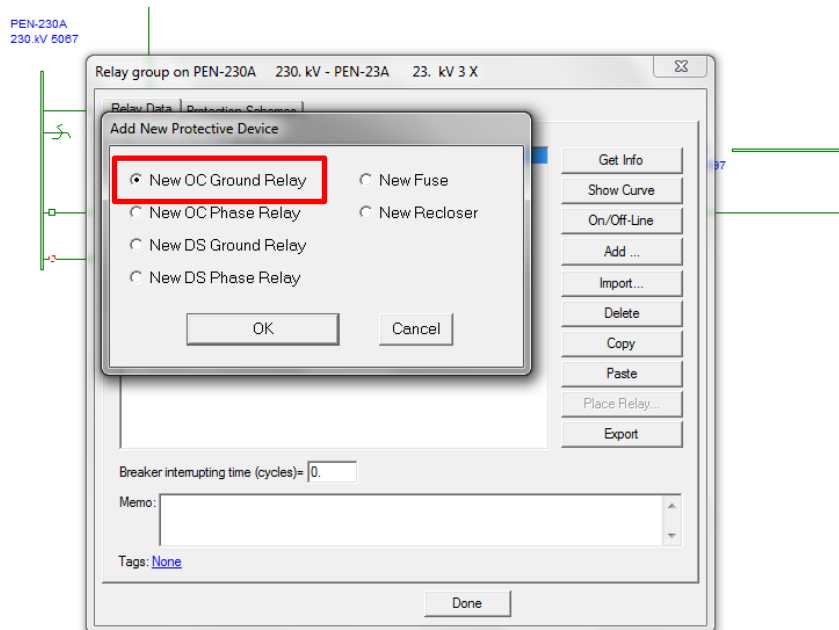
Esta función está configurada en el relevador SEL-387, por lo que el ajuste queda de la siguiente forma:

$$51NN2P = 2.3$$

Los criterios de ajustes nos indican que la función 51NTH debe de tener una curva inversa, por lo que el ajuste en el relevador es el siguiente:

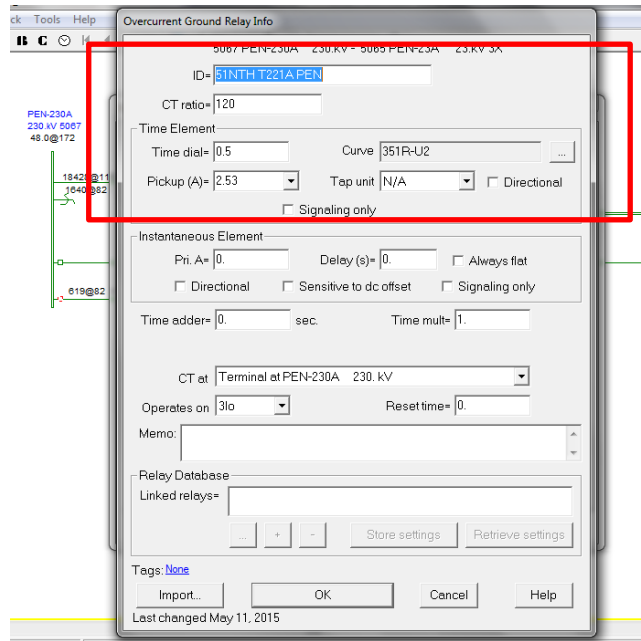
## 51NN2C = U2

Como lo vimos anteriormente, vamos a configurar el relevador 51NTH en el ASPEN. El relevador que vamos a seleccionar es el NEW OC GROUND RELAY



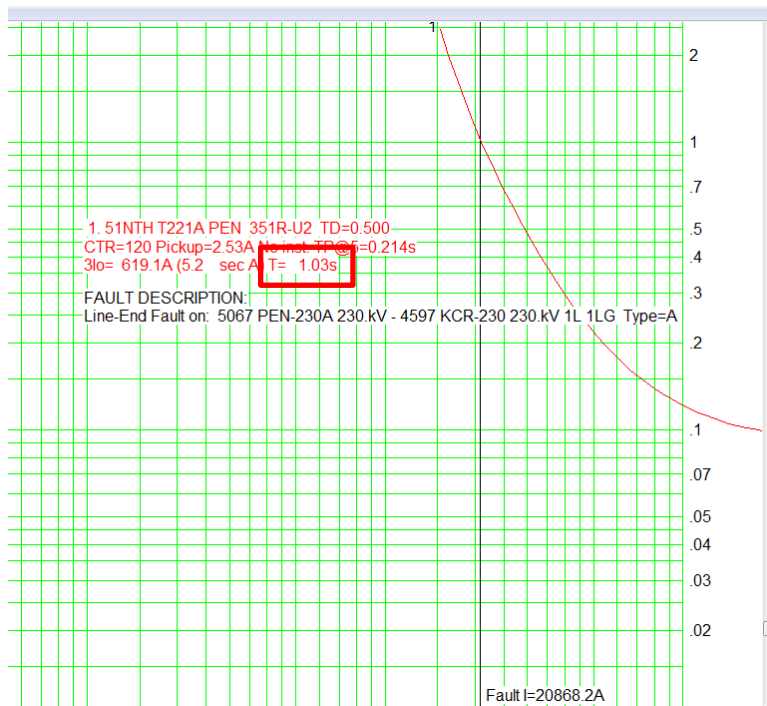
**Figura 6.15 Creación de un relevador de sobrecorriente de neutro**

Se ajustan los parámetros en el relevador que anteriormente habíamos calculado: pick up y curva. Seleccionamos un dial, por ejemplo 0.5 que es valor mínimo de dial, para verificar el tiempo de operación para el tipo de falla que simulamos, el cual debe de ser de 1 segundo.



**Figura 6.16 Pantalla de ajustes para un relevador de sobrecorriente de neutro**

Simulando la falla tipo LINE-END FAULT en el cable PEN-93070-KCR, verificamos el tiempo de operación de la función 51NTH.



**Figura 6.17 Tiempo de operación del 51NTH para una falla al final del cable PEN-93070-KCR**



Con estos ajustes se cumplen los tiempos de operación que nos indican los criterios de ajustes.

Con esto se finaliza el cálculo de los ajustes para la función 51NTH, quedando de la siguiente manera para programarse en el relevador SEL-387E

**51NN2P = 2.53 (PICK UP)**

**51NN2C = U2 (CURVA)**

**51NN2TD = 0.5 (DIAL)**

Enseguida se tiene un resumen de ajustes de la función 51NTH en el relevador SEL-387E, complementarios a los ajustes de la función 87T que anteriormente se habían configurado.

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
EOCN	Y	<i>Habilitación de la función de sobrecorriente temporizada en el devanado de neutro del relevador</i>
CTR N1	120	<i>Relación de los TC's del neutro de alta del transformador</i>
CTR N2	120	<i>Relación de los TC's del neutro de baja del transformador</i>
51NN2P	2.53	<i>Pick up de la función 51NTH</i>
51NN2C	U2	<i>Curva característica de la función 51NTH</i>
51NN2D	0.5	<i>Valor de dial para la función 51NTH</i>

**Tabla 6.3 Programación para la función 51NTH en el relevador SEL-387E**

## 6.9 CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 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:

$$I_L = 2.0 \frac{MVA_{OA}}{\sqrt{3} * KV * RTC} = 2.0 \frac{36000000}{\sqrt{3} * 23000 * 320} = 5.65 A$$

La curva que seleccionaremos para la función 51L es una curva del tipo muy inversa U3, es lo que nos recomiendan los criterios de ajustes.

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.



Configuración el relevador 51L en el programa ASPEN, esta vez lo debemos que configurar seleccionando el lado de baja del transformador y para verificar el tiempo de operación del relevador para este tipo de falla, seleccionamos el valor mínimo de dial.

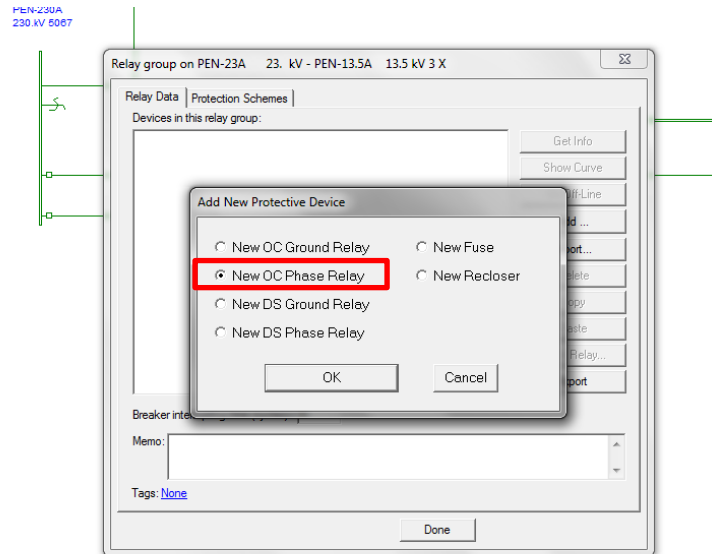


Figura 6.18 Creación del relevador 51L en el software ASPEN

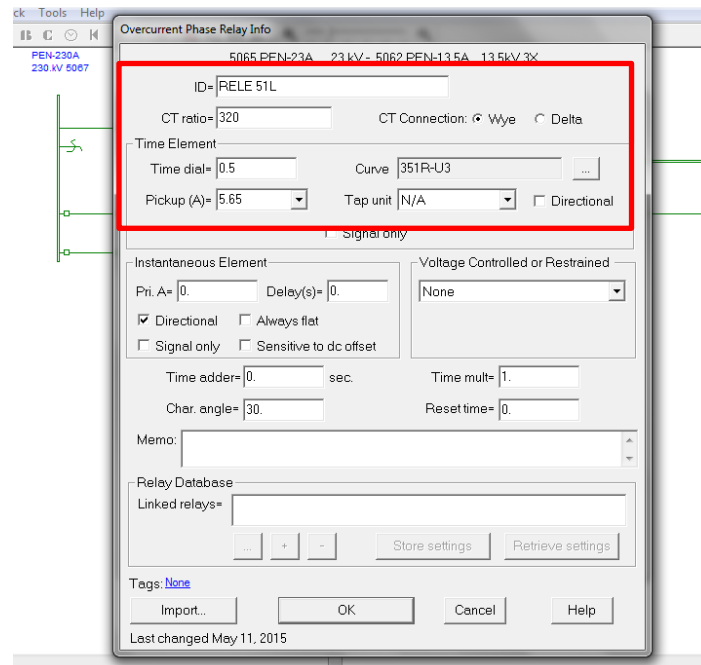
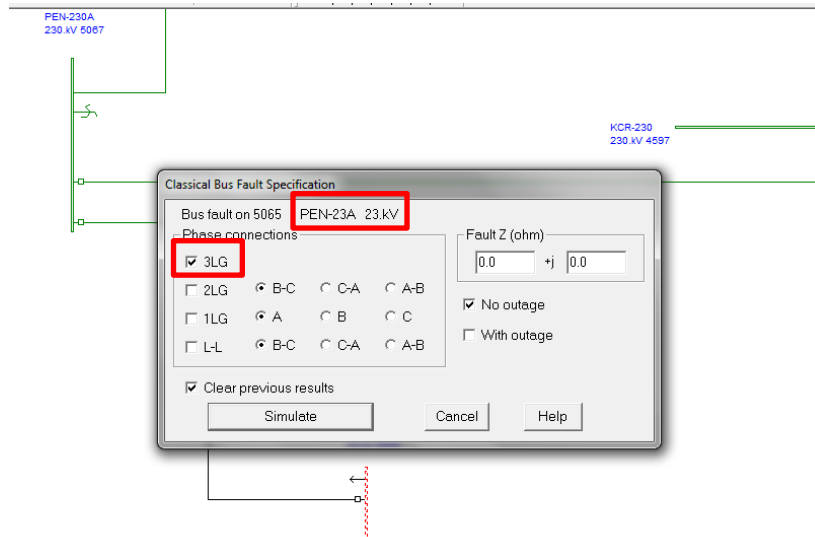


Figura 6.19 Pantalla de ajustes para la función 51L

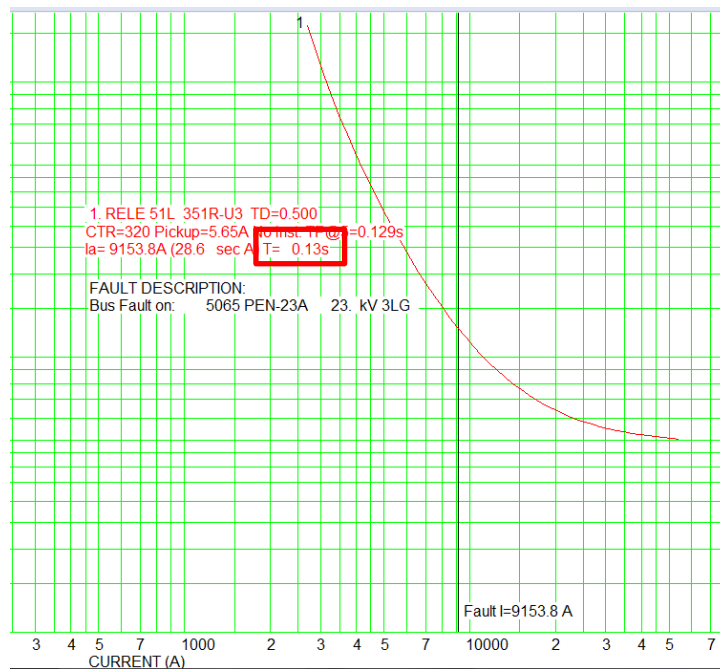


Una vez que configuramos el relevador 51L en el ASPEN, simulamos la falla trifásica en el bus de baja tensión.



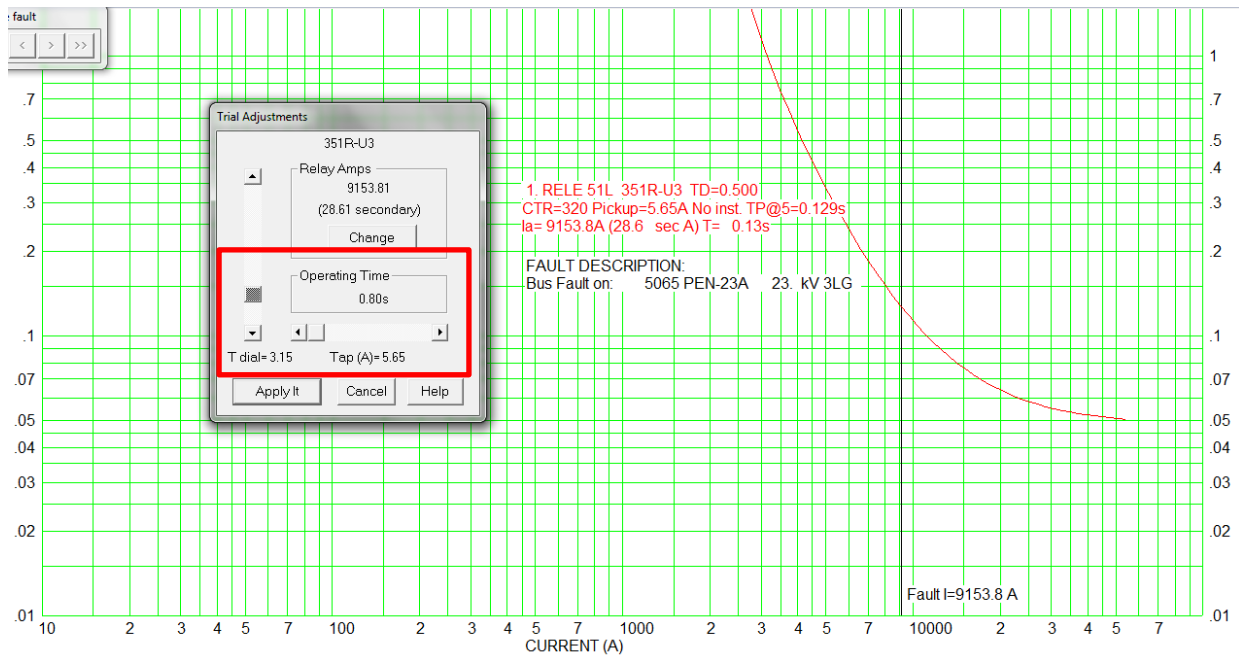
**Figura 6.20 Selección de falla para el cálculo del relevador 51L**

Para una falla trifásica en lado de 23kV, el relevador tiene un tiempo de operación de 0.13 segundos.



**Figura 6.21 Tiempo de operación de la función 51L con los ajustes iniciales**

Se tiene que aumentar el valor del dial para que el relevador opere en 800 milisegundos de acuerdo a lo indicado y como se observa en la figura 6.22.



**Figura 6.22**

Ajustando el valor de dial a 3.15, cumplimos con el tiempo de operación de 800 milisegundos.

Con esto se finaliza el cálculo de los ajustes para la función 51L, quedando de la siguiente manera para programarse en el relevador SEL-351.

**51PP = 5.65 (PICK UP)**  
**51PC = U3 (CURVA)**  
**51PTD = 3.15 (DIAL)**

A continuación se muestra un resumen de cómo va a ser la programación de ajustes para la función 51L en el relevador SEL-351:

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
RID	51FL T221-A	<i>Identificación del relevador</i>
TID	S.E. PENSADOR MEXICANO	<i>Identificación de la subestación</i>
CTR	320	<i>RTC de los TC's del lado de baja del transformador</i>
PTR	120	<i>Relación de transformación del voltaje de los TP de</i>





		23kV
VNOM	67	<i>Voltaje nominal secundario en el relevador</i>
E51P	1	<i>Habilitación de la función de sobrecorriente temporizada de fases del lado de baja del transformador 51L</i>
51PP	5.65	<i>Pick up de la función 51L</i>
51PC	U3	<i>Curva característica de la función 51L</i>
51PTD	3.15	<i>Dial o palanca de la función 51L</i>

**Tabla 6.4 Ajustes y programación de la función 51L en el relevador SEL-351**

### **6.10 CALCULO DE LOS AJUSTES PARA LA FUNCION 51NTL**

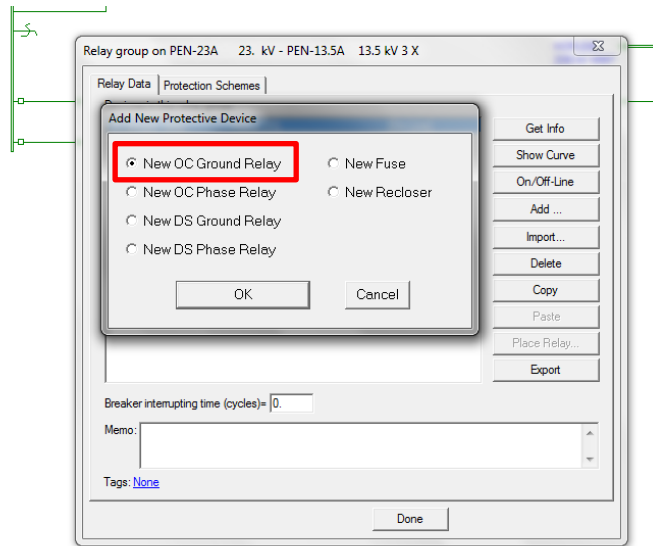
Conforme a los criterios de ajustes del relevador 51NTL para el cálculo del pick up, debemos de considerar el 30% de la capacidad máxima OA del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial.

$$I_L = 0.3 \frac{MVA_{OA}}{\sqrt{3} * KV * RTC} = 0.3 \frac{36000000}{\sqrt{3} * 23000 * 120} = 2.26 A$$

Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores, por lo que la curva debe ser U2.

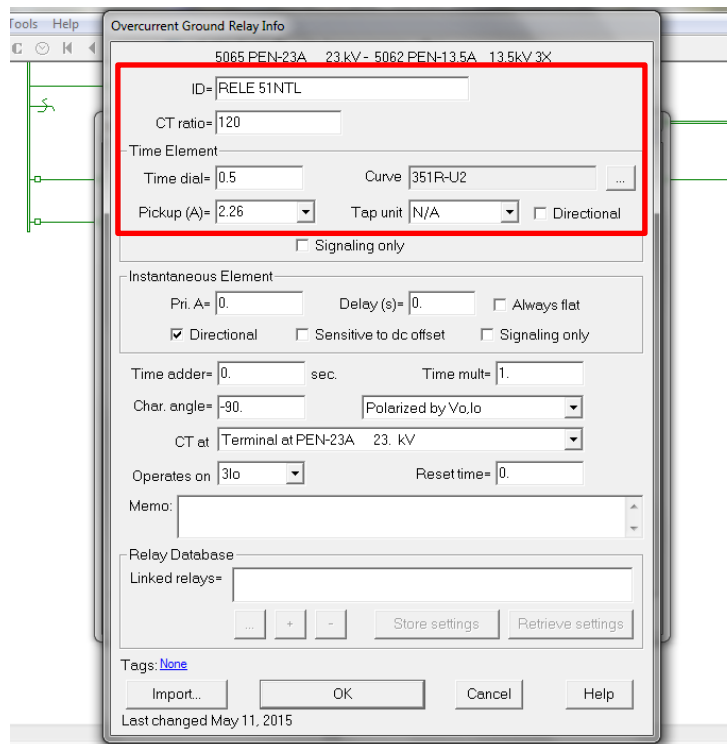
La palanca que debemos ocupar debe de permitir al relevador un tiempo de operación entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

El relevador debe ser del tipo NEW OC GROUND RELAY en el ASPEN:



**Figura 6.23 Pantalla de creación del relevador de sobrecorriente de neutro 51NTL**

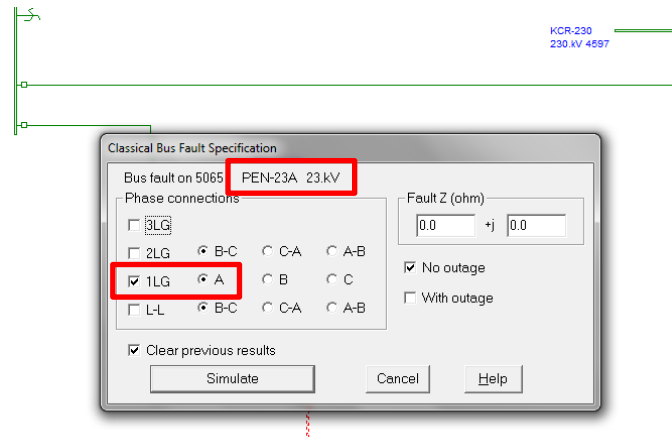
Los parámetros de la función 51NTL deben quedar configurados de la siguiente forma, con el valor de dial mínimo de 0.5:



**Figura 6.24 Ajustes iniciales para el relevador 51NTL**

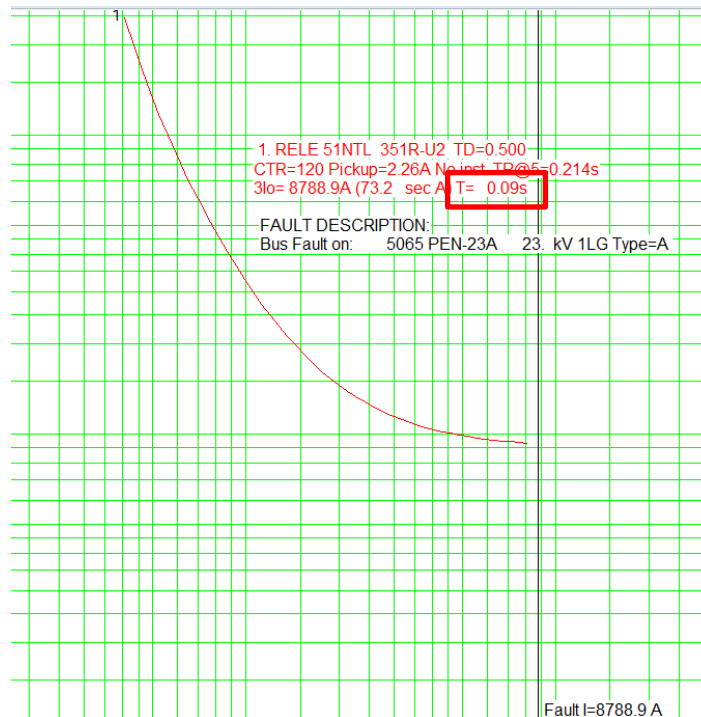


Una vez que configuramos el relevador, simulamos una falla monofásica en el lado de 23kV del transformador.



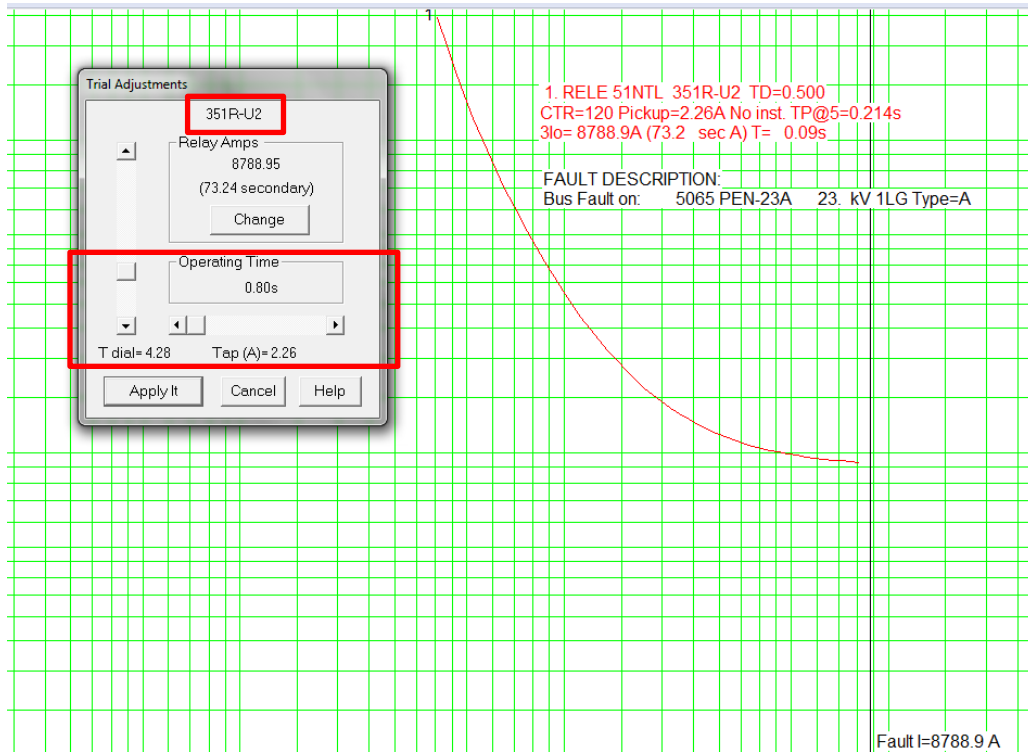
**Figura 6.25 Selección de falla monofásica en el bus de 23 kV para el cálculo de ajustes del relevador 51NTL**

Con los parámetros configurados, el relevador tiene casi una operación instantánea ante una falla monofásica en el bus de 23kV.



**Figura 6.26 Tiempo de operación con los ajustes iniciales del relevador 51NTL**

Reajustamos el valor del dial para que tenga un tiempo de operación de 800 milisegundos para una falla monofásica.



**Figura 6.27 Tiempo y curva de operación del relevador 51NTL para una falla monofásica en el bus de 23 kV**

Con un dial de 4.28 el tiempo de operación es de 800 milisegundos, con lo cual cumplimos con los criterios.

Con esto se finaliza el cálculo de los ajustes para la función 51NTL, quedando de la siguiente manera para programarse en el relevador SEL-451.

- 51S2P = 2.26 (PICK UP)**
- 51S2C = U2 (CURVA)**
- 51S2TD = 4.28 (DIAL)**

A continuación se muestra el resumen de ajustes para la función 51NTL en el relevador SEL-451.

AJUSTE	VALOR DE AJUSTE	COMENTARIOS
CTR <sub>X</sub>	120	<i>RTC del neutro de baja del transformador</i>
E51S	2	<i>Habilitación de la función de sobrecorriente temporizada del lado de alta y del neutro de baja</i>



		<i>del transformador 51H y 51NTL</i>
51S2O	3I01	<i>Corriente que va a sensar y con la cual va a operar la función 51NTL. Es la corriente que circula por el TC del neutro del banco, en condiciones de desbalance o falla monofásica</i>
51S2P	2.26	<i>Valor de pick up de la función 51H</i>
51S2C	U2	<i>Curva característica de la función 51H</i>
51S2TD	4.28	<i>Dial o palanca de la función 51H</i>

**Tabla 6.5 Configuración de ajustes de la función 51NTL en el relevador SEL-451**

### 6.11 CONFIGURACION DE LAS ECUACIONES DE DISPARO

En el relevador SEL-387E la ecuación de disparo queda de la siguiente forma:

AJUSTE	OBSERVACION
TR1 =87U + 87R	<i>El disparo 1 queda configurado con las funciones 87T porcentual y 87T sin restricción o instantánea.</i>
TR2 =51NN2T	<i>El disparo 2 se configura con la función 51 del neutro del lado de alta del transformador.</i>

**Tabla 6.6 Ecuaciones de disparo en el relevador SEL-387E**

Para el relevador SEL-451

AJUSTE	OBSERVACION
TR := 51S1T OR 51S2T OR 50P1	<i>El disparo queda configurado con las funciones de sobrecorriente de fases temporizada en el lado de alta 51H, sobrecorriente de fases instantánea de alta 50H y sobrecorriente de neutro del lado de baja 51NTL.</i>

**Tabla 6.7 Ecuaciones de disparo en el relevador SEL-451**

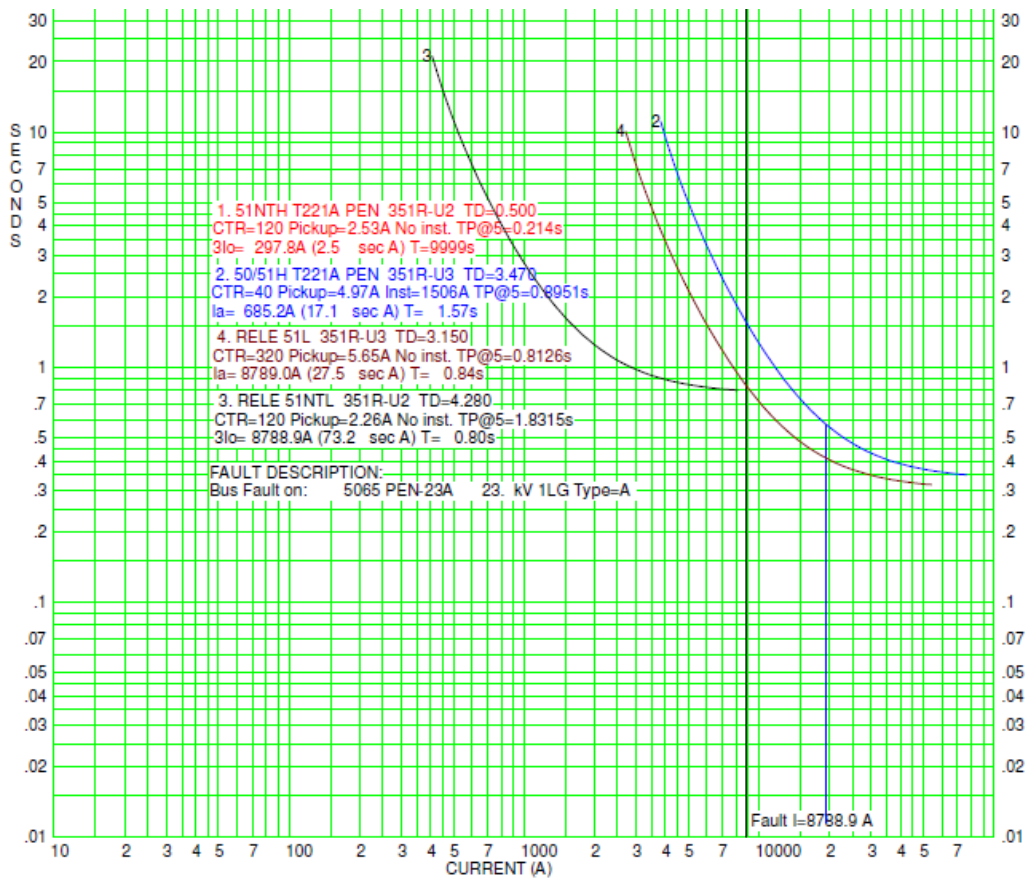
En el relevador SEL-351

AJUSTE	OBSERVACION
TR = 51PT	<i>El disparo queda configurado con las funciones de sobrecorriente de fases temporizada en el lado de baja 51L</i>

**Tabla 6.8 Ecuaciones de disparo en el relevador SEL-351**



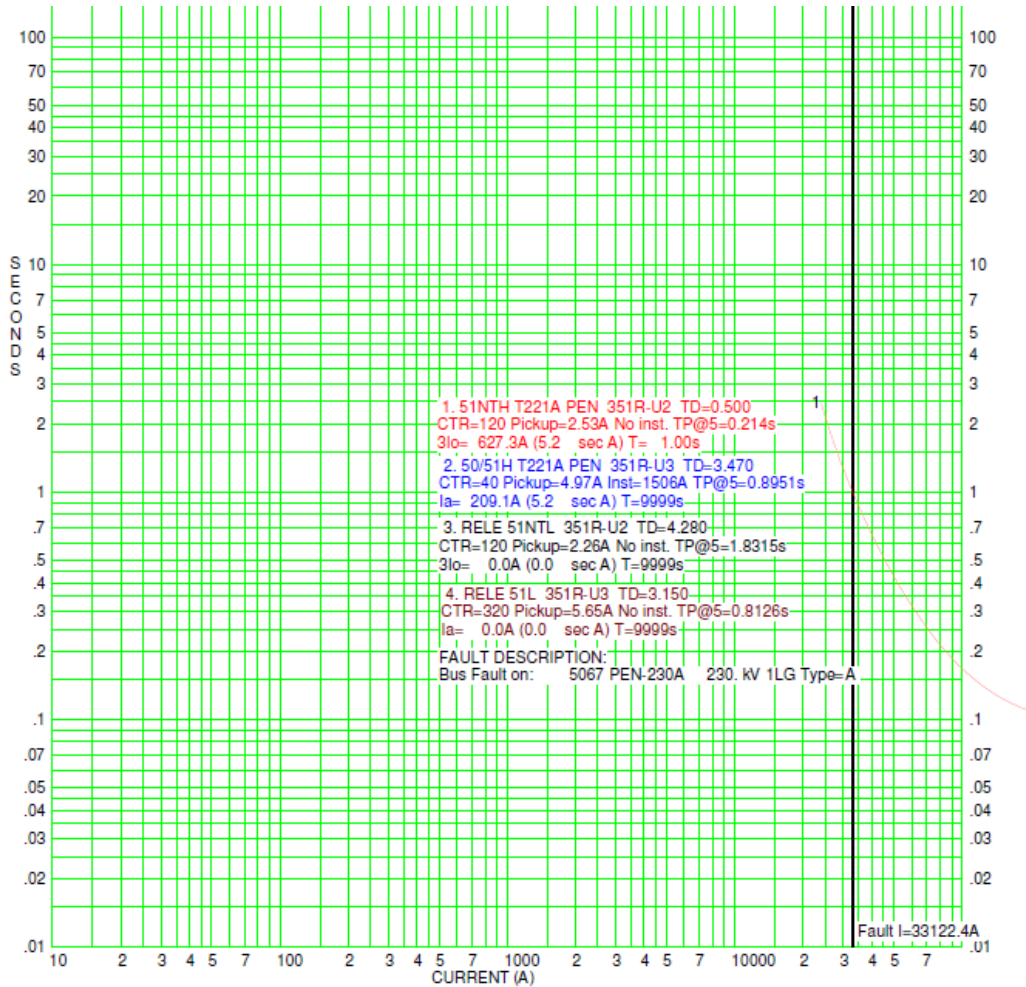
Como verificación de la coordinación de las protecciones, simulamos la falla monofásica en el lado de baja y revisamos los tiempos de operación de cada uno de los relevadores.



**Figura 6.28 Coordinación del Esquema de Protección del Transformador en una falla monofásica en el bus de baja tensión**

Como se puede ver en la imagen, los relevadores que operan primero son los del lado de baja, teniendo como respaldo el relevador 50H-51H. Con esto verificamos la correcta coordinación de las protecciones en el lado de baja.

Se verificara la coordinación de los relevadores simulando una falla en el lado de alta.



**Figura 6.29 Coordinación del Esquema de Protección del Transformador en una falla monofásica en el bus de alta tensión**

Podemos observar que para una falla en el lado de alta los relevadores instalados en el lado de baja del transformador, no operan debido a que no existe aportación de corriente del lado de baja hacia alta debido a que los alimentadores son radiales.

El relevador 50H-51H no opera debido a que es una falla del tipo monofásica; por lo que el único relevador que opera es el 51NTH, debido a que por ser una falla monofásica en el lado de alta, circula corriente a través del neutro del transformador, aportando corriente de falla.

Con esto verificamos que el esquema de protección del transformador de 230/23 kV se encuentra coordinado de forma correcta con los ajustes calculados.



## CONCLUSIONES

Con la elaboración de esta tesis se logró plasmar la teoría y las herramientas necesarias para poder entender como el arte y la ciencia de las protecciones.

Se empezó con las bases del funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia hasta llegar a explicar cada uno de los componentes de un esquema de protección para un transformador de 230/23 kV.

Se tomó como ejemplo las características funcionales del transformador de potencia de la Subestación Pensador Mexicano, la cual es de suma importancia en la Ciudad de México, y con los conceptos que se plasmaron en el desarrollo de este trabajo se realizó la coordinación de ajustes para este equipo.

En la realización de este trabajo me pude dar cuenta de que la Ingeniería de Protecciones es una de las ramas más completas para el funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, debido a que los conocimientos en protecciones requieren un estudio amplio no solo de los relevadores, sino del equipo eléctrico primario, así como de todas las bases que se enseñaron en los últimos semestres de la carrera.

En este trabajo se manejaron conceptos que tiene que ver con relevadores de última tecnología que son los equipos que se están implementado en la industria en nuestros días, por lo que espero que sirva para como introducción al manejo de estos equipos a los futuros ingenieros y que sirva como material de apoyo para la signatura de Protecciones.

El avance en la tecnología de las Protecciones avanza día con día cada vez más rápido y los nuevos Ingenieros que se especializan en el área de Protecciones tienen que estar actualizados en conocimientos de las nuevas implementaciones que están surgiendo en el mercado eléctrico sobre como optimizar las estrategias y arreglos en los esquemas de protección.





## BIBLIOGRAFIA

Raúll Martín, José. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª ed., 2000.

Viqueira Landa, Jacinto. Redes Eléctricas 1. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004

Russell, Mason. El Arte y La Ciencia de la Protección por Relevadores. México, General Electric Company, 1972.

Manual de Instrucción SEL-351-0, -1, -2, -3, -4, -SPN. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 2003. USA.

Manual de Instrucción SEL-387-0, -5, -6, -SPN. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 2004. USA.

Instruction Manual SEL-451-5 Relay Protection, Automation and Control System. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 2011. USA.

Enríquez Harper, Gilberto. Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica. México, Limusa, 2013

Manual de Diseño de Subestaciones. Luz y Fuerza del Centro, Subdirección de Planeación Estratégica, México, 2003.

Criterios de Ajustes para Protecciones de Transformadores y Autotransformadores. Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Transmisión, México, 2011.