



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**ACTUALIZACIÓN DE PRÁCTICAS DE
LABORATORIO DE PSEP CON
RELEVADORES MICROPROCESADOS
MULTIFUNCIÓN SEL 351-387**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
(ÁREA ELÉCTRICA)**

PRESENTAN:

**ATENEA ROSELINA ARMENDÁRIZ LUNA
FÁTIMA DANIRA NÉQUIZ MARTÍNEZ**



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. NANCY JACQUELINE PACHECO MARTÍNEZ**

MÉXICO, D. F., 2009

A Dios

Por iluminar mi camino, porque nunca me has desamparado ni abandonado, me proteges y me ayudas en cada momento de mi vida.

A la UNAM

Institución a la que le tengo un especial afecto, en particular a la Facultad que me brindó la oportunidad de convertirme en una persona de provecho, me abrió sus puertas y me abrigó durante los años de estudio proporcionándome las herramientas necesarias para realizarme como profesionista. Gracias.

A mis padres, Roselina y Antonio

Me faltan las palabras para agradecerles todo lo que me han dado incondicionalmente pero gracias por su amor, cariño, amistad, ejemplo, enseñanzas, desvelos, cuidados, apoyo, paciencia, consejos y el tiempo que hemos convivido, todo es invaluable. Son la columna vertebral de mi vida, me han dado las bases para luchar en la vida, me han dado confianza en mi misma enseñándome que soy capaz de conseguir todo lo que me proponga. Siempre me alentaron a seguir adelante, nunca me dejaron rendirme, sin ustedes no lo hubiera conseguido. Les dedico este pequeño logro, con todo mi cariño.

Su amor me acompañará toda la vida. Los amo.

A mis hermanos, Reisito, Rayito y Paris

A los tres, gracias por ser parte de mi vida y por dejarme ser parte de la suya, con todos he vivido cosas maravillosas y por supuesto me han dejado una enseñanza, no solo han sido hermanos también han sido mis amigos y mis cómplices, siempre están presentes en mi corazón. Su amor, amistad, apoyo, ánimo y compañía me brindaron motivación para seguir adelante. Gracias por su colaboración para terminar este trabajo y por su amor incondicional. Yo también los amo.

A mis abuelitos, Mamita[†] y Jesús

Les dedico este trabajo con todo mi amor, un pequeño y humilde logro, sé que ambos se sienten muy orgullosos de mí y eso me hace muy feliz. Mamita, me hubiera encantado que estuvieras en este momento, aunque no estas físicamente sé que me acompañas siempre. Siempre están en mi corazón y en mis pensamientos. Los amo.

A la Ing. Nancy

Por haberse tomado la molestia de dirigirnos en este proyecto tan importante en nuestras vidas y por supuesto por haber creído en nosotras, el tiempo que nos dedico y su guía son invaluable, su labor fue fundamental, solo puedo decir gracias.

A Fátima

Gracias coma por compartir conmigo esta aventura, aunque en ocasiones se torno algo dificil tu amistad me ayudo y me brindo motivación para continuar. Tu amistad y cariño son dos cosas que valoro mucho.

A mis comadres, Natalia, Lorena, Fátima y Avril

Por haber compartido conmigo la estancia en la Facultad enseñándome el valor de la amistad y que todas las cosas que vivimos juntas son invaluable. Gracias porque siempre he podido contar con ustedes.

A mis amigos y compañeros de vida

Les agradezco el tiempo que han compartido conmigo, su cariño, amistad y apoyo. A cada uno lo llevo en mi mente y en mi corazón Su amistad me ha dado ánimo de seguir adelante.

Gracias a todos porque de alguna manera contribuyeron con un granito de arena para que alcanzará un logro más en mi vida.

Con cariño, Atenea Roselina Armendáriz Luna.

A ti por iluminarme para llegar hasta este momento tan importante de mi vida logrando otra meta más en mi carrera.

Gracias Dios.

A la máxima casa de estudios que me abrigó en toda mi estadía, me forjó y me permitió realizarme como profesionista útil a la sociedad.

Gracias UNAM.

A mi asesor por su tiempo empleado en todo momento en la revisión, su guía y orientación para la buena realización de nuestro trabajo.

Gracias Ing. Nancy Jaqueline Pacheco Martínez.

A mi familia, amigos y principalmente a ti comadre por compartir conmigo la lucha continua para ver realizado el sueño, el cual es poder obtener el título de ingeniera.

Gracias.

A mis profesores y amigos que nos proporcionaban las herramientas necesarias para poder realizar con eficacia nuestro trabajo sin pedir nada a cambio, porque creyeron en nosotras y siempre nos apoyaron.

**Gracias Miguel Ángel Campos,
Avril Briones,
Javier Gómez,
profesor Luis Flores M. e
Ing. Jorge Tellez.**

A mis hermanitas parte importante de mi ser, por su amor, apoyo y comprensión en el camino recorrido de mi carrera, por creer en mi, inyectarme la fuerza de ser alguien para que en un futuro se sientan orgullosas de mi y por amarme como yo las amo a ustedes.

Gracias Susy, Mony y Ferny.

A ustedes que son los pilares de mi casa, las oraciones que han elevado han sido escuchadas, me siento orgullosa de llevar su nombre en alto, porque soy parte de su familia y confían en mi.

Gracias abuelitos Vicente, Wicho y Chenchita.

Principalmente Angelita y Fer por su amor, paciencia, desvelos, preocupaciones, sacrificios, que día a día los hacia pasar; por mostrarme el camino que debo seguir y enseñarme a luchar constantemente para poder enfrentarme a los obstáculos de la vida con valor y coraje, a ustedes por quien mi esfuerzo hoy por hoy vale la pena de verlo realizado porque mi inspiración se basa en dos seres maravillosos que me aman sin pedirme nada a cambio porque son mi razón de vivir, los amo.

Gracias papas.

Fátima Danira Néquiz Martínez



ÍNDICE

<i>Introducción</i>	5
<i>1 Sistemas de Distribución</i>	
<i>1.1 Introducción</i>	9
<i>1.2 Sistema eléctrico de potencia</i>	9
<i>1.3 Sistemas de protección</i>	10
<i>1.4 Sistemas de distribución</i>	12
<i>1.5 Descripción del sistema de distribución</i>	13
<i>1.6 Arreglos de los sistemas de distribución: Radial y Anillo</i>	14
<i>1.7 Clasificación de los sistemas de distribución</i>	16
<i>1.8 Protección de los sistemas de distribución</i>	16
<i>2 Relevadores SEL-351 y SEL-387</i>	
<i>2.1 Relevadores</i>	23
<i>2.2 Protección de alimentadores de distribución</i>	23
2.2.1 Definición y clasificación.....	23
2.2.2 Esquemas de protección para alimentadores de distribución	25
2.2.3 Protección de sobrecorriente	26
2.2.4 Protección de sobrecorriente direccional.....	26
<i>2.3 Relevador SEL-351</i>	27
2.3.1 Introducción.....	27
2.3.2 Descripción general.....	27
2.3.3 Especificaciones generales	28
2.3.4 Especificaciones de funciones	30
2.3.5 Elementos del relevador para disparos u otros propósitos	31
2.3.6 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	36



2.3.7 Comunicaciones	38
2.4 Protección de transformadores de potencia	39
2.4.1 Definición y clasificación.....	39
2.4.2 Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA.....	39
2.4.3 Protección primaria contra sobretensiones	43
2.4.4 Protección del sistema de enfriamiento del transformador.....	43
2.4.5 Protección de Buchholz.....	44
2.4.6 Protección de sobrecarga.....	45
2.4.7 Protección diferencial.....	46
2.4.8 Protección diferencial de neutro	49
2.4.9 Protección de sobrecorriente	50
2.4.10 Protección de sobreexcitación	52
2.5 Relevador SEL-387.....	54
2.5.1 Introducción.....	54
2.5.2 Descripción general.....	54
2.5.3 Especificaciones generales	55
2.5.4 Especificaciones de funciones de corriente diferencial	59
2.5.5 Especificaciones de funciones de sobrecorriente	61
2.5.6 Ajustes de los elementos diferenciales	64
2.5.7 Ajustes de los elementos de sobrecorriente.....	65
2.5.8 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	66
2.5.9 Comunicaciones	68

3 Selección de Esquemas de Protección

3.1 Descripción de la Subestación Eléctrica.....	74
3.1.1 Datos de la subestación.....	74
3.1.2 Diagrama unifilar.....	74
3.1.3 Características de la carga.....	74
3.2 Selección del esquema de protección para el transformador de potencia	74
3.2.1 Descripción	74
3.2.2 Protección primaria y de respaldo.....	77
3.3 Selección del esquema de protección para los alimentadores de distribución	77
3.3.1 Descripción	77



3.3.2 Protección primaria y de respaldo.....77

4 Coordinación de Protecciones

4.1 Variables a considerar..... 82

4.1.1 Análisis de cortocircuito de la S. E. Espinal Uno82

4.1.2 Curva de daño del transformador de potencia (ESP-T1)85

4.2 Cálculo y ajustes de la protección diferencial del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno..... 87

4.2.1 Cálculos y ajustes previos.....87

4.2.2 Compensación de fases91

4.2.3 Compensación de magnitudes93

4.2.4 Ajustes de los elementos diferenciales94

4.2.5 Ajustes de los elementos diferenciales por bloqueo de armónica.....96

4.2.6 Resumen de ajustes de los elementos diferenciales del relevador SEL-387.....97

4.3 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-351 de los alimentadores de distribución de la Subestación Eléctrica Espinal Uno..... 98

4.3.1 Características del alimentador ESP 401098

4.3.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) del alimentador ESP 4010100

4.3.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) del alimentador ESP 4010103

4.3.4 Protección de sobrecorriente de tiempo definido de fase (50F) y de neutro (50N) del alimentador ESP 4010107

4.3.5 Ajustes y programación relacionados con la función de recierre, el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador108

4.3.6 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-351110

4.4 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno 111

4.4.1 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010).....111

4.4.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro del transformador (51NT) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)116

4.4.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....119



4.4.4 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50F) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....	123
4.4.5 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....	124
4.4.6 Ajustes y programación relacionados con el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador	126
4.4.7 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-387.....	128

5 Prácticas de Laboratorio con Equipo SEL

<i>5.1 Descripción general del gabinete.....</i>	<i>132</i>
<i>5.2 Conexión general del gabinete.....</i>	<i>134</i>
<i>5.3 Conexión con el software de la fuente.....</i>	<i>136</i>
<i>5.4 Conexión con los relevadores vía HyperTerminal.....</i>	<i>142</i>
<i>5.5 Prácticas de laboratorio</i>	<i>144</i>
5.5.1 Práctica 1. Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)	145
5.5.2 Práctica 2. Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51).....	150
5.5.3 Práctica 3. Coordinación de protecciones de sobrecorriente (50-51)	156
5.5.4 Práctica 4. Relevador direccional (67)	164
5.5.5 Práctica 5. Relevador diferencial (87T).....	173
5.5.6 Práctica 6. Relevador de distancia (21)	179

<i>Conclusiones.....</i>	<i>187</i>
---------------------------------	-------------------

Apéndices

<i>A Curvas de los Elementos de Tiempo de Sobrecorriente</i>	<i>188</i>
<i>B Resumen de Comandos de los Relevadores SEL-351 y SEL-387.....</i>	<i>201</i>
<i>C Esquema de Conexión</i>	<i>212</i>

<i>Bibliografía.....</i>	<i>216</i>
---------------------------------	-------------------



INTRODUCCIÓN

Una parte muy importante en los Sistemas Eléctricos de Potencia es la que abarca la Ingeniería de Protecciones, debido a que su participación es decisiva en la operación confiable de éstos.

La función y propósito de los sistemas de protección con relevadores es minimizar los efectos de las fallas en los elementos de un sistema de potencia, cuando están sujetos a una operación anormal que podría causar daños que interfieran con la efectiva operación del resto del sistema.

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 se pondrán en funcionamiento los cuatro relevadores de este tipo con los que se cuenta en el laboratorio de eléctrica, que son: SEL-351, SEL-387 y SEL-121, para que así mediante prácticas, se pueda comprobar tanto el principio de operación de las protecciones como el funcionamiento real de los mismos.

Esas prácticas reforzarán y actualizarán los conocimientos de cada protección, sin dejar de lado los relevadores electromecánicos, y así proporcionar a los estudiantes una visión extensa y completa sobre esta tecnología ahora utilizada en las subestaciones eléctricas y que, por consiguiente, exige que los futuros ingenieros se familiaricen con estos nuevos equipos de protección.

Esta tesis presenta, en términos relativamente simples, el funcionamiento, operación y utilización de los relevadores digitales multifuncionales en la protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, como lo hace un ingeniero eléctrico en términos amplios en un proyecto real.

Con esto queremos decir, en primer lugar, que el ingeniero eléctrico en su modalidad de protecciones necesita estar más que involucrado en los aspectos de diseño, funcionamiento y tecnología que se requieren para lograr una eficaz protección.

Partimos en el Capítulo 1 con una descripción de los sistemas de distribución: elementos que los componen, arreglos, clasificación y protecciones pertinentes, todo esto para tener una visión completa de esta sección del Sistema Eléctrico de Potencia, en el cual nos vamos a enfocar.



El Capítulo 2 presenta los aspectos teóricos, técnicos y tecnológicos de los relevadores multifuncionales SEL-351 y SEL-387, cubriendo fundamentalmente los siguientes puntos:

- Bases y descripción de funcionamiento.
- Bases de programación de los equipos.
- Aspectos de protección.

Una vez hecho el análisis de los equipos a utilizar, el Capítulo 3 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.

En el Capítulo 4 se muestra un análisis detallado de la aplicación de la protección a un sistema de distribución: alimentadores y transformador, incluyendo la técnica y desarrollo numérico de los ajustes de las protecciones, lo que nos servirá como base y guía para programar nuestros relevadores.

Para finalizar, el Capítulo 5 contiene las prácticas de laboratorio que se diseñaron para los relevadores multifuncionales buscando que permitan verificar de manera experimental los conocimientos teóricos adquiridos sobre el principio de operación y funcionamiento de las protecciones 50, 51, 67, 87 y 21.

Cierra la tesis varios apéndices, en los que se ubican algunos detalles e información técnica para ayudar a una lectura del contenido a lo largo de los diferentes capítulos. Y las conclusiones, que buscan dejar constancia del trabajo realizado.

Con este trabajo buscamos, primeramente reflejar la importancia, la tecnología y las técnicas modernas de este campo; así mismo, que este documento sirva de referencia para el área y que ayude a los estudiantes y al joven ingeniero eléctrico en este nuevo campo.



SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN





SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

<i>1.1 Introducción</i>	9
<i>1.2 Sistema eléctrico de potencia</i>	9
<i>1.3 Sistemas de protección</i>	10
<i>1.4 Sistemas de distribución</i>	12
<i>1.5 Descripción del sistema de distribución</i>	13
<i>1.6 Arreglos de los sistemas de distribución: Radial y Anillo</i>	14
<i>1.7 Clasificación de los sistemas de distribución</i>	16
<i>1.8 Protección de los sistemas de distribución</i>	16



1.1 Introducción

El sistema eléctrico funciona bajo un ordenamiento en el cual sus elementos permiten producir, disponer, regular y garantizar el abasto de energía eléctrica, asegurando una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

El abastecimiento eléctrico se realiza a través de tres etapas, generación, transmisión y distribución, siendo la última la encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio. Este proceso, realizado a través de redes de alimentación y subestaciones, debe ser continuamente modificado con el fin de mantener el sistema permanentemente adaptado producto de los constantes cambios de la demanda.

La planificación de la expansión y protección de los sistemas de distribución eléctricos en el corto plazo es una tarea altamente compleja, que involucra altos costos de inversión y una gran diversidad de alternativas. Es por ello que en los últimos años se ha ido poniendo cada vez más énfasis en la necesidad de implementar esquemas más eficientes en el área de la distribución de energía eléctrica, tanto para sistemas pequeños como de gran envergadura.

En la actualidad, los distribuidores tienen la obligación de dar suministro a quien lo solicite en su zona de concesión, entregar un nivel mínimo de calidad de servicio y evaluar su cumplimiento, permitir el uso de líneas eléctricas para el transporte de energía de cualquier generador e interconectarse con otros concesionarios y por último mantener instalaciones seguras, por ello recae en los concesionarios de servicio público de distribución la responsabilidad de que los estándares y normas de calidad de servicio sean cumplidos.

1.2 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos interconectados que permiten generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Estos sistemas consisten en un número de cargas eléctricas repartidas en plantas de generación, una red de transmisión y de distribución, así como en todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de la frecuencia requerida.

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico de potencia procede de los centros de generación que generalmente, se desarrollan y localizan lejos de los centros de consumo y requieren de un sistema de transmisión de alta tensión para el transporte de la energía eléctrica así como de un sistema de distribución para repartir la energía eléctrica.

El diagrama de bloques mostrado en la figura 1.1 indica de manera clara cada uno de los elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia:



Figura 1.1 Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia

La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada.

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea con líneas aéreas o subterráneas, y diversos arreglos de la topología del sistema: radial o en anillo.

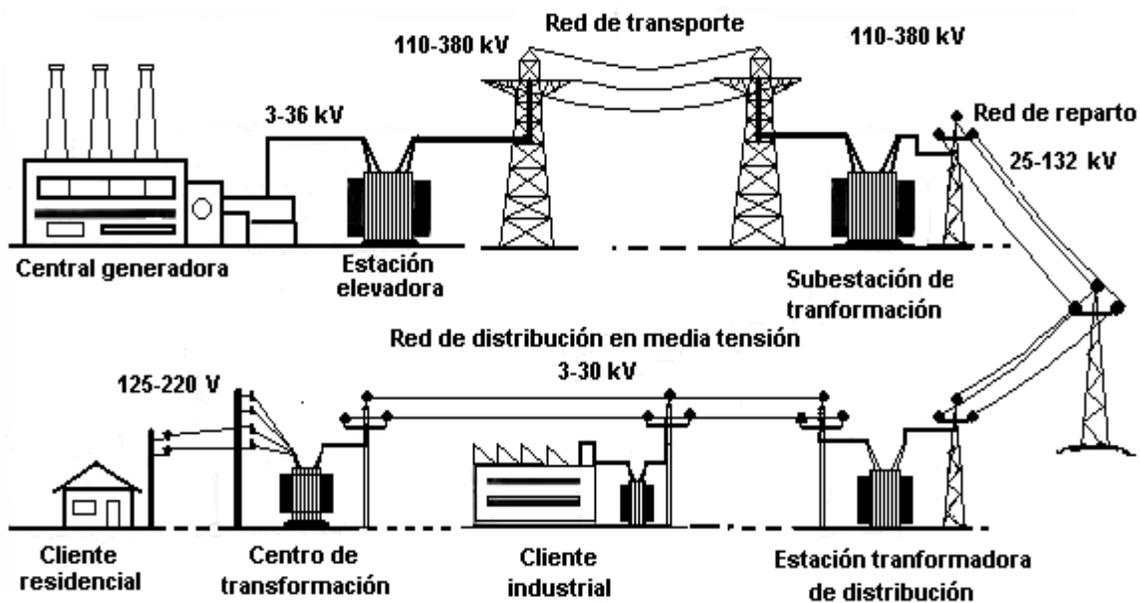


Figura 1.2 Sistema Eléctrico de Potencia

1.3 Sistemas de protección

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas esquemáticos, con una serie de relevadores que protegen un conjunto de zonas. Cada zona debe estar resguardada por dos protecciones que deben ser lo más independiente posible, con objeto de cubrir la falla de alguna de ellas.

Dichas protecciones se denominan:

- Protección primaria
- Protección de respaldo

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. Mientras que la protección de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria y, como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera.



Protección primaria. Se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia de manera que aisle el elemento que falló, tomando en cuenta lo siguiente:

- Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
- Las zonas de traslape, puntos de unión de zonas contiguas, que generalmente son interruptores, de manera que se disparen todos los interruptores que alimentan las dos zonas.
- Transformadores de corriente, que delimitan físicamente las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

Este tipo de protección puede fallar debido a anomalías o daños en:

- Los interruptores.
- La alimentación de corriente directa.
- Algún relevador.
- Los transformadores de instrumento.

Esta protección provee al sistema de interruptores que se colocan en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia lo que permite desconectar sólo los elementos defectuosos, además establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema, así como de la superposición de dos zonas adyacentes de protección. Lo que permite que cuando se presente cualquier falla dentro de la zona protegida se originará el disparo (abertura) de todos los interruptores dentro de esa zona y de sólo esos interruptores.

Protección de respaldo. Esta es la protección que debe de operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de los que se utilizan en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectados por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección. La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema que la primaria.

Los relevadores de una protección secundaria, aunque arrancan al mismo tiempo que los de la primaria correspondiente, no deben operar simultáneamente con ésta, por lo cual es necesario retrasar su ajuste, para dar tiempo a que la protección primaria efectúe su ciclo de operación completo.

Este tipo de protección se diseña no solo para fallas por cortocircuitos sino también para aquellas derivadas de las siguientes causas: corriente o tensión de alimentación de los relevadores, disparo de la tensión de alimentación de cd, relevadores de protección, circuito de disparo o mecanismo interruptor o el interruptor.

La zona de protección de respaldo se extiende en una sola dirección desde la localidad de cualquier relevador de respaldo y al menos se superpone a cada elemento del sistema adyacente, donde, las secciones adyacentes son de diferente longitud, los relevadores de respaldo deben sobrealcanzar algunas secciones de línea más que otras para proporcionar protección a la línea más larga.

La protección de respaldo se puede proporcionar en dos formas:



1. *Respaldo Local*. Consiste en disparar todos los interruptores o elementos de protección conectados a la barra en la que está ubicado el interruptor que no abrió o bien donde se originó la falla.
2. *Respaldo Remoto*. Proporciona elementos de protección desde un punto alejado al lugar donde ocurrió la falla, de tal forma que se corte la alimentación al elemento fallado. Por supuesto que esta protección desarma una gran parte del sistema.

1.4 Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución tienen como finalidad suministrar a los consumidores la energía eléctrica producida en los centros de generación y transmitida por el sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución.

Dichos sistemas, están constituidos por un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, desde un nivel de alta tensión hasta un nivel de baja tensión; teniendo una red de distribución formada en alta tensión entre 6 000 a 23 000 V y en baja tensión 400/230 V.

Un sistema de distribución debe proporcionar:

- Energía eléctrica aprovechable.
- Capacidad para suministrar energía en condiciones máximas de consumo.
- Energía donde y cuando se requiera.
- Protección para el personal de operación y mantenimiento.
- Protección automática de circuitos para condiciones anormales de funcionamiento.

Cuando se pretende planear un sistema de distribución es necesario realizar todo un trabajo de investigación y de campo, en el cual se efectúen el levantamiento o estimación de la carga, determinación de la demanda, selección de la tensión, y clasificación de áreas peligrosas.

Con dicha información y con el respectivo análisis de los esquemas de distribución, red de tierras y generación existente así como de la seguridad y comunicaciones, es posible diseñar un sistema de distribución que no solo satisfaga las necesidades propias de la demanda y que además resulte ser una solución a los problemas que se deriven de redes existentes que provean mal servicio o que inclusive no saticen las necesidades eléctricas de dicha zona sino que también responda a una potencial expansión a largo plazo.

Asimismo, se deben contemplar ciertos factores que pueden afectar al sistema de distribución como son:

- La red de baja tensión (secundaria).
- Las estaciones secundarias, cabinas, centros de potencia de media y baja tensión.
- El sistema de distribución en media tensión (primario).
- Las estaciones primarias de alta a media tensión.
- El sistema de transmisión o subtransmisión en alta tensión.



Finalmente, no debe olvidarse que el elemento más significativo en la planeación de una red es la carga, ya que hay que analizar desde la carga actual, su crecimiento y por supuesto, su modificación por situaciones especiales, ya que de ello depende el crecimiento que se prevea para el sistema de distribución.

1.5 Descripción del sistema de distribución

La función del sistema de distribución es suministrar energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Los elementos que conforman el sistema de distribución son los siguientes:

- Subestaciones de distribución. Conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión o subtransmisión hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.
- Circuito primario.
- Circuito secundario.

Los sistemas de distribución comprenden los alimentadores primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización por los clientes y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.

Los alimentadores primarios son trifásicos de 3 ó 4 hilos; las derivaciones de la alimentación troncal pueden ser trifásicas o monofásicas. Las tensiones entre fases varían según los sistemas de distribución, de tensiones de la clase 2.5 kV a 35 kV. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas; la tendencia moderna es utilizar tensiones de la clase 15 kV o superior. Las tensiones de distribución primaria más utilizadas son 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV.

Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos, de 4 hilos, de 115 a 127 volts entre fase y neutro (200 a 220 volts entre fases) o de 220 a 240 volts entre fase y neutro (380 a 415 volts entre fases).

Distribución de Energía Eléctrica. Se realiza en dos etapas, partiendo de las subestaciones de transformación de la red de transporte.

La primera etapa está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con una característica muy radial. Esta cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).



Tensiones nominales en los sistemas de distribución. Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo a las tablas 1.1 y 1.2 respectivamente.

Clasificación de Tensión	Componente del Sistema	Tensión Nominal kV		
		Preferente	Restringida	Congelada
Baja Tensión (Menor de 1 kV)	Acometidas y circuitos de baja tensión	0.120		
		0.127		
		0.220		
		0.240		
Media Tensión (Mayor a 1 kV y Menor a 35 kV)	Circuitos de media tensión			2.4
		13.8		4.4
		23.0		6.9
		34.5		11.8
				20.0
Alta Tensión (Mayor a 35 kV y Menor a 230 kV)	Líneas de subtransmisión	69	85	
		115	138	

Tabla 1.1 Tensiones en los Sistemas de Distribución

Tensión Nominal (V)	Tipo de Sistema	Tensión de Servicio Mínima (V)	Tensión de Servicio Máxima (V)
13,800	3 fases 3 ó 4 hilos	12,420	15,180
23,000	3 fases 3 ó 4 hilos	20,700	25,300
34,500	3 fases 3 ó 4 hilos	31,050	37,950

Tabla 1.2 Límites de Tensiones Nominales en los Circuitos de Distribución

1.6 Arreglos de los sistemas de distribución: Radial y Anillo

El tipo de arreglo de una red de distribución se refiere al esquema de la distribución, esto es, la forma en que se distribuye la energía por medio de la disposición de los segmentos de los circuitos de distribución, siendo entonces la forma como se distribuye la energía a partir de la fuente de suministro.

Tenemos que los arreglos más comunes son:

Radial. En esta disposición todos los elementos se encuentran en una colocación radial, proporciona un alto nivel de confiabilidad, sin embargo, si por alguna razón alguno de los elementos deben ser retirados del sistema o existe una falla, todo el sistema queda inactivo. Es el más utilizado y económico, y consiste en un alimentador primario a un transformador y un bus de baja tensión. Ver figura 1.3.

Aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente, su sencillez de operación y bajo costo la hace la más útil en muchos casos, tanto para zonas urbanas como rurales. En este tipo de arreglo está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias.

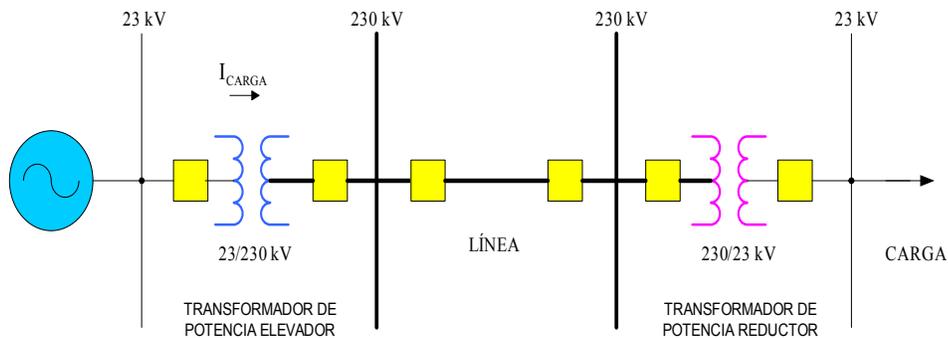


Figura 1.3 Esquema de Distribución Radial

Anillo. Este tipo de arreglo posee varias fuentes, son sistemas muy complicados y difíciles de ampliar, y se caracterizan por proporcionar una alta confiabilidad pues aun exista una falla no se desestabiliza el sistema por completo ya que le llega alimentación por diferentes lados, tal como se muestra en la figura 1.4. Éstos pueden ser del tipo abierto o cerrado.

- *Abierto.* Este tipo de esquema se constituye basándose en anillos de igual sección derivados de la subestación fuente, estos operan normalmente abiertos en un punto que por lo general es el punto medio. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con elementos de desconexión.
- *Cerrado.* Básicamente tiene la misma estructura que el anillo abierto solo que se diferencian en que no existe un punto normalmente abierto, teniendo sus extremos alimentados y quedando estos puntos intercalados en el anillo. Al igual que el abierto provee facilidad de mantenimiento al permitir aislar el tramo averiado.

En general, este tipo de arreglos permite alimentar alternativamente de una fuente u otra, incrementar la capacidad instalada y además proporcionar seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento.

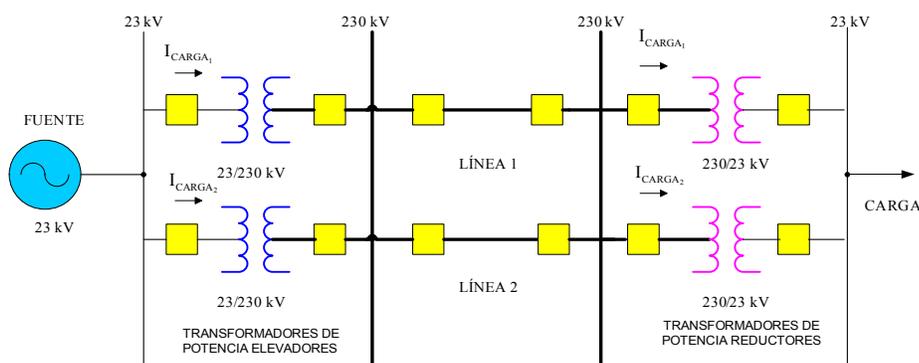


Figura 1.4 Esquema de Distribución en Anillo



1.7 Clasificación de los sistemas de distribución

Todo el reparto de la energía se hace mediante un sistema de distribución, dichos sistemas pueden ir desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor hasta un sistema malla o red que alimenta una zona importante.

Dado que las necesidades son diversas, los sistemas de distribución se pueden desarrollar en diversas estructuras, la elección de dicha estructura depende de los parámetros que intervengan en la planeación, como son: densidad y tipo de carga, localización geográfica de la carga, área de expansión, continuidad del servicio y regulación de tensión.

En cuanto a su operación se tienen sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución: el radial y en anillo.

Mientras que bajo otra clasificación que depende de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

- Industrial
- Comercial
- Urbano
- Rural

Industrial. Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

Comercial. Término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

Urbano. Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeñas. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

Rural. Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido.

1.8 Protección de los sistemas de distribución

La protección es el conjunto de sistemas de vigilancia permanente, cuya función es eliminar o disminuir los daños que pueden recibir un sistema cuando se presenta una falla.



Parte fundamental de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, que aíslan las partes del sistema que han fallado.

La selección del tipo de protección será tan elaborada como complejo sea el sistema de distribución, y también dependerá de las características de los equipos utilizados teniendo especial cuidado en la selección adecuada de las zonas de protección.

Protección de transformadores. Los transformadores de potencia se protegen mediante las siguientes protecciones: diferencial, sobrecorriente, trafoscopio (gas) y tanque a tierra.

- Protección diferencial. Es utilizada como protección primaria, con una protección de respaldo que puede ser de sobrecorriente de dos fases y de sobrecorriente a tierra; o bien, una protección de gas (trafoscopio).
- Protección de sobrecorriente. Se utiliza como protección de respaldo para fallas externas. Los relevadores son del tipo de sobrecorriente instantáneo y de tiempo inverso (50/51). Cuando el neutro del transformador se conecta a tierra, en forma directa o a través de una inductancia, se usa una protección de sobrecorriente de tierra, de tipo direccional (67-N), como complemento a la de respaldo de fase.
- Protección de gas. En ocasiones se utiliza como protección primaria, con una protección de respaldo de tanque a tierra.
- Protección de tanque a tierra. Se utiliza como protección de respaldo. El tanque tiene la base aislada de tierra y sólo hace contacto con tierra por medio de un cable de cobre que pasa a través de un transformador de corriente, antes de ser conectado firmemente a tierra. El secundario del transformador de corriente se conecta a un relevador de sobrecorriente (50) de tierra, de tipo instantáneo, que ordena el disparo de los interruptores de los circuitos que inciden sobre el transformador, en caso de falla del mismo.

Los relevadores comprendidos en la protección de un transformador, son las siguientes:

Protección primaria, está formada por relevadores diferenciales (87-T) con bobinas de restricción y supresión de armónicas, que protegen cualquier tipo de falla dentro de la zona de los transformadores de corriente que energizan la diferencial.

Protección de respaldo, esta formada por los siguientes relevadores. Dos unidades de sobrecorriente (51) con unidad de tiempo inverso, y una unidad instantánea, de las cuales la instantánea se utiliza para protección del transformador y la de tiempo para los alimentadores. Una unidad igual a la anterior (51-T), pero la unidad de tiempo inverso opera para protección de fase a tierra, tanto del transformador como de los alimentadores. Una unidad de sobrecorriente (51-N) igual a la anterior, que se utiliza para proteger fallas de fase a tierra, en el lado del secundario del transformador que conecta con los alimentadores. Y un relevador de gas (trafoscopio) (63) que protege al transformador para fallas entre espiras o a tierra.



Finalmente, se utilizan relevadores auxiliares de disparo (86-X), (86-R) y (86-63) de reposición manual, que sirven como auxiliares de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.

Entonces, el esquema de protección para un transformador de potencia no solo debe de cumplir lo mencionado anteriormente sino también es necesario que se proporcione protección para falla de interruptor en alta tensión (50FI) y sobrecorriente de neutro a transformador (51NT). Además, es pertinente proveer de protección por baja frecuencia (81), protección de imagen térmica contra sobrecarga (49T) y las protecciones internas del transformador Buchholz (63T) y sobrepresión (63P) que deben canalizar el disparo a través de relevadores auxiliares independientes (86).

Protección de alimentadores de distribución. La protección de los circuitos alimentadores de distribución se provee por un esquema formado por dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de neutro, con elementos instantáneo y de tiempo inverso, coordinados con los fusibles de los transformadores de distribución, que se instalan a lo largo del alimentador considerado.

Los alimentadores de distribución pueden ser del tipo línea aérea, en dicho caso debido a que presentan una mayor posibilidad de fallas es conveniente aplicar no solo el esquema de protecciones arriba descrito sino también agregar un relevador de recierre (79).

Así, el recierre opera de la forma siguiente: al ocurrir una falla en un alimentador, opera la protección correspondiente y abre el interruptor. Inmediato a la apertura, el relevador de recierre envía al interruptor nueva orden de cierre; si la falla persiste, vuelve a disparar el interruptor; el relevador ordena un segundo cierre, pero ahora con un retraso de tiempo ajustado previamente para dar tiempo a la falla a que se despeje completamente. Finalmente, estos relevadores efectúan un tercer intento de recierre con un retraso aún mayor, y en caso de persistir la falla, el circuito de cierre del interruptor queda bloqueado hasta que el personal de mantenimiento despeje físicamente la falla.

Además, resulta conveniente añadir a los alimentadores una protección de baja frecuencia (81), para evitar que al descender la frecuencia debido a una sobrecarga en el sistema, éste se desconecte.

Dicha protección opera en tres pasos, recibiendo la señal de los transformadores de potencial de las barras principales. Se acostumbra ajustar el relevador con tres escalones de frecuencia:

- Primer escalón. 59.6 Hz. Al llegar la frecuencia a este valor disparan los alimentadores de zonas residenciales.
- Segundo escalón. 59.4 Hz. En este punto disparan los alimentadores de zonas industriales.
- Tercer escalón. 59 Hz. Si el sistema no se ha recuperado y la frecuencia sigue descendiendo, entonces se elimina el resto de los alimentadores.

Los relevadores comprendidos en la protección de un circuito de distribución son los siguientes: relevadores 51, son dos unidades de fase con una unidad instantánea y una de tiempo inverso, otra unidad igual a la anterior de fase a tierra. El relevador 79, unidad de recierre, utilizada en circuitos aéreos. Y un relevador de baja frecuencia (81), evita la desconexión del sistema por sobrecarga.



Está claro que el sistema eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica y que dicho conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Asimismo, sabemos que los sistemas de distribución son una de las partes fundamentales de los sistemas de eléctricos de potencia, ya que permiten suministrar electricidad desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales.

Y es ahí donde radica la importancia de dichos sistemas pues son el vehículo mediante el cual la gente puede disfrutar de este importante recurso, y a su vez es el motivo por el cual resulta interesante diseñar y realizar esquemas de protección más eficientes que permitan asegurar el abasto de energía eléctrica.



RELEVADORES SEL-351 Y SEL-387





RELEVADORES SEL-351 Y SEL-387

2.1 Relevadores	23
2.2 Protección de alimentadores de distribución.....	23
2.2.1 Definición y clasificación.....	23
2.2.2 Esquemas de protección para alimentadores de distribución.....	25
2.2.3 Protección de sobrecorriente	26
2.2.4 Protección de sobrecorriente direccional	26
2.3 Relevador SEL-351.....	27
2.3.1 Introducción	27
2.3.2 Descripción general.....	27
2.3.3 Especificaciones generales.....	28
2.3.4 Especificaciones de funciones.....	30
2.3.5 Elementos del relevador para disparos u otros propósitos	31
2.3.6 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	36
2.3.7 Comunicaciones	38
2.4 Protección de transformadores de potencia.....	39
2.4.1 Definición y clasificación.....	39
2.4.2 Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA.....	39
2.4.3 Protección primaria contra sobretensiones.....	43
2.4.4 Protección del sistema de enfriamiento del transformador	43
2.4.5 Protección de Buchholz.....	44
2.4.6 Protección de sobrecarga.....	45
2.4.7 Protección diferencial.....	46
2.4.8 Protección diferencial de neutro.....	49
2.4.9 Protección de sobrecorriente	50
2.4.10 Protección de sobreexcitación.....	52
2.5 Relevador SEL-387.....	54
2.5.1 Introducción	54
2.5.2 Descripción general.....	54



2.5.3 Especificaciones generales	55
2.5.4 Especificaciones de funciones de corriente diferencial	59
2.5.5 Especificaciones de funciones de sobrecorriente	61
2.5.6 Ajustes de los elementos diferenciales	64
2.5.7 Ajustes de los elementos de sobrecorriente	65
2.5.8 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	66
2.5.9 Comunicaciones	68



2.1 Relevadores

Los relevadores son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, logrando por medio de estos elementos reducir el daño debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Estos dispositivos se han desarrollado a través de una serie de cambios, sobre todo en los últimos años. Han pasado de ser relevadores como elementos a convertirse en microcircuitos con millares de elementos equivalentes a relevadores, los cuales han evolucionado desde los relevadores electromagnéticos, que son los clásicos y muy utilizados, hasta los relevadores microprocesados, que integran multitud de funciones.

Este tipo de dispositivos envían a los interruptores una señal de apertura, y funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierra sus contactos disparando los interruptores. Operan mediante señales, que pueden ser de:

- Tensión. Derivada de transformadores de potencial.
- Corriente. Derivada de transformadores de corriente.
- Mixtos. Reciben ambas señales simultáneamente.

Los relevadores microprocesados constituyen la quinta generación de los relevadores, se desarrollaron en los noventa, utilizan propiamente microprocesadores para su operación, tienen la enorme ventaja de integrar multitud de funciones, aprovechan las señales captadas de los diferentes relevadores, son más pequeños y más rápidos. La principal diferencia entre este tipo de relevadores y los relevadores electromagnéticos es la forma en la que procesan la información, siendo que los microprocesados convierten la información analógica por medio de transductores en información discretizada y luego de utilizarla la convierten en información analógica para el control del sistema eléctrico de potencia.

Los relevadores microprocesados SEL-351 y SEL-387 proporcionan una técnica de comunicación innovadora puesto que envía estados lógicos internos codificados en un mensaje digital, de un relevador a otro; esta nueva capacidad de comunicaciones lógicas relevador-a-relevador, denominada comunicaciones MIRRORRED BITS TM, abre la puerta a numerosas aplicaciones de protección.

2.2 Protección de alimentadores de distribución

2.2.1 Definición y clasificación

Un alimentador de distribución es un conductor, que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, está destinado a interconectar subestaciones de distribución y a transportar la energía eléctrica hasta las acometidas o usuarios finales. Dependiendo la sección del sistema de distribución que interconecte se dividen en:

- Alimentadores primarios
- Alimentadores secundarios



Alimentadores primarios. Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas. Se compone de:

- a) Troncal. Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. Usualmente estos conductores son de calibres gruesos: 336, 556 hasta 795 MCM, ACSR, dependiendo del valor de la densidad d carga.
- b) Ramal. Es la parte del alimentador que se energiza a través del troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados a media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, semejando un árbol, donde se transmite el mayor flujo de la energía por la troncal derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Basados en el número de hilos o fases, los alimentadores primarios se clasifican en:

- a) Trifásicos tres hilos. Requieren una menor inversión inicial en cuanto a material se refiere. Tienen coeficiente de aterrizamiento mayor a 1. Empleados para conectar transformadores de neutro flotante en el primario. Poseen una impedancia de secuencia cero elevada lo que dificulta la detección de fallas de fase a tierra, pues las corrientes de falla son menores. Utilizados en zonas urbanas.
- b) Trifásicos cuatro hilos. Su costo inicial es elevado, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase, tienen un coeficiente de aterrizamiento menor a 1. Utilizados para conectar transformadores con neutro aterrizado en el primario y transformadores monofásicos. Permiten detectar con mayor facilidad las corrientes de falla de fase a tierra. Empleados en zonas urbanas.
- c) Monofásicos dos hilos. Se originan de sistemas de distribución trifásicos de tres hilos, usados para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases, son usados en zonas rurales o en zonas de baja densidad.
- d) Monofásicos un hilo. Son derivaciones de sistemas trifásicos que alimentan transformadores monofásicos usándose en zonas rurales ya que son muy económicos.

Alimentadores secundarios. Se encargan de distribuir la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

En la mayoría de los casos estos alimentadores son circuitos radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección.

De acuerdo al número de hilos con los que cuenta el alimentador, se clasifican en:

- a) Monofásico dos hilos
- b) Monofásico tres hilos
- c) Trifásico cuatro hilos

Para seleccionar el tipo de alimentador secundario más adecuado y eficiente es necesario conocer las ventajas técnicas y económicas de cada uno de éstos lo cual se puede lograr mediante una comparación que incluya factores como: las pérdidas, costo de los transformadores, costo de los conductores, regulación, entre otros.

2.2.2 Esquemas de protección para alimentadores de distribución

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones se realiza en dos etapas: la primera, la red de reparto, reparte la energía, normalmente mediante esquemas de protección de anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. Intercaladas en estos esquemas de anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con un esquema de protección radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).

Las líneas que forman la red de distribución se operan con un esquema de protección radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

Red radial. Se caracteriza por la alimentación en un solo extremo transmitiendo la energía en forma radial a los receptores y el emisor, su esquema se muestra en la figura 2.1.

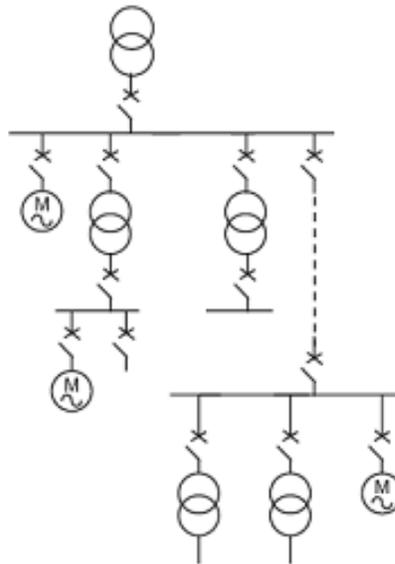


Figura 2.1 Esquema de una Red Radial

Red en anillo abierto. Con el esquema de bucle abierto, ver figura 2.2, el restablecimiento del servicio es relativamente más rápido, quedando aislado el tramo en defecto.

Red en anillo cerrado. Se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle, como se puede ver en la figura 2.3. Tiene máxima continuidad del servicio lo cual presenta un servicio de alta calidad.

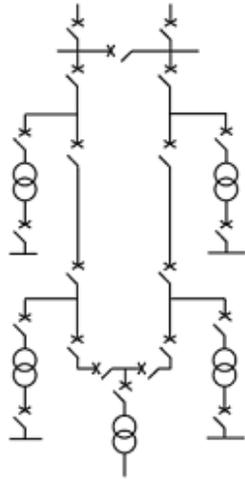


Figura 2.2 Esquema de un Anillo Abierto

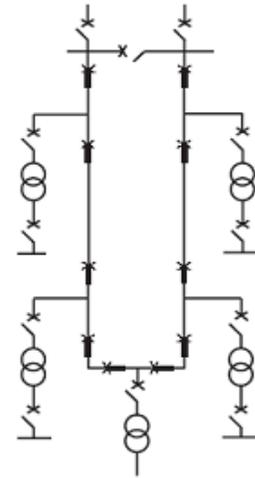


Figura 2.3 Esquema de un Anillo Cerrado

2.2.3 Protección de sobrecorriente

Como su nombre lo indica, la operación de este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortocircuitos en la línea de distribución protegida. Las magnitudes sobre las que se debe actuar para su aplicación son: la corriente mínima de operación, pick-up, y la curva de operación.

El pick-up, fija la sensibilidad de la protección, lo que permite detectar cualquier tipo de cortocircuito en su zona protegida, incluida la zona en que debe dar respaldo.

La curva de operación nos permite seleccionar la curva de tiempo de operación del relevador, de modo que sea selectivo con la operación de relevadores ubicados en zonas adyacentes.

La protección de sobrecorriente se emplea para proteger de sobrecalentamientos admisibles los equipos eléctricos, tales como motores y transformadores.

2.2.4 Protección de sobrecorriente direccional

Esta protección tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes, accionando así la apertura de los contactos que protegen una sección del sistema eléctrico de potencia. Esta unidad direccional generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra unidad, tal que ésta última detecte la falla y dé la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior a un valor mínimo preestablecido. La unidad de protección sensora de la magnitud de la corriente generalmente es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), instantáneo (50) o ambos (51/50).

Con la acción de ambos relés se consigue tener orden de apertura del interruptor (52) si la magnitud de la corriente de falla es mayor que un valor preestablecido (pick-up) y la dirección del flujo es concordante con una dirección preestablecida en el relevador direccional; de otra manera, no hay orden de apertura del interruptor aunque la magnitud de la corriente circulante sea superior al valor “pick-up” del relé de sobrecorriente.

La unidad direccional requiere que se le alimente con tensión y corriente o corriente y corriente, pero necesita que una de esas cantidades sea de “referencia o polarización”. Esta cantidad de referencia no debe cambiar de polaridad cualquiera sea la dirección del flujo de la corriente sensada.

2.3 Relevador SEL-351

2.3.1 Introducción

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.

2.3.2 Descripción general

Elementos de Sobrecorriente de Fase Instantáneos / Tiempo Definido

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

Rangos de Ajuste

Rango de ajuste de pickup, para ajustes 50P1P a 50P6P

0.25–100.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A)

Rango de ajuste de tiempo definido 67P1D a 67P4D

0.00–16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos

Opción de Control Direccional

Los Relay Word bits de salida de los elementos de fase instantáneos/tiempo definido (50P1, 50P2, 50P3 y 50P4) disponen de opción de control direccional, denotado por los relay word bits 67Pn y 67PnT, los cuales pueden ser activados de dos maneras: habilitación del ajuste de control direccional E32 o por los ajustes de las ecuaciones SELogic de control de torque, de acuerdo a la lógica mostrada en la figura 2.4.

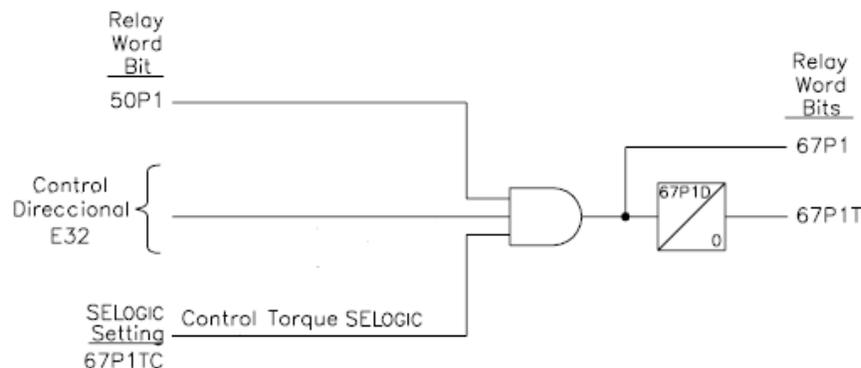


Figura 2.4 Lógica del Control Direccional Niveles 1 al 4



La lógica de los elementos de sobrecorriente de fase instantáneos/tiempo definido:

- 50A1 = 1 (lógica 1), si $I_A >$ ajuste de pickup 50P1P
= 0 (lógica 0), si $I_A \leq$ ajuste de pickup 50P1P
- 50B1 = 1 (lógica 1), si $I_B >$ ajuste de pickup 50P1P
= 0 (lógica 0), si $I_B \leq$ ajuste de pickup 50P1P
- 50C1 = 1 (lógica 1), si $I_C >$ ajuste de pickup 50P1P
= 0 (lógica 0), si $I_C \leq$ ajuste de pickup 50P1P
- 50P1 = 1 (lógica 1), si al menos uno de los Relay Word bits 50A1, 50B1 ó 50C1 está operado (ejemplo: 50B1 = 1)
= 0 (lógica 0), si todos los Relay Word bits 50A1, 50B1 y 50C1 están desoperados (50A1 = 0. 50B1 = 0 v 50C1 = 0)

Elementos de Frecuencia

Se dispone de seis elementos de frecuencia. La cantidad de elementos de frecuencia deseada, se habilita con el ajuste E81 = N (ninguno), 1 hasta 6.

Entradas Optoaisladas y Contactos de Salida

El relevador SEL-351 cuenta con ecuaciones de control SELogic que permiten diseñar un sistema de disparo y control, estas ecuaciones incluyen tiempos, disparos, reportes de eventos y contactos de salida del relevador independientes. Los contactos de salida son programados para disparos de interruptores. A las entradas optoaisladas se les pueden asignar varias funciones como la de un interruptor u otras entradas de control.

2.3.3 Especificaciones generales

Corrientes de entrada de CA

150 VL-N, tres fases, conexión en cuatro alambres (estrella).

150 V permanentes (cualquier tensión de 0 a 150 Vac).

365 Vac por 10 segundos.

Carga: 0.13 VA @ 67 V; 0.45 VA @ 120 V.

300 VL-N, trifásico, cuatro alambres, conexión estrella.

300 V permanentes (cualquier tensión desde 0 a 300 Vac).

600 Vac por 10 segundos.

Carga: 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V.

300 V permanentes (cualquier tensión desde 0 a 300 Vac).

600 Vac por 10 segundos.

Carga: 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V.

Rango de corrientes de los contactos de salida

30 A de cierre (make), según IEEE 37.90: 1989

6 A permanentes (continuous carry) a 70°C;

4 A permanentes (continuous carry) a 85°C

50 A por un segundo

Protección MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J;



Tiempo de operación: Menor que 5 ms.
Tiempo de reposición: Menor que 5 ms, típico.

Rango de entradas lógicas para el optoaislador

Para señales de control de dc:

250 Vdc: activas (on) para 200–300 Vdc; inactivas (off) bajo 150 Vdc
125 Vdc: activas (on) para 105–150 Vdc; inactivas (off) bajo 75 Vdc
110 Vdc: activas (on) para 88–132 Vdc; inactivas (off) bajo 66 Vdc
48 Vdc: activas (on) para 38.4–60 Vdc; inactivas (off) bajo 28.8 Vdc
24 Vdc: activas (on) para 15–30 Vdc.

Para señales de control de ac:

250 Vdc: activas (on) para 170.6–300.0 Vac; inactivas (off) bajo 106.0 Vac
125 Vdc: activas (on) para 89.6–150.0 Vac; inactivas (off) bajo 53.0 Vac
110 Vdc: activas (on) para 75.1–132.0 Vac; inactivas (off) bajo 46.6 Vac
48 Vdc: activas (on) para 32.8–60.0 Vac; inactivas (off) bajo 20.3 Vac
24 Vdc: activas (on) para 12.8–30.0 Vac

Fuente de tensión

Valor nominal: 125/250 Vdc o Vac
Rango: 85–350 Vdc o 85–264 Vac
Carga: <25 W

Valor nominal: 48/125 Vdc o 125 Vac
Rango: 38–200 Vdc o 85–140 Vac
Carga: <25 W

Valor nominal: 24/48 Vdc
Rango: 18–60 Vdc, polaridad dependiente
Carga: <25 W

Comunicaciones seriales

2 puertos seriales EIA-232 en panel posterior y 1 en panel frontal.
1 puerto serial EIA-485 en panel posterior.
Rango de selección por puerto: 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 Baud.

Dimensiones

88.1 mm × 447.8 mm × 132.6 mm (altura × largo × ancho)

Peso de la unidad

13 lbs (5.92 kg) – Relés de altura 2U rack

Temperatura de operación

-40 °F a 185 °F (-40 °C a +85 °C)

Potencia dieléctrica

Entradas de corriente: 2500 Vac por 10 segundos.
Fuente de poder, entradas optoaisladas y contactos de salida: 3000 Vdc por 10 segundos.



Funciones de medición

Tensiones VA, VB, VC, VS, 3V0, V1, V2 VAB, VBC, VCA, VS, V1, V2	± 0.1 % (33.5-150 V conexión estrella) entradas de tensión 150 V ± 0.2 % (67.0-300 V conexión estrella) entradas de tensión 300 V ± 0.3 % (33.5-260 V conexión delta) entrada de tensión 150 V
Corrientes IA, IB, IC	±1 mA y ±0.1% (0.5–10 A) (5 A nominal)
Corrientes IN, I1, 3I0, 3I2	±0.05 A t ±3% (0.5–100 A) (5 A nominal) ±1 mA y ±5% (0.01–1.5 A) (canal de entrada IN)
Exactitud de ángulo de fase	±0.5°
MW / MVAR (A, B, C y trifásico; tensiones en estrella)	(MW / MVAR) a ángulo de carga para 0.5 A s ≤ corriente de fase < 1.0 A s

Nota: Las exactitudes están especificadas a 20 °C y a frecuencia nominal, a menos que se indique algo distinto.

2.3.4 Especificaciones de funciones

En la tabla 2.1 se detallan los rangos y exactitudes de medición de las correspondientes funciones de protección con las que cuenta el relevador SEL-351.

Elementos de sobrecorriente instantáneos / tiempo definido	0.25 – 100.00 A, pasos de 0.01 A 1.00–170.00 A, pasos de 0.01 A (elementos fase-fase) 0.005–1.500 A, pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal) ±5% del pickup
Elementos temporizados de sobrecorriente	0.50–16.00 A, pasos de 0.01 A 0.005–0.160 A, pasos de 0.001 A (canal de entrada IN de 0.05 A nominal) ±1.50 ciclos y ±4% del tiempo de curva, para corriente entre 2 y 30 veces el pickup
Elementos de baja y sobretensión	0.00–150.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de tensión 150 V } 0.00–300.00 V, pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas de tensión 300V } 0.00–260.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de tensión 150 V } 0.00–520.00 V, pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas de tensión 300 V } ±5% del pickup
Elementos de baja y sobrefrecuencia	40.10–65.00 Hz, pasos de 0.01 Hz ±0.01 Hz

Tabla 2.1 Especificaciones de las Funciones de Protección

2.3.5 Elementos del relevador para disparos u otros propósitos

Lógica de Disparo

La lógica de disparo (TRIP) ilustrada en la figura 2.5 proporciona disparos flexibles con los ajustes de la ecuación de control SELogic descritos en la tabla 2.2.

TRCOMM	Condición de disparo asistido por comunicaciones
DTT	Condiciones para transferencia de disparo directo
TRSOTF	Condiciones de disparo de cierre-bajo-falla
TR	Otras condiciones de disparo
ULTR	Condiciones de desollado del disparo
TDURD	Tiempo mínimo de duración del disparo

Tabla 2.2 Ajustes de las Ecuaciones de Control SELogic

Se puede ajustar más de un disparo e inclusive activar simultáneamente los cuatro ajustes de disparo: TRCOMM, DTT, TRSOTF y TR.

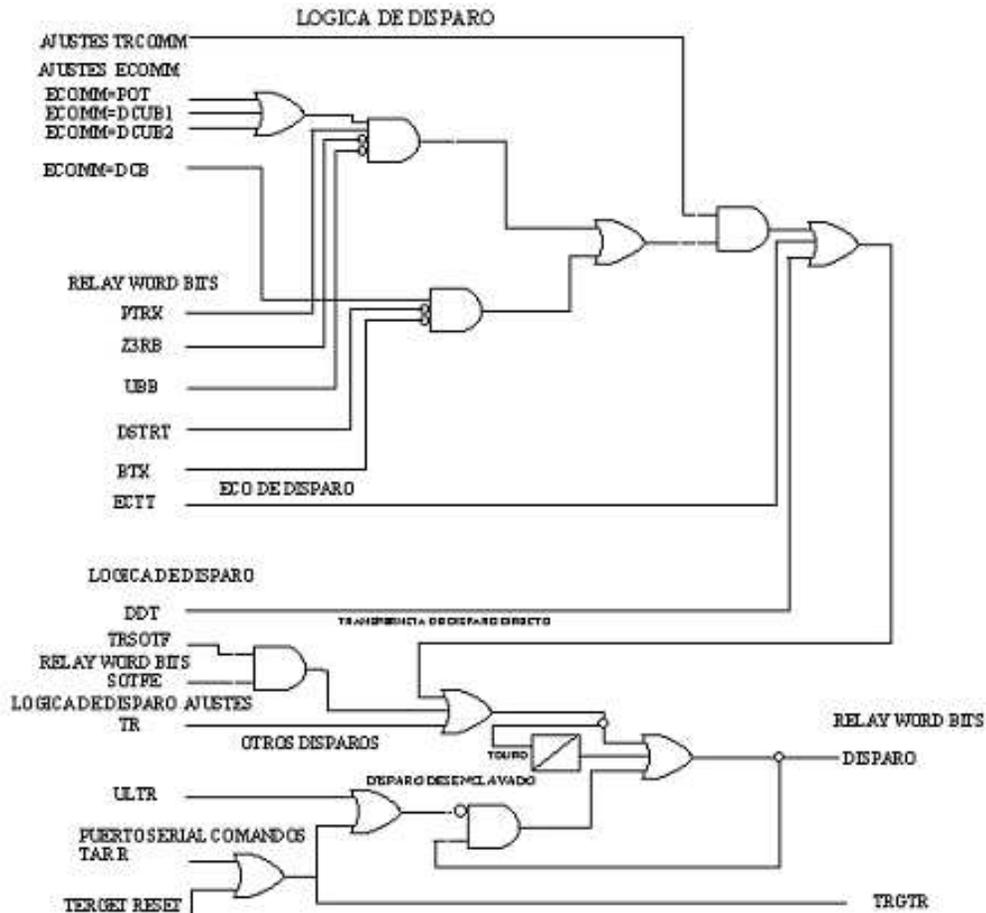


Figura 2.5 Lógica de Disparo (TRIP)

Cabe destacar que en versiones anteriores de este relé, se tenía activado directamente el comando OPEN (apertura de interruptor) en la lógica de disparo; sin embargo, en esta versión no se activa directamente, lo que permite que el usuario pueda supervisar este comando vía el ajuste TR, que está incluido en los ajustes de fábrica de la lógica de disparo en $TR = \dots + OC$. El Relay Word bit OC toma el valor lógico 1 y permanece sellado, cuando es ejecutado este comando.

Programación de un Contacto de Salida para Disparo

En los ajustes de fábrica, la resultante de la lógica de disparo es conducida hacia el contacto de salida OUT1, con el siguiente ajuste de la ecuación de control SELoLogic:

$$OUT1 = TRIP$$

Si se requiere más de un contacto de salida de TRIP, se programan otros contactos de salida con el Relay Word bit TRIP. Algunos ejemplos de contactos adicionales de TRIP son:

- Disparo de interruptor
- Envío de señal hacia un relevador de falla de interruptor externo
- Envío de señal a un equipo de comunicación, para esquema de transferencia de disparo directo.

Lógica de Disparo Asistido por Comunicación

El relevador SEL-351 incluye esquemas de disparo de comunicaciones asistidas que proporcionan unidades de protección para las líneas de transmisión con la ayuda de las comunicaciones.

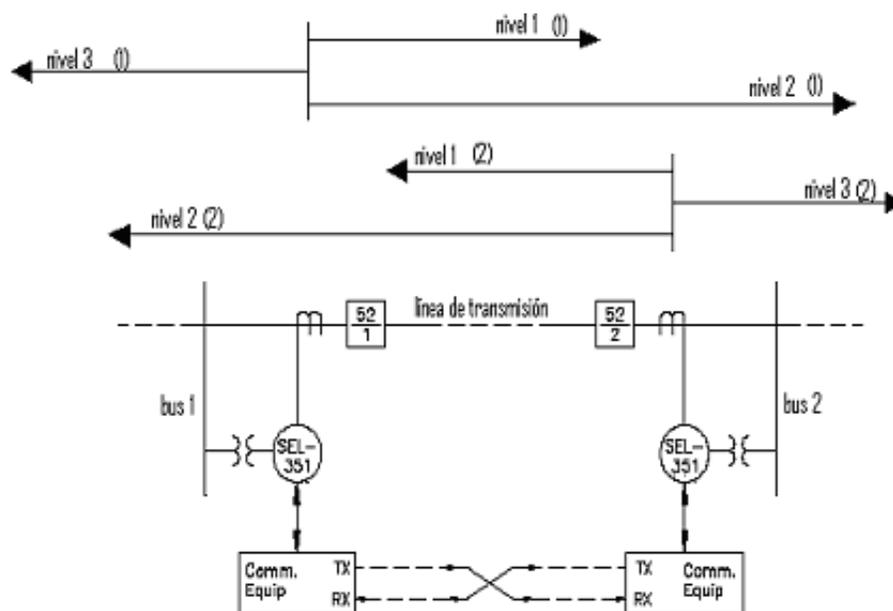


Figura 2.6 Esquema de Disparo Asistido por Comunicación

De la figura 2.6 y la parte superior de la figura 2.5, podemos ver que se tienen seis esquemas de disparo disponibles:



1. Transferencia de disparo directo, Direct Transfer Trip (DTT)
2. Transferencia de disparo directo de bajo alcance, Direct Underreaching Transfer Trip (DUTT)
3. Transferencia de disparo por sobrealcance permisivo, Permissive Overreaching Transfer Trip (POTT)
4. Transferencia de disparo de bajo alcance permisivo, Permissive Underreaching Transfer Trip (PUTT)
5. Desbloqueo de comparación direccional, Directional Comparison Unblocking (DCUB)
6. Bloqueo de comparación direccional, Directional Comparison Blocking (DCB)

Los esquemas de disparo POTT, PUTT, DCUB y DCB son habilitados con el ajuste de habilitación ECOMM, las opciones de ajuste se enlistan en la tabla 2.3:

ECOMM = N	Esquemas de disparo asistidos por comunicación no habilitados
ECOMM = POTT	Esquema POTT o PUTT
ECOMM = DCUB1	Esquema DCUB para comunicación de dos terminales (comunicaciones desde una terminal remota)
ECOMM = DCUB2	Esquema DCUB para tres terminales (comunicaciones desde dos terminales remotos)
ECOMM = DCB	Esquema DCB

Tabla 2.3 Ajustes de Habilitación ECOMM

En la mayoría de los casos, estos esquemas de disparo requieren:

- a. Nivel 1. Los elementos de sobrecorriente de bajo alcance ajusten la dirección hacia delante (ajuste DIR1 = F).
- b. Nivel 2. Elementos de sobrecorriente de sobre alcance ajustan la dirección hacia delante (ajuste DIR2 = F).
- c. Nivel 3. Que los elementos de sobrecorriente ajusten la dirección hacia atrás (ajuste DIR3 = R).

Ajuste de Ecuación de Disparo TRCOMM

Los esquemas de disparo POTT, PUTT, DCUB y DCB, usan la ecuación de control SELogic de disparo TRCOMM, para los elementos de disparo que serán supervisados por la lógica de disparo asistida por comunicación. El ajuste TRCOMM típicamente emplea elementos de sobrecorriente de sobrealcance, de Nivel 2 (ajustados con dirección hacia adelante):

- 67P2: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de fase
- 67N2: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de neutro
- 67G2: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea residual
- 67Q2: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de secuencia negativa

La excepción es el esquema DCB, donde se usan los elementos de sobrecorriente de sobrealcance de Nivel 2, siguen (con dirección hacia adelante) ajustados con un pequeño retardo:



- 67P2S: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de fase, con retardo 67P2SD
- 67N2S: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de neutro, con retardo 67N2SD
- 67G2S: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea residual, con retardo 67G2SD
- 67Q2S: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de sec neg, con retardo 67Q2SD

Ajuste de las Ecuaciones de Disparo TRSOTF y TR

Puede efectuarse según la lógica de disparo SOTF. El ajuste TR se realiza típicamente con elementos no supervisados de sobrecorriente de bajo alcance, de Nivel 1 (ajustados hacia adelante):

- 67P1: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de fase
- 67N1: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de neutro
- 67G1: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea residual
- 67Q1: Elemento direccional de sobrecorriente instantánea de secuencia negativa

LED's de Señalización del Panel Frontal

En la figura 2.7 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.

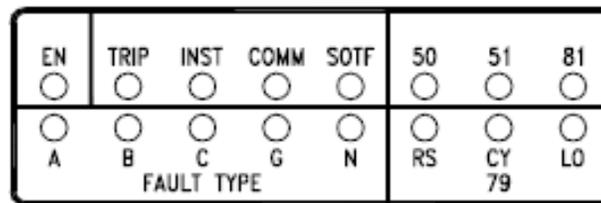


Figura 2.7 LED's Panel Frontal

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 esta 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).

Botón de Target Reset/Lamp Test del Panel Frontal

En la figura 2.8 podemos ver el botón Target Reset ubicado en el panel frontal el cual al presionarlo nos permite realizar dos acciones:

- Todos los led's del panel frontal se iluminan por un segundo, y
- Todos los led's de señalización que se encuentren encendidos, se apagarán, a menos de que se encuentre una condición de disparo.

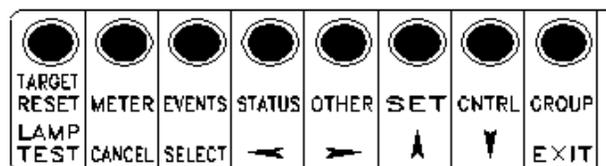


Figura 2.8 Botones del Panel Frontal



2.3.6 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente

Las ecuaciones y su correspondiente curva característica tanto U.S. como I.E.C. de los elementos de tiempo inverso y extremadamente inverso utilizadas en los ajustes del relevador se muestran en las figuras 2.9, 2.10, 2.11 y 2.12 respectivamente, éstas pertenecen a los elementos de sobrecorriente de tiempo de fase, secuencia negativa y residual, donde,

$$t_p = \text{tiempo de operación [s]}$$

$$t_r = \text{emulación del tiempo de reposición tipo disco de inducción electromecánico [s]}$$

$$TD = \text{ajuste de dial de tiempo}$$

$$M = \text{corriente aplicada en múltiplos del pickup} \begin{cases} M > 1 & \text{para tiempo de operación } (t_p) \\ M \leq 1 & \text{para tiempo de reposición } (t_r) \end{cases}$$

Curvas U.S.

Curva U2. Inversa

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

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

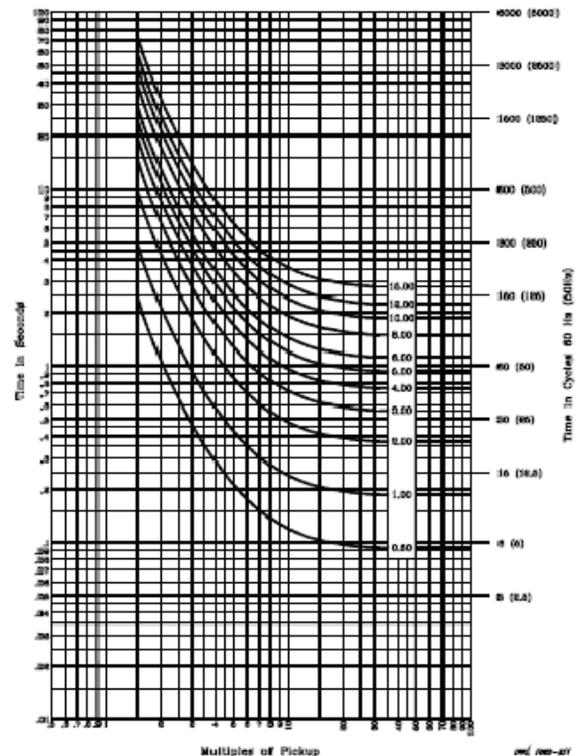


Figura 2.9 Curva U2



Curva U4. Extremadamente Inversa

$$t_p = TD \left[0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{5.67}{1 - M^2} \right]$$

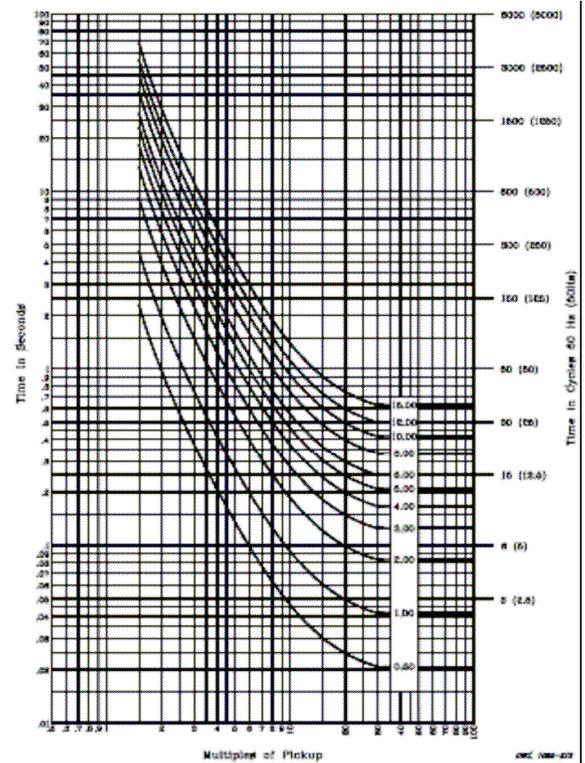


Figura 2.10 Curva U4

Curvas I.E.C.

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

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

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

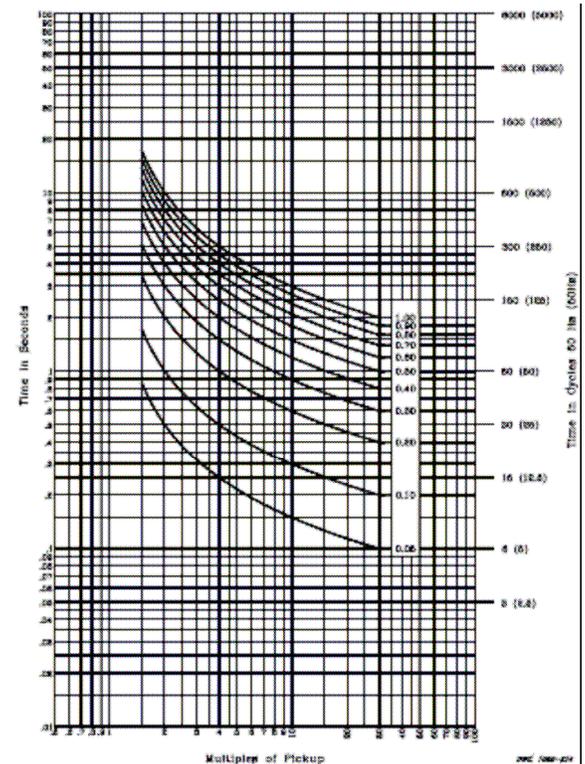


Figura 2.11 Curva C1



Curva C3. Clase C (Extremadamente Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{80}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{80}{1 - M^2} \right]$$

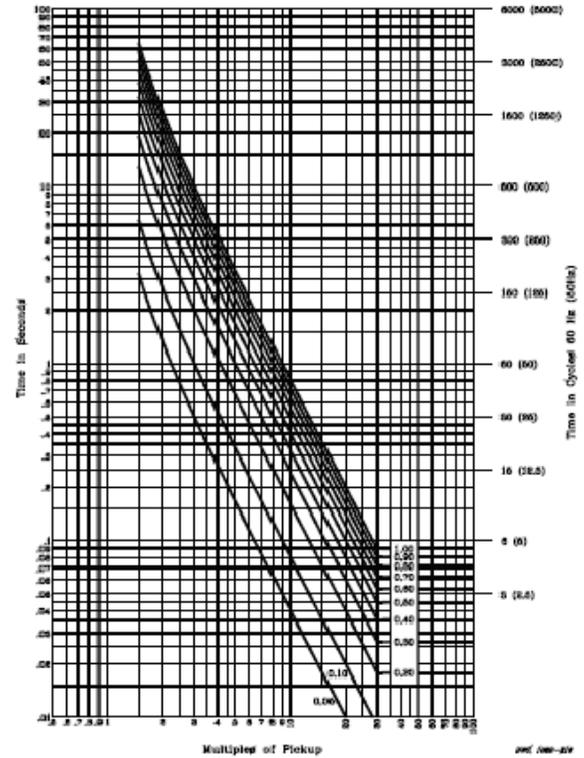


Figura 2.12 Curva C3

2.3.7 Comunicaciones

Nivel de Acceso 0

El acceso a nivel 0 es el nivel inicial de acceso del relé. El relé retorna automáticamente a Nivel 0 cuando expira el tiempo de time-out del puerto serial o después del comando QUIT.

Nivel de Acceso 1

Los comandos del nivel de acceso 1 permiten al usuario ver información de ajustes pero no cambiarlos; extraer y reponer eventos, registros e información de medida.

Nivel de Acceso B

Permite al usuario operar el interruptor y los contactos de salida. Todos los comandos del Nivel de Acceso 1 pueden también ser ejecutados desde este nivel.

Nivel de Acceso 2

Este nivel da acceso ilimitado a los ajustes del relé, parámetros y contactos de salida. Todos los comandos del Nivel de Acceso 1 y Nivel de Acceso B están disponibles desde el Nivel de Acceso 2.



2.4 Protección de transformadores de potencia

2.4.1 Definición y clasificación

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. Estos dispositivos se pueden utilizar para protección, medición o para ambos casos de manera simultánea.

De acuerdo a la magnitud eléctrica que manejan se clasifican en:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencia

Ambos dispositivos desarrollan dos funciones: transformar la magnitud eléctrica correspondiente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Transformadores de potencia. Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente, proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

En base al número de fases del transformador, éstos se clasifican en:

- Monofásicos. Están constituidos por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro.
- Trifásicos. Normalmente están constituidos de un núcleo que tiene tres columnas, sobre cada una de las cuales se encuentra dispuestas los devanados primarios y secundarios de la misma fase.

y dependiendo de las tensiones que transformen se denominan: monofásico-monofásico, trifásico-trifásico, trifásico-monofásico, etc.

De acuerdo al tipo de núcleo con el que cuenta el transformador se clasifican en:

- Acorazados. Caracterizado por la existencia de dos columnas exteriores, por la que se cierra el circuito magnético y están desprovistas de bobinado. Este tipo de núcleo tiene la ventaja de reducir la dispersión magnética, su uso es más común en los transformadores monofásicos
- Columnas. Cuando el primario y el secundario están repartidos entre dos o tres columnas del circuito magnético. Requieren mayor cantidad de cobre pero menor cantidad de hierro.

2.4.2 Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA

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.



El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes más sencillos y más confiables del sistema eléctrico.

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.

Una buena protección se logra con una combinación adecuada del diseño del sistema, de la disposición física y de los dispositivos de protección necesarios para satisfacer económicamente los requisitos de la aplicación y para proteger:

- 1) Al sistema eléctrico contra los efectos de una falla en el transformador.
- 2) Al transformador contra disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cual esta conectado.
- 3) Al transformador tanto como sea posible contra algún mal funcionamiento interno del propio transformador.
- 4) Al transformador contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el comportamiento confiable.

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.

La aplicación de los diversos relés y de otros equipos constituye un esquema de protección, los diversos esquemas dependen fundamentalmente de las necesidades del sistema. Algunos de éstos son selectivos respecto a la situación de la avería y en ellos intervienen diversos parámetros, por ejemplo, tiempo, dirección y sentido, corriente, distancia, equilibrio de corrientes y comparación de fases. Otros discriminan de acuerdo con el tipo de la avería, por ejemplo, los relés de secuencia negativa y algunos utilizan una combinación de situación y tipo de avería. Una clasificación conveniente se basa en la división de los sistemas en tipos: unidad y no unidad (coordinados).

Las protecciones aplicadas a la protección de los transformadores de potencia ya sean de varios devanados o autotransformadores dependen de diversos aspectos entre ellos el tipo de falla y la capacidad nominal de la unidad protegida.

Es obvio, que mucha más protección será instalada para proteger un costoso transformador de alta capacidad que para proteger un transformador pequeño, lo que también se refleja en la opción de instalar o no, sistemas de protección redundante.

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 en la tabla 2.4 mostrada a continuación.

Fallas Internas	Fallas Externas
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 2.4 Fallas Internas y Externas de los Transformadores de Potencia

Las clases de protección usadas para detectar las fallas antes mencionadas se muestran en la tabla 2.5, las que realmente se seleccionan dependen del tamaño del transformador que se trate.

Tipo de Falla	Protección Usada
Fallas entre fases y fallas a tierra	Diferencial Polarizado ¹⁾ Sobrecorriente de Tiempo ^{2) ó 1)}
Fallas a tierra	Distancia ²⁾ Falla a tierra
Fallas entre espiras	Diferencial, Buchholz
Fallas en el núcleo	Diferencial, Buchholz
Fallas en el tanque	Tanque a tierra
Sobreexcitación	Sobreexcitación ³⁾
Sobrecarga	Sobrecarga Térmica

1) Protección principal 2) Protección de respaldo 3) Solo transformadores elevadores

Tabla 2.5 Esquemas de Protección para Transformadores de Potencia

Un esquema de protección típico para un transformador es el mostrado en la figura 2.13, 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.

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) Térmico de fluido o aceite aislante (26Q)
- c) Bajatensión (27T)
- d) Térmico de sobrecarga (49T)
- e) Sobrecorriente instantánea (50, 50F, 50N)
- f) Sobrecorriente de tiempo (51, 51F, 51N, 51NT)
- g) Sobretensión (59)
- h) Detección de gases “Buchholz” (63P)
- i) Direccional de sobrecorriente (67)
- j) Direccional de sobrecorriente a tierra (67N)
- k) Nivel de líquido o aceite aislante (71Q)
- l) Auxiliar de disparo (86)
- m) Diferencial (87T)
- n) Diferencial de tierra (87N)

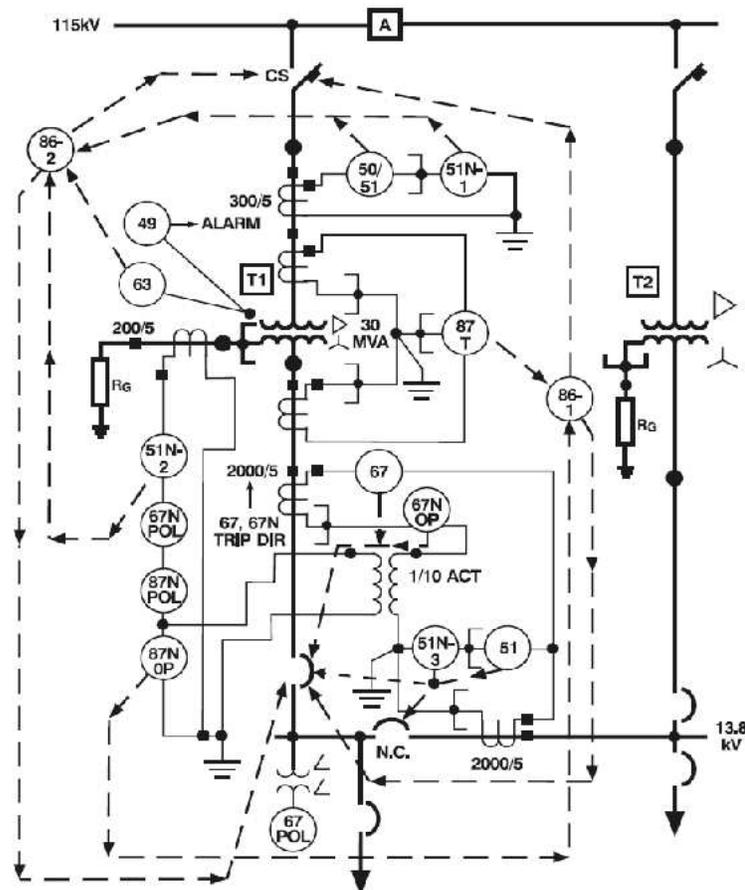


Figura 2.13 Protecciones Típicas de un Transformador

El uso de la lógica programable expande los beneficios de la protección de multifunción digital de transformadores, especialmente para aplicaciones con transformadores de distribución. Se han desarrollado esquemas lógicos para la protección contra fallas en la barra de distribución, la protección de respaldo con relés digitales a alimentadores, y la separación de cargas en subestaciones de distribución con dos bancos, entre otros.



2.4.3 Protección primaria 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 causados 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.

Por otro lado, las sobretensiones debidas a variaciones de frecuencia causan un aumento de la tensión en los aislamientos y un aumento proporcionado en el flujo de trabajo. El último efecto causa a su vez un aumento en la pérdida del hierro y un desproporcionado incremento en la corriente de magnetización. Además, el flujo se desvía entre las láminas de acero del núcleo. El núcleo que encierra normalmente poco flujo, se puede ver sometido a un flujo grande proveniente de la saturación de las regiones cercanas al núcleo. Lo que lleva a un rápido incremento de la temperatura del núcleo, destruyendo su aislamiento y dañando el aislamiento del embobinado si la condición continúa.

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 de baja tensión, con lo que se cubren las necesidades de protección de todos los sistemas.

También es apropiado colocar como protección adicional capacitores contra ondas, localizados tan cerca como sea posible de las terminales del transformador. Éstos tienen la doble función de disminuir la pendiente de los transitorios de frente rápido que puedan chocar contra el devanado del transformador, así como reducir la impedancia efectiva contra la onda presentada por el transformador a la onda que llega.

2.4.4 Protección del sistema de enfriamiento del transformador

Existen dos tipos de transformadores que se utilizan ampliamente en los sistemas eléctricos: secos y líquidos. Para cualquiera de ellos, el medio circundante actúa tanto, como un medio aislante y como un medio para transferir el calor generado en las bobinas y en el núcleo, hacia el exterior.



Es muy importante, que tanto en los transformadores tipo seco como en el tipo líquido, se monitoree la calidad y el funcionamiento del medio circundante para evitar daños al núcleo y a las estructuras de las bobinas.

Los sistemas para preservar el medio aislante de los transformadores tipo seco se usan para asegurar el suministro adecuado de aire limpio para ventilación a una temperatura ambiente aceptable. Una contaminación de los ductos de aislamiento dentro del transformador puede conducir a una reducción de la capacidad disruptiva del medio aislante y tal vez a un severo sobrecalentamiento.

Los tipos de sistemas de preservación del medio aislante para transformadores tipo seco más utilizados son los siguientes:

- a) Ventilación abierta
- b) Ventilación filtrada
- c) Totalmente encerrados, sin ventilación
- d) Sellado con aire o con gas

El método de protección mas comúnmente empleado, consiste en un dispositivo indicador de temperatura con sensores instalados en los ductos de los devanados del transformador, con contactos que darán la señal de alarma audible y visual, cuando la temperatura alcance un valor peligrosamente alto.

Mientras que para los transformadores tipo líquido, los sistemas para preservar el medio aislante se usan para preservar la cantidad de líquido y para prevenir la contaminación por la atmósfera circundante que puede introducir humedad y oxígeno que conduciría a la reducción o pérdida de su capacidad de aislamiento y a la formación de lodos en los ductos de enfriamiento.

La importancia de mantener la pureza del aceite aislante se hace más crítica a tensiones más altas debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

La tendencia es usar preferentemente sistemas con tanque sellado, aunque se encuentran también los siguientes sistemas:

- a) Tanque sellado
- b) Gas inerte a presión positiva
- c) Sello de gas-aceite
- d) Tanque conservador

2.4.5 Protección de Buchholz

Un relevador Buchholz es una protección estándar que se instala en todos los transformadores sumergidos en aceite, detecta todas las fallas de aislamiento dentro del tanque del transformador que causan la formación de gas o concentraciones de aceite que fluyen del tanque del transformador al tanque conservador de nivel. Esto se aplica a todas las fallas entre fases, a tierra y entre espiras de los devanados. El relevador también detecta las pérdidas de aceite causadas por fugas así como defectos tales como conductores rotos y conexiones corroídas o de alguna otra manera, malas.

El principio de operación del relevador Buchholz se basa en el hecho de que en primer lugar, la presión del gas incrementa en la parte superior del tanque del transformador debido a la descomposición química del aceite y/o a la combustión de materiales aislantes sólidos, y en segundo lugar, en que el desarrollo masivo de gas, da lugar a una concentración de aceite hacia el tanque conservador de nivel.

El relevador Buchholz, ver figura 2.14, se instala en el tubo de comunicación entre el tanque del transformador y el tanque conservador de nivel. Generalmente tiene dos flotadores, uno sobre el otro. El superior señala la recolección lenta de gas (primera etapa) y el de más abajo, una caída en el nivel de aceite. Una paleta de flujo se combina generalmente con el flotador más bajo en el caso de una oleada del aceite haga funcionar un contacto de mercurio para disparar el transformador.

Como ya se menciona, el mecanismo de operación, se basa en burbujas de los gases producidos por ruptura lenta del aislamiento o flujo de corriente incipiente, los gases suben a través del aceite hasta el tanque conservador (cámara de acumulación de gases), este proceso permite detectar fallas incipientes, el gas acumulado hace que se muevan los flotadores y suene la alarma, mediante un análisis del gas se puede determinar qué tipo de aislamiento se deterioró.

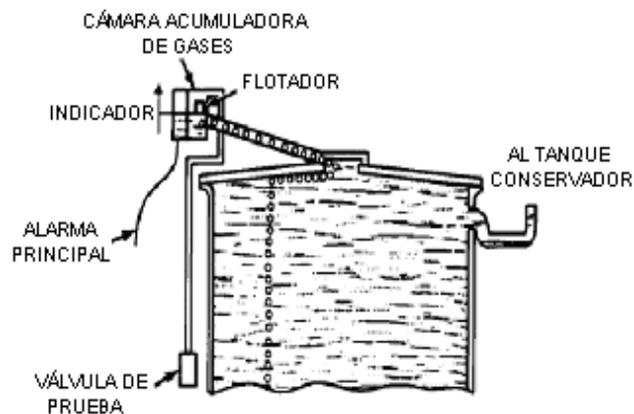


Figura 2.14 Relevador Buchholz

2.4.6 Protección de sobrecarga

El propósito de la protección contra sobrecargas es evitar el sobrecalentamiento del transformador debido a cargas altas inadmisibles.

Un simple relevador de sobrecorriente de tiempo puede realizar esta función en el caso de transformadores pequeños, con la desventaja que no toma en cuenta la historia de la carga antes de la sobrecarga. El usar un relevador de sobrecorriente es entonces una aproximación y no una verdadera protección contra sobrecarga.

Por lo tanto, para transformadores más grandes, se emplea un principio basado en una imagen térmica del transformador. Tales relevadores detectan generalmente varias temperaturas definidas y emiten una alarma en etapas para incrementar el enfriamiento forzado y para iniciar la reducción de carga del transformador. Si la sobrecarga persiste por un período largo o el incremento de temperatura se acerca a su límite permitido máximo, el transformador se desconecta.



Una sobrecarga dará origen a una elevación de temperatura de las diversas partes del transformador. Si la temperatura final esta por arriba de la temperatura de diseño limite, ocurrirá un deterioro del aislamiento que provocara a su vez la reducción de la vida útil del transformador. El aislamiento se puede debilitar a tal grado que una moderada sobretensión lo puede conducir a una falla antes de que termine el período de vida esperado. Los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga que varía con la temperatura del ambiente, con la carga anterior y con la duración de la sobrecarga. Se debe reconocer que siempre que la temperatura de un devanado se incrementa al aislamiento se deteriora mas rápidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

Entonces, la protección contra sobrecargas consiste en limitar la carga y en detectar la sobrecarga. La carga del transformador se puede limitar diseñando un sistema donde la capacidad del transformador sea mayor que la carga total conectada, suponiendo una derivación en la utilización de la carga. Este es un método caro de proporcionar protección contra sobrecargas, ya que el crecimiento de la carga y los cambios en los procedimientos de operación podrían, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta protección.

Por ello, es conveniente dimensionar el transformador con un valor de 125 % de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los sistemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se limitan a las unidades más grandes. La operación manual se refiere porque da una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro. El método mas adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura, esto es, un control de temperatura. Monitoreando la temperatura del transformador se puede detectar las condiciones de sobrecarga. Se tienen disponibles un cierto número de dispositivos de monitoreo para un transformador como accesorios estándar u opcionales.

Entre los dispositivos que se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario, tenemos: indicador de temperatura del líquido, relevadores térmicos, termómetros para medir puntos calientes, enfriamiento con aire forzado, entre otros.

2.4.7 Protección diferencial

Esta protección es capaz no sólo de eliminar todos los tipos de cortocircuito internos, inclusive entre espiras, también fallas debidas a arcos eléctricos en los aisladores de los transformadores.

En el esquema diferencial, se comparan las corrientes de entrada con las de salida del elemento protegido siendo que el relé denominado diferencial, opera cuando a través del mismo, circula una corriente cuya diferencia entre la entrada y la salida rebasa cierto valor ajustado y denominado corriente diferencial, aislando así la zona fallada.



Para la mayoría de los relevadores diferenciales el pickup del relevador es de alrededor de 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad será entre 25 y 50% de la corriente de plena carga. Para transformadores conectados en delta – estrella con capacidades alrededor de 10 000 kVA y que alimentan sistemas de suministro conectados a tierra a través de una resistencia, se recomienda agregar a los relevadores diferenciales de fase, relevadores diferenciales de tierra en el secundario (87TG), ver esquema mostrado en la figura 2.15, para proporcionar sensibilidad adicional contra fallas a tierra en el secundario.

Es necesario hacer varias consideraciones cuando se aplican los relevadores diferenciales:

- a) El sistema debe estar diseñado de tal forma, que los relevadores puedan operar un interruptor en el lado primario del transformador.
- b) Los TC's asociados con cada devanado tienen diferentes relaciones de transformación y características cuando se sujetan a cargas muy grandes y a cortos circuitos.
- c) Los tap's en el transformador se pueden operar cambiando la relación efectiva de vueltas.
- d) Se recomienda que los transformadores usados en los diferentes devanados sean del mismo tipo y del mismo fabricante para minimizar la corriente de error debida a las diferentes características de los TC's.
- e) La corriente inrush de magnetización se ve como una falla por los relevadores diferenciales, utilizar relevadores con restricción de armónicas permite distinguir entre fallas causadas por inrush y fallas por cortos circuitos.
- f) Las conexiones del transformador causan desplazamiento de fase entre las corrientes de alta y baja tensión, lo que se compensa con la conexión apropiada de los TC's.
- g) Las corrientes altas para fallas externas a la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente, para evitarlo se recomienda el uso de relevadores diferenciales de porcentaje, que proporcionan gran sensibilidad y minimizan operaciones erróneas que se producen por desacople de los TC's.
- h) Un transformador con neutro conectado a tierra es una fuente de corriente de falla a tierra, ya que hace circular corrientes de secuencia cero en los TC's del lado estrella sin su correspondiente flujo de corrientes en los TC's del lado delta, provocando un desbalance de corrientes, que causa un disparo indeseable e inmediato. Para evitarlo, se debe conectar en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

Por ello, el esquema de protección diferencial debe de tener en cuenta principalmente que:

- Debe evitar la operación durante corrientes de inrush de magnetización.
- Se debe usar una bobina de restricción para cada fuente de falla.
- Se debe evitar conectar en paralelo los TC's de un alimentador con los TC's de una fuente de corriente de falla.
- Los TC's de los alimentadores se pueden conectar en paralelo con mucho cuidado.

Además se debe tener especial cuidado en que la conexión de los TC's a los relés respeten los requisitos básicos cubriendo las siguientes prioridades:

- i. El relé diferencial no debe operar para carga o para falla externa.
- ii. El relé diferencial debe operar para falla interna suficientemente severa.

En el caso de carga máxima o falla externa: las corrientes a través de las bobinas de restricción de la diferencial deben estar en fase y con diferencia mínima.

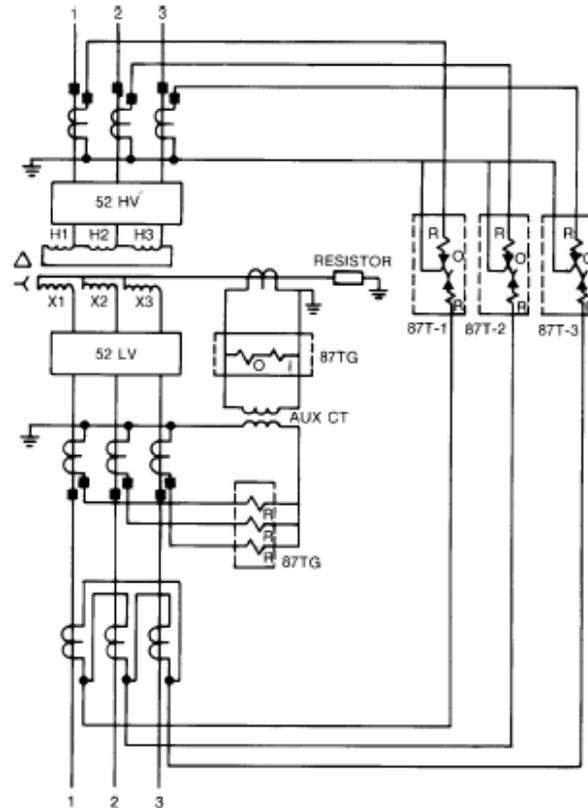


Figura 2.15 Relevador Diferencial de Fase y Tierra del Transformador con las Conexiones de los TC's y de las Bobinas de Corriente

En caso de falla inicial: la diferencia debe ser alta para iniciar el disparo de los interruptores. Entonces se deben seguir los siguientes pasos:

1. Poner en fase: usando TC's en estrella delta de tal manera que las corrientes secundarias queden en fase.
2. Ajustar la relación de transformación: seleccionando las RTC's y/o los taps en el relevador para minimizar el desacople.

Debido algunos factores descritos anteriormente es conveniente usar relés diferenciales compensados con diferencias porcentuales de tal forma que puedan evitar operaciones erróneas.

La figura 2.16 muestra un relevador diferencial de porcentaje, en ella se observan dos bobinas de restricción y una de operación. Las RTC's se relacionan de tal forma que produzcan corrientes secundarias esencialmente iguales tales que bajo condiciones de falla la corriente secundaria del TC entrando a una bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción sin que pase corriente diferencial por la bobina de operación. Debido a los desacoples en la relación de los TC's y los ajustes en los tap's de los relevadores, puede ser que siempre exista alguna corriente en el circuito de la bobina de operación aún en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna a la zona de protección, cantidades definidas de corrientes circularán por el circuito de la bobina de operación. Entonces, el relevador responderá a esta corriente diferencial y determina la relación de las corrientes de operación a las corrientes por las bobinas de restricción.

El relevador opera y dispara cuando esta relación excede el ajuste de la pendiente (generalmente se dispone de ajustes de pendiente de 15, 25, 30 y 40%) y está por arriba de la sensibilidad mínima del relevador.

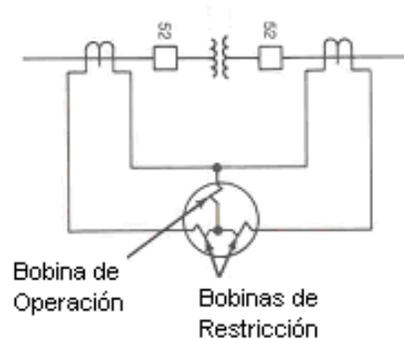


Figura 2.16 Relevador Diferencial de Porcentaje

El diagrama de la figura 2.17 ilustra una aplicación típica de la protección diferencial de porcentaje a un transformador trifásico, observe las conexiones de los TC's tanto en el lado de baja como en el de alta tensión.

La protección de transformadores con relevadores diferenciales de pendiente mejora la efectividad total para detectar las fallas internas de fase a fase.

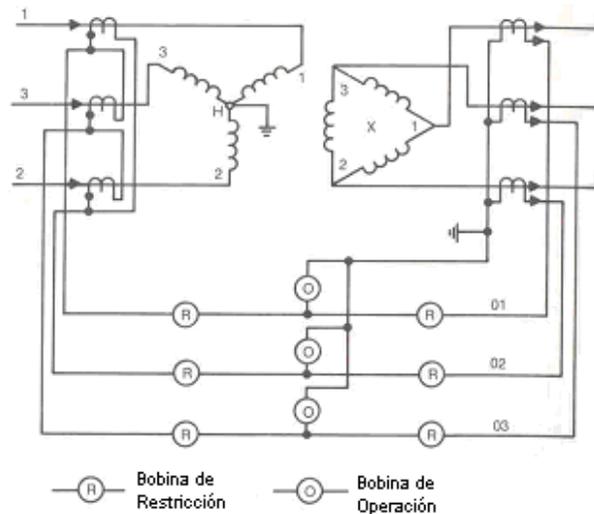


Figura 2.17 Conexión Típica de una Protección Diferencial de Porcentaje

2.4.8 Protección diferencial de neutro

Las fallas a tierra se pueden detectar sumando las corrientes de las tres fases de un circuito. Sin embargo, en muchas aplicaciones es necesario disparar ciertos interruptores solamente cuando las fallas a tierra se producen en determinada zona. En el caso de un transformador conectado en delta-estrella o estrella-delta con el neutro a tierra, éste se convierte en una fuente de corriente de falla de secuencia cero (de tierra).

Una falla a tierra en el lado estrella de un transformador, externa a la zona de protección diferencial, hará que las corrientes de secuencia cero circulen en los transformadores de corriente en lado estrella del transformador sin el correspondiente flujo de corrientes en los TC's de línea en el lado delta del transformador. Si a estas corrientes de secuencia cero se les permiten circular a través de los relevadores diferenciales, causarán un disparo indeseable e inmediato.

Para prevenir tal disparo indeseable, las conexiones del transformador deben ser tales, que hagan circular las corrientes de secuencia cero en una trayectoria de baja impedancia en delta cerrada de los secundarios de los TC's, en lugar de circular por la bobina de operación del diferencial. Esto es fácilmente realizado conectando en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

Así, los devanados conectados en estrella de un transformador generalmente se protegen mediante protección sensible a fallas a tierra, comúnmente se conecta sólidamente a tierra el punto neutro de la estrella o bien a través de una resistencia y en esos casos se conectan cuatro TC's como se muestra en la figura 2.18.

Dicho esquema que se ha descrito como protección contra falla a tierra balanceada o restringida, solo debe operar para fallas a tierra en los devanados conectados en estrella o las conexiones entre los TC's, y se caracteriza porque se debe mantener el balance entre los TC's de las tres fases y el de neutro cuando se presenten fallas fuera de la zona protegida, más bien que entre dos o más TC's en la misma fase.

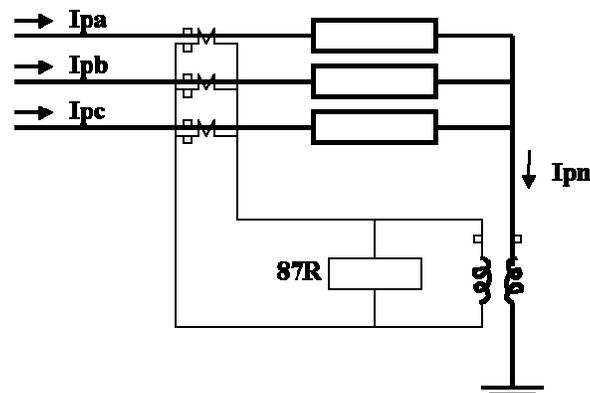


Figura 2.18 Protección de Fallas a Tierra del Devanado Conectado en Estrella

Como con otros esquemas de protección, es un requerimiento que no ocurra la operación del relevador durante condiciones sanas o cuando se presenten fallas externas a la zona protegida y además es deseable que los ajustes del relevador sean lo suficientemente bajos para que detecte corrientes de falla pequeñas.

2.4.9 Protección de sobrecorriente

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.

Estos relevadores se aplican junto con transformadores de corriente y un interruptor, dimensionado para los requerimientos de capacidad continua máxima y de interrupción para esa aplicación.

Un esquema típico de una protección de sobrecorriente tanto instantánea como de tiempo para un transformador es el mostrado en la figura 2.19.

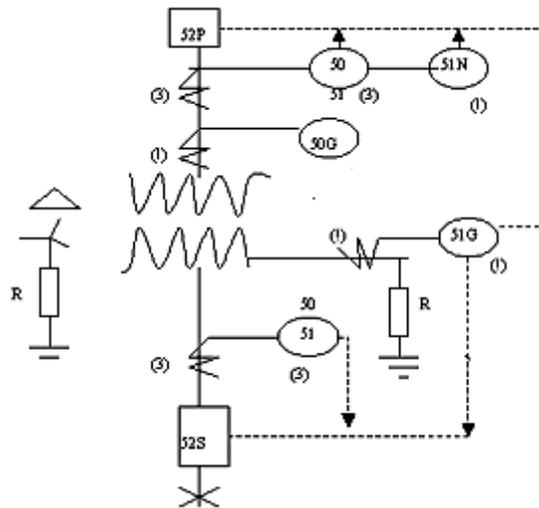


Figura 2.19 Protección de Sobrecorriente

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.



Así mismo, un simple relevador de sobrecorriente conectado a un TC en la conexión entre el neutro y la tierra, puede convertirse en un relevador diferencial de tierra para proteger al transformador de las fallas a tierra que se presentan en el secundario de dicho transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir los requisitos de los estándares y códigos aplicables así como las necesidades del sistema de potencia. Los requisitos de ANSI/NFPA 70-1984 (NEC) representan los límites superiores que se deben cumplir al seleccionar dispositivos de sobrecorriente.

2.4.10 Protección de sobreexcitación

Se presenta peligro en el transformador por un sobreflujo, esto es, exceder el flujo nominal del núcleo de hierro, y entrar en saturación, cuando el transformador esta conectado en el lado de baja tensión, pero no esta conectado al sistema de potencia en el lado de alta tensión. El factor inicial en estas circunstancias puede ser un incremento en la tensión o una reducción en la frecuencia.

Las pérdidas adicionales en el hierro en la región saturada calientan el núcleo de hierro. El flujo se dispersa también hacia otras partes del transformador para producir corrientes de Eddy y todavía más calor en los devanados y en las partes estructurales.

Una medida del grado de sobreflujo en el transformador es la relación entre el flujo de saturación B_S entre el flujo nominal B_N . El valor permitido de la relación B_S está limitado a 1.1, por lo tanto un valor adecuado para la protección contra el sobreflujo es B_S/B_N entre 1.2 a 1.4.

El principio de medición de la protección se basa en la siguiente relación entre el flujo B , la frecuencia f y la tensión U inducido en el transformador:

$$B = \frac{U}{4.44 n a f}$$

donde, $n = \text{numero de vueltas}$
 $a = \text{área de la sección transversal del núcleo de hierro}$

De lo anterior, la relación queda
$$\frac{B_S}{B_N} = \left(\frac{U}{U_N} \right) \left(\frac{f_N}{f} \right)$$

donde, $U_N = \text{tensión no min al}$
 $f_N = \text{frecuencia no min al}$

De acuerdo a la relación B_S/B_N , los valores por unidad de tensión y de la corriente indican el grado de sobreflujo y son estos valores los que se usan en los relevadores contra sobreflujo prácticos.

En la figura 2.20, se presenta un relevador práctico contra sobreflujo. La variable de entrada es la tensión entre fases V medido por el TP, VT que esta acoplado por el transformador de entrada IT al divisor de potencia R/C. La pequeña porción de tensión entre las terminales del capacitor C se aplica al

detector de nivel LD. Como R es mucho más grande que $1/\omega C$, $U_C = U/f$. El detector de nivel LD arranca cuando el ajuste en por unidad es excedido. Típicamente, el detector de nivel excita a dos timers, el timer 1 (DL1) que reduce la excitación después de 1 segundo (señal S_{Trip1}) y el timer 2 (DL2) que dispara la unidad después de 10 a 20 segundos, si la condición de sobreflujo persiste (señal S_{Trip2}).

Como ya se menciona, la densidad de flujo excesiva o sobreexcitación en el transformador se origina cuando el sistema se encuentra en situaciones de:

- a) Sobretensión
- b) Sobrecarga
- c) Baja frecuencia, o
- d) Disturbios geomagnéticos

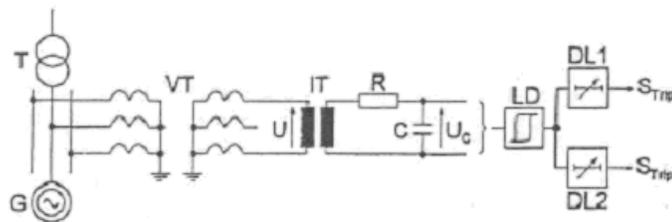


Figura 2.20 Esquema de Protección Contra Sobreflujo

Los resultados de la sobreexcitación provocada por disturbios geomagnéticos son corrientes de baja frecuencia que circulan a tierra a través de un sistema de transmisión, si dichos disturbios son momentáneos, pueden no ser peligrosos si se dispara la protección en el tiempo adecuado.

Un esquema de protección alternativo y más sencillo para proveer protección por sobreexcitación consiste en utilizar un IDMT o una característica de tiempo definido, la cual se inicia si se excede un umbral definido de V/f . Proporcionando tanto la alarma como el disparo, de manera separada. La función de la alarma puede ser de tiempo definido o de retardo, mientras que la curva característica es del tipo IDMT, la cual se muestra en la figura 2.21.

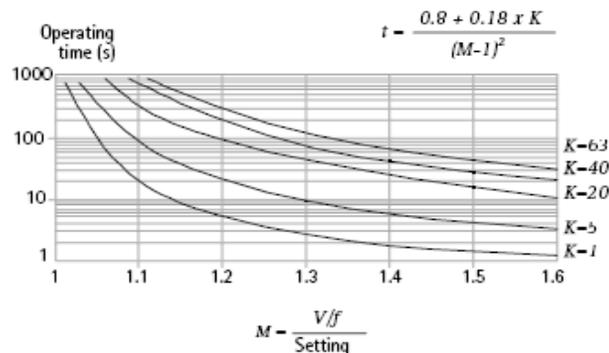


Figura 2.21 Curva Característica IDMT

Los disturbios geomagnéticos pueden dar lugar a una sobreexcitación aun si el umbral de V/f es excedido. Algunos relés proporcionan una característica de detección de 5ta armónica, que se puede utilizar para detectar tal condición, como niveles de armónica bajo condiciones de sobreexcitación.



2.5 Relevadores SEL-387

2.5.1 Introducción

El relevador SEL-387 permite proteger transformadores de poder de dos hasta cuatro enrollados, barras, reactores, generadores, grandes motores u otros aparatos de potencia multiterminal.

En aplicaciones a transformadores de corriente, el relevador permite proporcionar seguridad en cualquier tipo de conexión de los enrollados del transformador, desde los conectados en delta o estrella. Así mismo, permite la conexión separada de los transformadores de corriente provenientes de dos interruptores conectados al mismo enrollado del transformador, como sucede en barras en anillo o esquemas de uno y medio interruptor.

2.5.2 Descripción general

El relé SEL-387 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:

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

Protección Diferencial de Corriente

El relevador cuenta tanto con elementos diferenciales de corriente con retención como sin retención, los cuales son independientes entre sí. Teniendo por un lado que los elementos con retención poseen una característica de slope dual, con retención porcentual variable, mientras que los elementos diferenciales sin retención proporcionan despeje rápido, para fallas internas de gran magnitud.

Además este relé tiene: un elemento de quinta armónica que evita la operación errónea del mismo en condiciones de sobreexcitación, un elemento de segunda armónica que provee protección contra corrientes de inrush durante la energización del transformador, y un modo de bloqueo para fase individual o bloqueo común.

Así, por medio de elementos de armónicos y de bloqueo se puede proporcionar seguridad contra condiciones que causan la operación inadecuada del relevador, derivadas de eventos que afectan al sistema de potencia o al transformador protegido.

Protección de Sobrecorriente

Este relevador también proporciona protección contra sobrecorrientes mediante los siguientes elementos de sobrecorriente no direccional, para cada enrollado/terminal:



- ❖ *Sobrecorriente de fase (50P/51P)*: tres niveles instantáneos, de tiempo definido y tiempo inverso.
- ❖ *Sobrecorriente residual (50N/51N)*: instantánea, de tiempo definido y tiempo inverso.
- ❖ *Sobrecorriente de secuencia negativa (50Q/51Q)*: instantánea, de tiempo definido y tiempo inverso.

Además, cuenta con una función de sobrecorriente especial:

- ❖ *Sobrecorriente combinada (51PG)*: tiempo inverso, fase y tierra) para las corrientes sumadas de los enrollados 1 y 2 y los enrollados 3 y 4.

Los ajustes de pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales.

Protección para Fallas Restringidas a Tierra

Este relevador posee un elemento de protección para fallas restringidas a tierra, REF (restricted earth fault), que proporciona detección sensitiva de fallas internas a tierra.

Dicha función permite proteger transformadores con estrella puesta a tierra o autotransformadores con un interruptor y un juego de TT/CC en una terminal y uno o dos interruptores y juegos de TT/CC en las otras terminales.

La corriente de polarización se obtiene desde el neutro del T/C y se introduce por medio de la entrada del enrollado 4 (Winding 4), mientras que la corriente de operación es derivada desde la corriente residual, calculada para los enrollados protegidos. Por medio de un elemento direccional se determina si la falla es interna o externa, y el disparo es supervisado por umbrales de corriente de secuencia cero y un ajuste de retención por corriente de secuencia positiva.

Entradas Optoaisladas y Contactos de Salida Programables

Este relevador está equipado con ecuaciones de control SELogic potenciadas, que permiten diseñar esquemas de disparo y control personalizados. Las ecuaciones de control SELogic incluyen funciones de temporización independiente, disparo, gatillado de reportes de evento y control de contactos de salida del relé.

Los contactos de salida se programan para disparos de los interruptores o para accionar otros relevadores auxiliares de disparo (86) o para alarmas. Las entradas optoaisladas pueden ser asignadas a varias funciones, como al contacto de estado de interruptor (52a) o para otras entradas de control deseadas.

2.5.3 Especificaciones generales

Corriente de Entrada de CA

5 A Nominal: 15 A permanentes, 500 A por 1 s, lineal para 100 A simétricos.

1250 A por 1 ciclo.

Carga: 0.27 VA a 5 A, 2.51 VA a 15 A



Rango de Corrientes en los Contactos de Salida

Estándar

Cierre (make): 30 A

Permanente (carry): 6 A permanentes a 70 °C
4 A permanentes a 85 °C

Durante 1 s: 50 A; Protección MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J

Tiempo de operación: menor que 5 ms

Tiempo de reposición: menor que 5 ms, típico

Capacidad de interrupción (10000 operaciones):

24 V	0.75 A	L / R = 40 ms
48 V	0.50 A	L / R = 40 ms
125 V	0.30 A	L / R = 40 ms
250 V	0.20 A	L / R = 40 ms

Capacidad cíclica (2.5 ciclos/segundo):

24 V	0.75 A	L / R = 40 ms
48 V	0.50 A	L / R = 40 ms
125 V	0.30 A	L / R = 40 ms
250 V	0.20 A	L / R = 40 ms

Opción Alta Corriente de Interrupción

Cierre (make): 30 A

Permanente (carry): 6 A permanentes a 70 °C
4 A permanentes a 85 °C

Durante 1 s: 50 A; Protección MOV: 330 Vdc, 130 J

Tiempo de operación: menor que 5 ms

Tiempo de reposición: menor que 8 ms, típico

Capacidad de interrupción (10000 operaciones):

24 V	10 A	L / R = 40 ms
48 V	10 A	L / R = 40 ms
125 V	10 A	L / R = 40 ms
250 V	10 A	L / R = 20 ms

Capacidad cíclica (4 ciclos/s, seguidos de 2 min de reposo para disipación térmica):

24 V	10 A	L / R = 40 ms
48 V	10 A	L / R = 40 ms
125 V	10 A	L / R = 40 ms
250 V	10 A	L / R = 40 ms

Nota: No usar contactos de alta capacidad de interrupción para controlar señales de ac.



Rango de Entradas Lógicas

250 Vdc: Pickup	200 – 300 Vdc;	Dropout	150 Vdc
220 Vdc: Pickup	176 - 264 Vdc;	Dropout	132 Vdc
125 Vdc: Pickup	105 -150 Vdc;	Dropout	75 Vdc
110 Vdc: Pickup	88 - 132 Vdc;	Dropout	66 Vdc
48 Vdc: Pickup	38.4 - 60 Vdc;	Dropout	28.8 Vdc
24 Vdc: Pickup	15 - 30 Vdc;		

Nota: Las entradas optoaisladas de 24, 48 y 125 Vdc drenan aproximadamente 4 mA de corriente, las de 110 Vdc drenan aprox. 8 mA y las de 220 y 250 Vdc drenan aprox. 5 mA. Todas las corrientes a tensión nominal.

Fuente de Tensión

Valor nominal: 125/250 Vdc o Vac
Rango: 85 – 350 Vdc u 85 – 264 Vac
Carga: <25 W
Interrupción: 45 ms a 125 Vdc
Rizado: 100 %

Valor nominal: 48/125 Vdc o 125 Vac
Rango: 38 – 200 Vdc u 85 – 140 Vac
Carga: <25 W
Interrupción: 160 ms a 125 Vdc
Rizado: 100 %

Valor nominal: 24/48 Vdc
Rango: 18 – 60 Vdc requiere polaridad
Carga: <25 W
Interrupción: 110 ms a 48 Vdc
Rizado: 100 %
Nota: interrupción y rizado según IEC 60255-11 [IEC 255-11]: 1979.

Comunicaciones Seriales

Puertos seriales (4)
EIA-232: 1 frontal, 2 posteriores.
EIA-485: 1 posterior.

Aislamiento: 2100 Vdc

Baud rate: 300 – 19200 bps.

Funciones de Medición

Tipos de funciones de medida a frecuencia fundamental:

- Instantánea
- Demanda térmica
- Demanda máxima

Magnitudes medidas:

- Corriente por fase para cada uno de los 4 devanados de entrada.
- Magnitudes de corriente de secuencia positiva, negativa y cero (residual) para las entradas de corriente de los cuatro devanados.
- Corrientes de operación, retención y de segunda y quinta armónica de los tres elementos diferenciales.

Medida de armónica (función especializada)

Proporciona una visión de las magnitudes armónicas contenidas en las corrientes de fase, desde la fundamental hasta la armónica decimoquinta.

Exactitud de medidas:

Corrientes de fase:	$\pm 1.5 \% \pm 0.10 \text{ A}$ y $\pm 1.5^\circ$
Corrientes de secuencia:	$\pm 3.0 \% \pm 0.10 \text{ A}$ y $\pm 2.0^\circ$
Cantidades diferenciales:	$\pm 5.0 \% \pm 0.10 \text{ A}$
2ª y 5ª armónicas:	$\pm 5.0 \% \pm 0.10 \text{ A}$
Corrientes armónicas:	$\pm 5.0 \% \pm 0.10 \text{ A}$

Temperatura (de operación)

- 40 °C a 85 °C (- 40 °F a 185 °F)

Dimensiones

88.1 mm × 438.2 mm × 228.6 mm (alto × largo × ancho)

Peso

Altura rack 2U: 15 lbs (6.8 kg)

Paneles Frontal y Posterior (ver figuras 2.22 y 2.23 respectivamente)

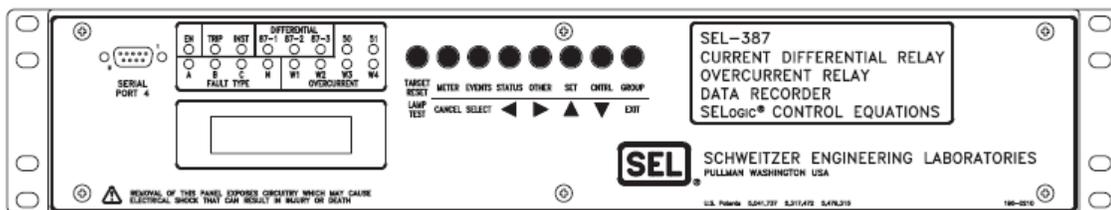


Figura 2.22 Panel Frontal SEL-387

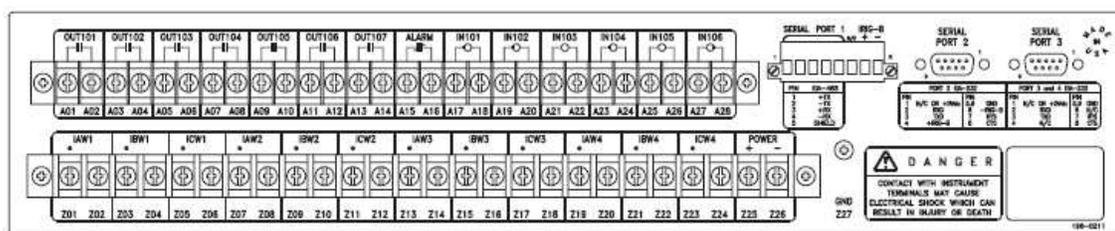


Figura 2.23 Panel Posterior SEL-387



2.5.4 Especificaciones de funciones de corriente diferencial

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

Elementos Diferenciales

Rango de pickup sin retención:	1 - 20 en por unidad del tap
Rango de pickup con retención:	0.1 - 1.0 en por unidad del tap
Exactitud de operación [A sec]:	$\pm 5\% \pm 0.10 A$
Tiempo de operación de elemento sin retención: (mínimo/típico/máximo)	0.8/1.0/1.9 ciclos
Tiempo de operación de elemento con retención: (con bloqueo armónico) (mínimo/típico/máximo)	1.5/1.6/2.2 ciclos

Curva Característica

La curva característica del relevador SEL-387, ver figura 2.24, es del tipo diferencial de porcentaje. El relé permite ajustarla, ya sea como de simple slope, característica diferencial de porcentaje, o como de slope dual, característica diferencial de porcentaje variable.

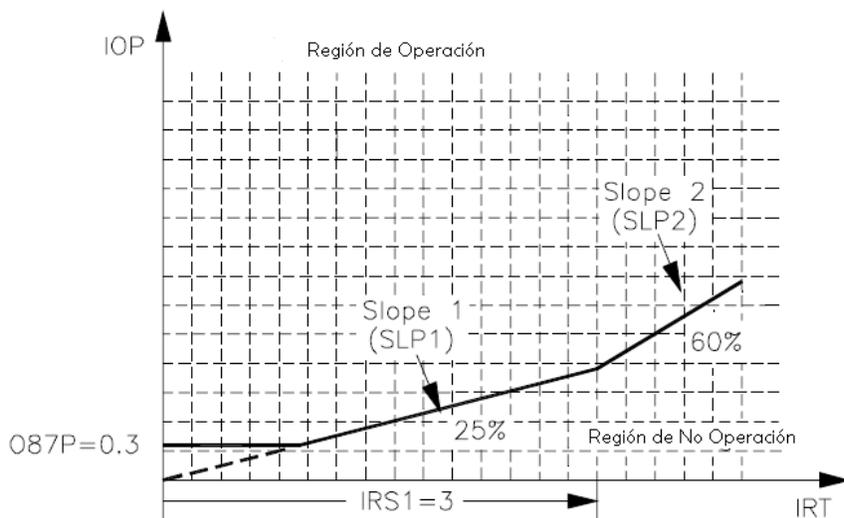


Figura 2.24 Característica Diferencial de Porcentaje con Retención

Dicha curva de operación queda definida por los cuatro ajustes siguientes:

$O87P$ = *mínimo nivel de IOP requerido para operación*

$SLP1$ = *Slope inicial, se inicia en el origen e intersecta*

$$\text{a } O87P \text{ en } IRT = \frac{O87P(100)}{SLP1}$$



$IRS1 = \text{limite de IRT para la característica de operación SLP1;}$
 $\text{int er sección en el punto de inicio de SLP2.}$

$SLP2 = \text{segundo slope, si se usa debe ser mayor o igual que SLP1.}$

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.

Lógica del Elemento Diferencial de las Cantidades de Corriente I (oper/ret)

La forma en la que se determinan los elementos diferenciales 87-1, 87-2 y 87-3 se describe a continuación.

Para el cálculo de dichos elementos se emplean las corrientes compensadas ($I_n W_n C_n$) de la fase A, B y C de cada enrollado. Dicho ajuste se hace mediante el ángulo de fase y la conexión de los devanados del transformador de los TC's. Las corrientes son entonces divididas por un valor de tap (derivación), determinado sobre la misma base de MVA para cada devanado, para reducir las corrientes a menor dimensión de los múltiplos de tap.

La cantidad IOPn (operación) es generada al sumar las corrientes de los enrollados en forma fasorial, mientras que la cantidad IRTn (retención) se genera al sumar las magnitudes de las corrientes de los enrollados en una suma escalar simple y dividir el resultado por dos, ambas lógicas se pueden observar en la figura 2.25. Para corrientes de carga balanceada, dichos cálculos producen resultados ideales de $IOP = 0$ e $IRT = 1$.

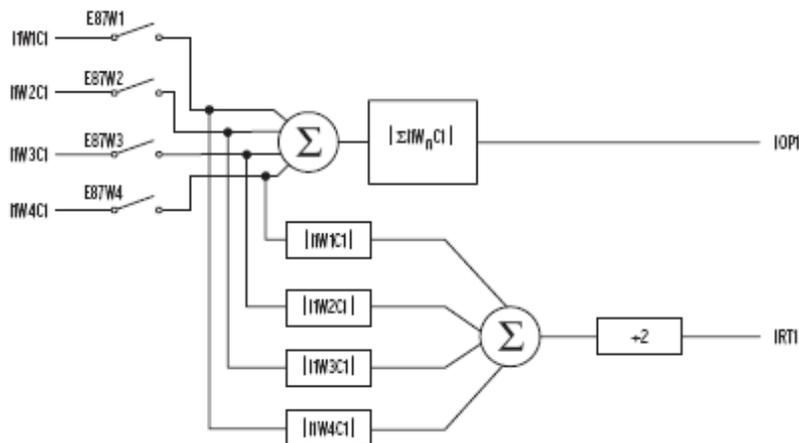


Figura 2.25 Cantidades de Corriente IOP e IRT



Los elementos diferenciales restringidos son supervisados por los elementos de segunda y quinta armónica que desbloquean el disparo si el contenido específico de armónicas, como un porcentaje de la corriente fundamental de operación, está por encima del umbral especificado. Esto previene disparos incorrectos durante la magnetización del transformador (segunda armónica) o condiciones permisibles de sobreexcitación (quinta armónica). Los dos umbrales, PCT2 y PCT5, son ajustables independientemente. Además es posible especificar si el bloqueo de armónica de algún elemento deshabilita todos los elementos o sólo el elemento afectado. Este ajuste, IHBL, se entiende por bloqueo de armónicas independiente. Si se ajusta a N (no), el ajuste bloqueará todos los elementos si alguno es bloqueado.

Mientras que los elementos diferenciales sin retención (87U1, 87U2, 87U3), comparan la cantidad de operación IOP al valor de ajuste U87P, típicamente alrededor de 10 veces el tap, y disparan si ese valor es excedido. Esto es esencialmente una cantidad instantánea de ajuste bastante alto del nivel de pickup para cuando una falla interna ha ocurrido.

Los elementos con retención (87R1, 87R2, 87R3) determinan si la cantidad de operación IOP es mayor que la cantidad de retención, usando la curva característica.

Las cantidades IOPn e IRTn determinan si el relé dispara, el elemento diferencial calcula un umbral como función de IRTn, IOPn debe exceder dicho umbral para producir el disparo.

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).

2.5.5 Especificaciones de funciones de sobrecorriente

El relevador proporciona 44 elementos de sobrecorriente, 11 por cada enrollado de entrada. De los 11 elementos de sobrecorriente, nueve poseen control de torque, de los cuales hay un elemento de tiempo definido, un instantáneo y uno de tiempo inverso, para cada una de las siguientes categorías: corrientes de fase, de secuencia negativa y residual.

Mientras que los dos elementos restantes, 50Pn3 y 50Pn4, son elementos de sobrecorriente de fase instantáneos que no poseen control de torque, los cuales proveen información de salida por fase además de proporcionar detección de nivel.

También el relé cuenta con un juego de 4 elementos de sobrecorriente de tiempo inverso que usan corrientes combinadas desde dos devanados. Estos elementos combinados de sobrecorriente operan con la suma de las corrientes de entrada de 2 enrollados. Los elementos 51PC1 y 51NC1 usan corriente de fase y residual de los enrollados 1 y 2, mientras que los elementos 51PC2 y 51NC2 usan las corrientes de fase y residual de los enrollados 3 y 4. Estos elementos no tienen control de torque.

Las entradas de corriente para los elementos combinados quedan de la siguiente manera:

$$51PC1, 51NC1: IAW1 + IAW2, IBW1 + IBW2, ICW1 + ICW2$$

$$51PC2, 51NC2: IAW3 + IAW4, IBW3 + IBW4, ICW3 + ICW4$$



En la tabla 2.6 se presenta un resumen de los 44 elementos de sobrecorriente y de los 4 elementos combinados de sobrecorriente, detallando cuales son de fase, de secuencia negativa y residual.

	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
Enrollado 4 (Winding 4)	50P41	50P42, 50P43, 50P44	51P4
Combinados (Enrollados 1 y 2)			51PC1
Combinados (Enrollados 3 y 4)			51PC2
Secuencia negativa ($I_Q = 3 \cdot I_2$)			
Enrollado 1 (Winding 1)	50Q11	50Q12	51Q1
Enrollado 2 (Winding 2)	50Q21	50Q22	51Q2
Enrollado 3 (Winding 3)	50Q31	50Q32	51Q3
Enrollado 4 (Winding 4)	50Q41	50Q42	51Q4
Residual ($I_R = I_a + I_b + I_c$)			
Enrollado 1 (Winding 1)	50N11	50N12	51N1
Enrollado 2 (Winding 2)	50N21	50N22	51N2
Enrollado 3 (Winding 3)	50N31	50N32	51N3
Enrollado 4 (Winding 4)	50N41	50N42	51N4
Combinados (Enrollados 1 y 2)			51NC1
Combinados (Enrollados 3 y 4)			51NC2

Tabla 2.6 Resumen de Elementos de Sobrecorriente

Elementos Instantáneos y Tiempo Definido (de devanado)

Rango de pickup [A sec]: 0.25 – 100.00 A

Exactitudes de pickup [A sec]

Régimen permanente: $\pm 3 \% \pm 0.10 A$

Transiente * : $\pm 5 \% \pm 0.10 A$

Tiempo de pickup (típico/máximo): 0.75/1.20 ciclos

Rango de tiempo de retardo: 0 – 16000 ciclos

Exactitud del tiempo de retardo $\pm 0.1 \% \pm 0.25$ ciclos

* Para transiente, $\pm 6 \%$ para elementos de secuencia negativa.



Elementos Temporizados (de devanado y de corriente combinada)

Rango de pickup [A sec]: 0.5 – 16.0 A

Exactitudes de pickup [A sec]

Régimen permanente: $\pm 3 \% \pm 0.10 A$

Transiente * : $\pm 5 \% \pm 0.10 A$

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

Exactitud de temporización: $\pm 4 \% \pm 1.5$ ciclos, para corrientes entre 2 a 30 veces el pickup. Las curvas operan con tiempo definido para corrientes mayores que 30 veces el pickup.

Característica de reposición: Emulación de reposición de disco de inducción o 1 ciclo de reposición lineal.

* Para transiente, $\pm 6 \%$ para elementos de secuencia negativa.



2.5.6 Ajustes de los elementos diferenciales

En la tabla 2.7 se especifican los ajustes relativos a los elementos diferenciales del relé, detallando su descripción y rango de ajuste.

<i>Etiqueta de Ajuste</i>	<i>Definición</i>	<i>Límites</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_{PRIM}/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 2.7 Ajustes del Elemento Diferencial



2.5.7 Ajustes de los elementos de sobrecorriente

A continuación se muestra la tabla 2.8 que enlistan los ajustes de los elementos de sobrecorriente del relevador incluyendo su definición y rango de ajuste.

<i>Etiqueta de Ajuste</i>	<i>Definición</i>	<i>Límites</i>
EOCn	Habilitación de elementos de sobrecorriente y umbral de demanda del enrollado n.	Y, N
EOCC	Habilitación de elemento combinado de sobrecorriente.	Y, N
50PnmP 50QnmP 50NnmP	Pickups de elementos instantáneos y de tiempo definido: De fase De secuencia negativa Residual	OFF, (0.25-100), A secundarios, en pasos de 0.01 A
50Pn1D 50Qn1D 50Nn1D	Retardo de los elementos de tiempo definido: De fase De secuencia negativa Residual	0-16000 ciclos, en pasos de 0.25- ciclos
51PnP 51QnP 51NnP	Pickups de elementos de tiempo inverso: De fase De secuencia negativa Residual	OFF, (0.5-16), A secundarios, en pasos de 0.01 A
51PnC 51QnC 51NnC	Ajustes del tipo de curva: Característica de tiempo de fase Característica de tiempo de secuencia negativa Característica de tiempo residual	U1, U2, U3, U4, U5 C1, C2, C3, C4, C5
51PnTD 51QnTD 51NnTD	Ajustes del dial de tiempo: Inverso de fase Inverso de sec negativa Inverso residual	US 0.5-15, IEC 0.05-1, en pasos de 0.01
51PnRS 51QnRS 51NnRS	Ajustes de reposición electromecánica: Tiempo Inverso de fase Tiempo Inverso de secuencia negativa Tiempo inverso residual	Y, N
50PnmTC 50QnmTC 50NnmTC 51PnTC 51QnTC 51NnTC	Ajustes de control de torque: Instantáneo y definido de fase Instantáneo y definido de sec neg Instantáneo y definido residual Tiempo inverso de fase Tiempo Inverso de secuencia negativa Tiempo inverso residual	Ecuaciones de control SELogic

Tabla 2.8 Ajustes del Elemento de Sobrecorriente



2.5.8 Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente

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 2.26, 2.27, 2.28 y 2.29 respectivamente, éstas pertenecen a los elementos de sobrecorriente de tiempo de fase, secuencia negativa y residual, donde,

$$t_p = \text{tiempo de operación [s]}$$

$$t_r = \text{emulación del tiempo de reposición tipo disco de inducción electromecánico [s]}$$

$$TD = \text{ajuste de dial de tiempo}$$

$$M = \text{corriente aplicada en múltiplos del pickup} \begin{cases} M > 1 & \text{para tiempo de operación } (t_p) \\ M \leq 1 & \text{para tiempo de reposición } (t_r) \end{cases}$$

Curvas U.S.

Curva U2. Inversa

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

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

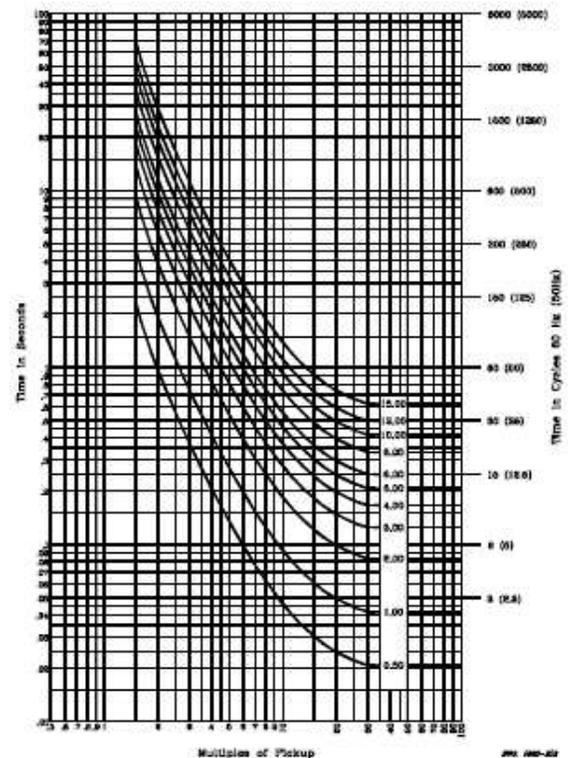


Figura 2.26 Curva U2



Curva U3. Muy Inversa

$$t_p = TD \left[0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{3.88}{1 - M^2} \right]$$

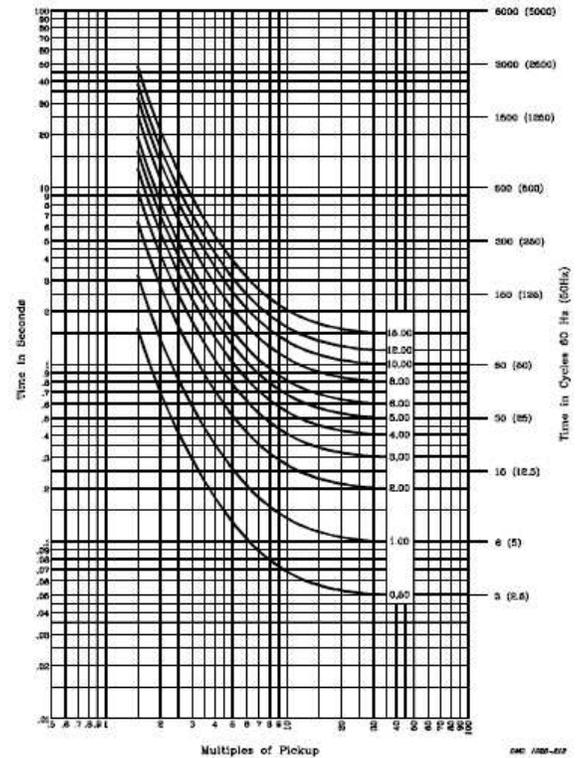


Figura 2.27 Curva U3

Curvas I.E.C.

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

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

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

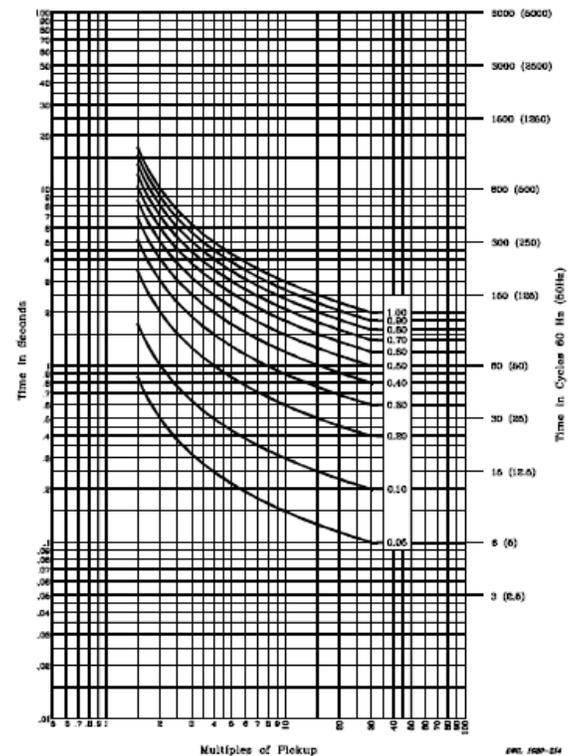


Figura 2.28 Curva C1



Curva C2. Clase B (Muy Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{13.5}{M - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

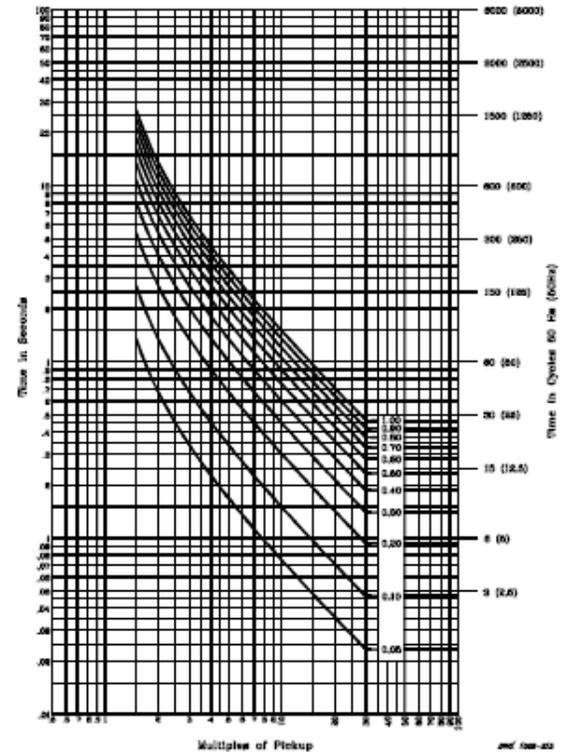


Figura 2.29 Curva C2

2.5.9 Comunicaciones

El relé SEL-387 cuenta para sus comunicaciones con 4 puertos seriales: un puerto E1A-232 en la parte frontal, 2 puertos E1A-232 y un puerto E1A-232 en el panel posterior.

La comunicación con el relé se establece conectando uno de sus puertos seriales a una terminal utilizando el cable apropiado. Se pueden conectar módems, convertidores de protocolos, impresoras, procesadores de comunicaciones SEL-2020 o SEL-2885, un puerto serial SCADA y/o RTU's para comunicación remota o local.

Software de comunicación. Para establecer comunicación con el relevador solo se necesita emplear un sistema o programa que emule una terminal estándar y que sea compatible con el Relé SEL-387, como por ejemplo, Procomm Plus, Microsoft Windows Terminal, Microsoft Windows 95 HyperTerminal, entre otros.

Los ajustes por defecto para los puertos seriales son:

- Baud Rate = 2400
- Bata Bits = 8
- Parity = N
- Stop Bits = 1
- RTS/CTS = N



Conexión del Relé SEL-387 a una Computadora

Para conectar el relé a la computadora se puede usar cualquier combinación de sus puertos seriales o todos ellos además de utilizar el cable correspondiente, que para nuestro caso, es un cable C234A, con el cual se tendrá la conexión mostrada en la figura 2.30.

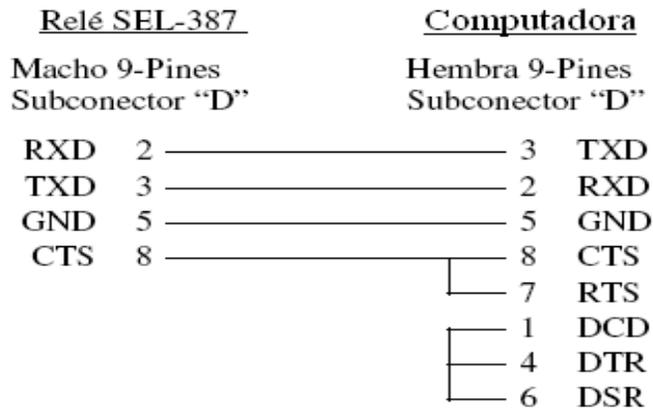


Figura 2.30 Conexión Relé-Computadora

Niveles de Acceso

El relevador posee cuatro niveles de acceso, cada uno de ellos tiene su propio cursor y password.

Mediante estos niveles se pueden enviar diferentes comandos vía puerto serial al relevador para que realice diferentes funciones que permiten:

- Visualizar información: valores de medida, ajustes, etc.
- Ajustar características del relevador.
- Controlar interruptores y contactos de salida.
- Modificar ajustes al relevador.
- Operar los parámetros del relé y de los contactos de salida.

A continuación la tabla 2.9 muestra los niveles de acceso, cursores y comandos disponibles para cada nivel de acceso.

Nivel de Acceso	Cursor	Comandos Permitidos
0	=	0
1	=>	0, 1
B	==>	0, B
2	==>>	0, 1, B, 2

Tabla 2.9 Resumen Niveles de Acceso

Este esquema de acceso permite al usuario acceder sólo a las funciones que se requieren.



El relé es suministrado con las contraseñas (passwords) por defecto mostradas en la tabla 2.10.

Nivel de Acceso	Contraseñas
1	OTTER
B	EDITH
2	TAIL

Tabla 2.10 Contraseñas de los Niveles de Acceso

Cabe destacar que si un comando se ingresa en un nivel de acceso inferior al especificado para dicho comando el relé responde: “Invalid Access Level” o bien si se ingresa un comando no listado o si un comando no es seguido por el número o letra correcta, el relevador responderá: “Invalid Command”.

Ahora se procederá a indicar la jerarquía de niveles de acceso, el cursor de acceso a cada nivel y los comandos permitidos en cada uno de los cuatro niveles de acceso.

1. Nivel de Acceso 0

- Al establecer comunicación serial, muestra en la pantalla el cursor: (=).
- Solo permite ejecutar los comandos ACC y QUI.
- Lo único que se puede hacer en este nivel es ir al nivel de acceso 1.

2. Nivel de Acceso 1

- Para entrar ejecute ACC e ingrese la contraseña si es requerida.
- Permiten visualizar información (ajustes, medidas, etc.), sin poder modificarla.
- El cursor que aparece en la pantalla es: (=>).
- Acceso a otros niveles mediante los siguientes comandos:
2AC → Nivel de acceso 2
BAC → Nivel de acceso B

3. Nivel de Acceso B (Nivel interruptor)

- Para entrar ejecute BAC e ingrese la contraseña si es requerida, el relé pulsará el contacto ALARM y accederá al nivel.
- Este nivel permite controlar interruptores y contactos de salida así como visualizar información del relé.
- El comando 2AC permite el ingresar al nivel de acceso 2.
- Admite la ejecución de comandos de niveles de acceso más bajos (0, 1).
- El cursor mostrado en la pantalla es: (==>).

4. Nivel de Acceso 2.

- Es el nivel de acceso más alto.
- Para entrar ejecutar 2AC e ingrese la contraseña si es requerida, el relé pulsa el contacto ALARM y accede al nivel.
- Mediante este nivel se pueden realizar cambios en los ajustes u operar sobre los parámetros del relé y los contactos de salida así como visualizar información y controlar interruptores.
- Acepta la ejecución de los comandos de niveles de acceso más bajos.
- El cursor que aparece en la pantalla es: (==>>).



Es importante poner atención en la instalación y remoción de los puentes interiores JMP6A y JMP6B de la tarjeta principal, para evitar que éstos afecten la ejecución de ciertos comandos. El efecto de estos puentes que se deben atender se expone en la tabla 2.11.

Puente Interior	Efecto
JMP6A	Si esta instalado, deshabilita la protección de password.
JMP6B	Si esta instalado, habilita comandos CLO, OPE y PUL.

Tabla 2.11 Efecto de los Puentes Interiores

Finalmente, en la figura 2.31 se muestra la relación entre los niveles de acceso, cursores y comandos disponibles para cada nivel así como los comandos para moverse entre niveles de acceso.

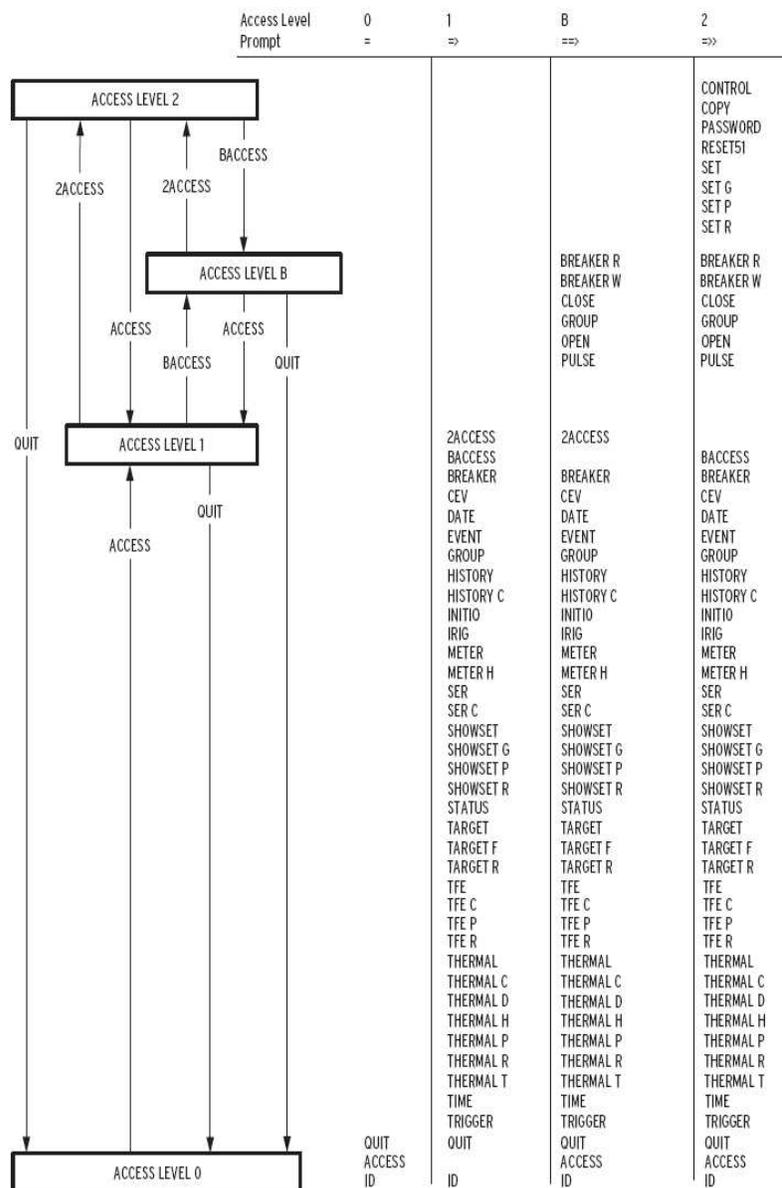


Figura 2.31 Relación entre Niveles de Acceso



SELECCIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN





SELECCIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

3.1 Descripción de la Subestación Eléctrica.....	74
3.1.1 Datos de la subestación	74
3.1.2 Diagrama unifilar	74
3.1.3 Características de la carga	74
3.2 Selección del esquema de protección para el transformador de potencia	74
3.2.1 Descripción.....	74
3.2.2 Protección primaria y de respaldo	77
3.3 Selección del esquema de protección para los alimentadores de distribución	77
3.3.1 Descripción.....	77
3.3.2 Protección primaria y de respaldo	77



3.1 Descripción de la Subestación Eléctrica

3.1.1 Datos de la subestación

La Subestación Eléctrica Espinal Uno es del tipo distribución; está alimentada por dos líneas de subtransmisión en 115 kV (ESP 73010 y ESP 73020). La subestación alimenta a la carga a través de cuatro alimentadores de distribución o de circuitos alimentadores de distribución o de circuitos en 13.8 kV (ESP 4010, ESP 4020, ESP 4030 y ESP 4040).

Niveles de Tensión

- Alta tensión: 115 kV
- Baja tensión: 13.8 kV

Transformador

- Tensión: 115 (+2.5 %, -7.5 %) / 13.8 kV
- Capacidad: 12/16/20 MVA
- Impedancia: 9.02/12.16/15.18 %
- Conexión: Delta-Estrella (aterrizada)
- Grupo vectorial: Dy5 (por ser una conexión delta-estrella, con un defasamiento de 150°)

Corriente y capacidad de cortocircuito en 115 kV

- $I_{CC3\phi} = 4528 \text{ A}$; $MVA_{CC3\phi} = 902 \text{ MVA}_{CC}$
- $I_{CC1\phi} = 4347 \text{ A}$; $MVA_{CC1\phi} = 866 \text{ MVA}_{CC}$

3.1.2 Diagrama unifilar

El arreglo de la subestación es de anillo en alta tensión, y radial con barra principal y de transferencia en baja tensión. Su diagrama unifilar se muestra en la figura 3.1.

3.1.3 Características de la carga

La carga que es alimentada por la subestación, principalmente es de tipo urbana y suburbana, existiendo también algunas cargas industriales y el abastecimiento a algunas comunidades rurales.

3.2 Selección del esquema de protección para el transformador

3.2.1 Descripción

De acuerdo con la capacidad del transformador de potencia de la subestación, el esquema de protección adecuado para el transformador de potencia es mediante la protección de Buchholz (63P), la protección diferencial de corriente (87), la protección de sobrecorriente instantánea y de tiempo de fase (50F/51F)

TODOS LOS NÚMEROS LLEVAN ANTEPUES TO EL "ESP"

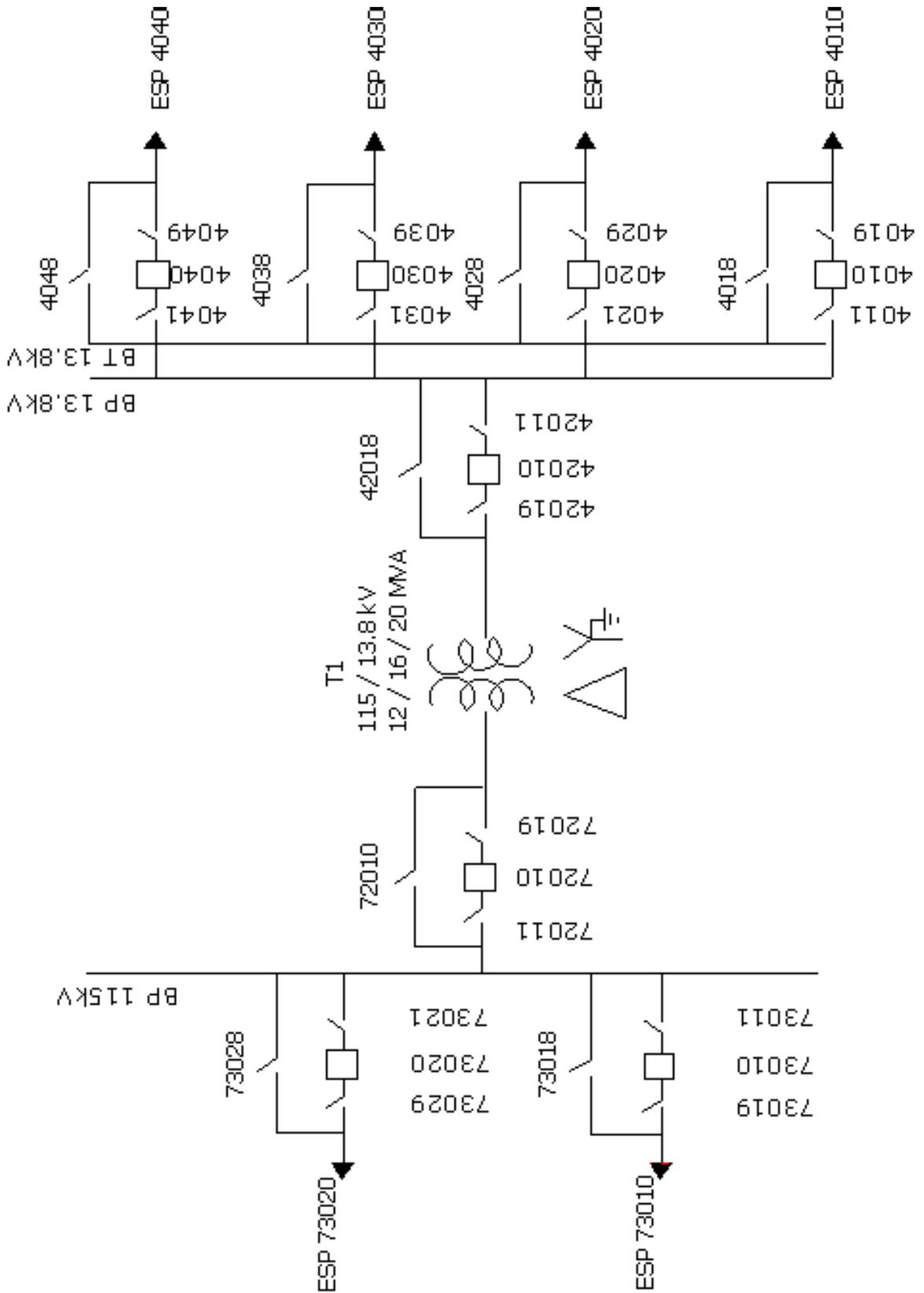


Figura 3.1 Diagrama Unifilar de la S. E. Espinal Uno



y de neutro (51N) en alta tensión y la protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) y de neutro de transformador (51NT) en baja tensión. Además de algunos relevadores y alarmas como: de nivel de líquido o aceite aislante (71Q), térmico de fluido o aceite aislante (26Q), térmico de sobrecarga (49T) y de bajatensión de transformador (27T).

3.2.2 Protección primaria y de respaldo

En lo que respecta a la protección primaria, para la detección de fallas internas del transformador, se implementará la protección de Buchholz que detecta el flujo de gases originados por estas fallas. Y la protección diferencial, que además de detectar las que se producen dentro del transformador también detecta aquellas que se producen dentro de la zona diferencial delimitada por los transformadores de corriente, protegiendo así a todos los equipos que se encuentren dentro de esta zona. Ambas protecciones operan sobre los interruptores de alta y baja tensión. Es necesario aclarar que el relevador diferencial (87), opera sobre un relevador auxiliar de disparo (86) que manda la señal de disparo sobre los dos interruptores. Ver figura 3.2.

La protección de sobrecorriente instantánea y de tiempo de fase (50F/51F) y de neutro (51N) en alta tensión funciona como protección primaria para fallas de fase y a tierra (respectivamente) que ocurran en el lado primario del transformador, así como también funciona como protección de respaldo de la protección de sobrecorriente de fase y neutro en el lado secundario del transformador. Ver figura 3.2.

La protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) y de neutro de transformador (51NT) en baja tensión funciona como protección primaria para fallas de fase y a tierra (respectivamente) que ocurran en el lado secundario del transformador, así como también funciona como protección de respaldo en caso de fallar la protección de los alimentadores de distribución. Ver figura 3.2.

3.3 Selección del esquema de protección para los alimentadores de distribución

3.3.1 Descripción

En lo que se refiere a la protección de los alimentadores de distribución o de circuitos; de acuerdo con la capacidad de la subestación, el esquema apropiado es la protección de sobrecorriente instantánea y de tiempo de fase (50F/51F) y de sobrecorriente instantánea y de tiempo de neutro (50N/51N), así como la implementación del recierre automático (79).

3.3.2 Protección primaria y de respaldo

La protección de sobrecorriente instantánea y de tiempo de fase y de neutro, funciona como protección primaria para proteger contra fallas de fase y a tierra ocurridas en la red de distribución entre la distancia comprendida por el interruptor (localizado en la subestación) y el primer equipo de protección sobre la red de distribución, así como para respaldar la operación de estos equipos al presentarse alguna falla delante de su ubicación en la red de distribución. Los equipos de protección sobre la red de distribución pueden ser restauradores, seccionalizadores y fusibles. Ver figura 3.2.



También se implementará la función de recierre automático, con tres operaciones de recierre para restablecer el suministro de energía eléctrica en un corto tiempo (15, 20 y 25 seg., respectivamente) en caso de que la falla sea transitoria. Ver figura 3.2.



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES





COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 Variables a considerar	82
4.1.1 Análisis de cortocircuito de la S. E. Espinal Uno.....	82
4.1.2 Curva de daño del transformador de potencia (ESP-T1).....	85
4.2 Cálculo y ajustes de la protección diferencial del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno.....	87
4.2.1 Cálculos y ajustes previos.....	87
4.2.2 Compensación de fases.....	91
4.2.3 Compensación de magnitudes	93
4.2.4 Ajustes de los elementos diferenciales	94
4.2.5 Ajustes de los elementos diferenciales por bloqueo de armónica.....	96
4.2.6 Resumen de ajustes de los elementos diferenciales del relevador SEL-387.....	97
4.3 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-351 de los alimentadores de distribución de la Subestación Eléctrica Espinal Uno.....	98
4.3.1 Características del alimentador ESP 4010	98
4.3.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) del alimentador ESP 4010	100
4.3.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) del alimentador ESP 4010.....	103
4.3.4 Protección de sobrecorriente de tiempo definido de fase (50F) y de neutro (50N) del alimentador ESP 4010	107
4.3.5 Ajustes y programación relacionados con la función de recierre, el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador	108
4.3.6 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-351	110
4.4 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno	111
4.4.1 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010).....	111
4.4.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro del transformador (51NT) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)	116
4.4.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....	119



4.4.4 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50F) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....	123
4.4.5 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) en el lado de 115 kV (ESP 72010).....	124
4.4.6 Ajustes y programación relacionados con el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador	126
4.4.7 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-387	128

4.1 Variables a considerar

4.1.1 Análisis de cortocircuito en la S. E. Espinal Uno

Análisis para una Falla Trifásica

a) *En alta tensión (115 kV)*

En la figura 4.1 se muestran los datos numéricos del sistema, los cuales se utilizarán en el análisis de cortocircuito para falla trifásica.

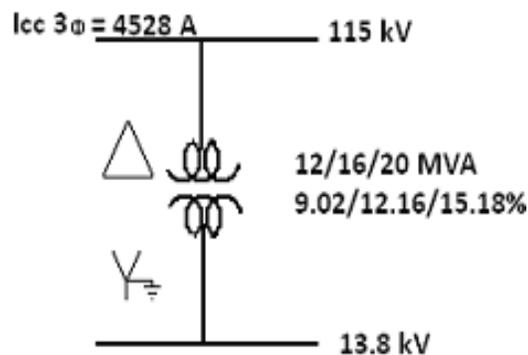


Figura 4.1 Diagrama Unifilar del Sistema para Falla Trifásica

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA} \qquad kV_{BASE} = 115 \text{ kV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} kV_{BASE}} = \frac{100(10^3)}{\sqrt{3}(115)} = 502.044 \text{ A}$$

$$I_{CC} = \frac{4528}{502.044} = 9.0192 \text{ p.u.}$$

$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3}(kV_{BASE})(I_{CC3\phi})}{10^3} = \frac{\sqrt{3}(115)(4528)}{10^3} = 901.92 \text{ MVA}$$

$$Z_{RED} = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC3\phi}} = \frac{100}{901.92} = 0.110875 \text{ p.u.}$$

$$X_T = 0.092 \left(\frac{100}{12} \right) \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 0.766667 \text{ p.u.}$$

La red de secuencia positiva obtenida se muestra en la figura 4.2.

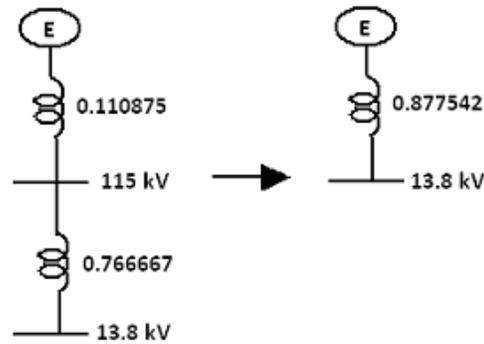


Figura 4.2 Red de Secuencia Positiva

Por lo tanto, $z_1 = 0.877542 \text{ p.u.}$

b) En baja tensión (13.8 kV)

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA} \quad kV_{BASE} = 13.8 \text{ kV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} kV_{BASE}} = \frac{100(10^3)}{\sqrt{3}(13.8)} = 4183.697 \text{ A}$$

$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{Z_1} = \frac{1}{0.877542} = 1.139546 \text{ p.u.}$$

La corriente de cortocircuito trifásica en 13.8 kV es

$$I_{CC3\phi} = 1.139546(4183.697) = 4767.52 \text{ A}$$

Análisis para una Falla Monofásica

a) En alta tensión (115 kV)

La figura 4.3 muestra los datos numéricos del sistema, éstos se utilizarán en el análisis de cortocircuito para una falla monofásica.

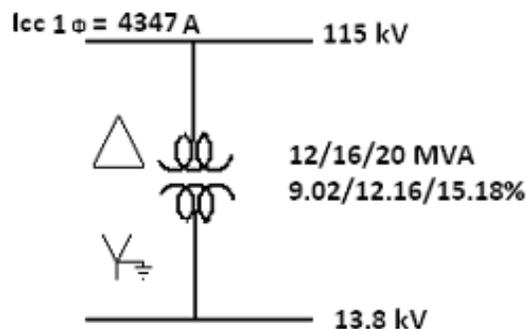


Figura 4.3 Diagrama Unifilar del Sistema para Falla Monofásica

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA} \qquad kV_{BASE} = 115 \text{ kV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} kV_{BASE}} = \frac{100 (10^3)}{\sqrt{3} (115)} = 502.044 \text{ A}$$

$$I_{CC} = \frac{4347}{502.044} = 8.6586 \text{ p.u.}$$

$$P_{CC1\phi} = \frac{\sqrt{3} (kV_{BASE}) (I_{CC1\phi})}{10^3} = \frac{\sqrt{3} (115) (4347)}{10^3} = 865.86 \text{ MVA}$$

$$Z_{RED} = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC1\phi}} = \frac{100}{865.86} = 0.115492 \text{ p.u.}$$

Del estudio de cortocircuito trifásico se obtuvo que

$$Z_1 = Z_2 = 0.877542 \text{ p.u.}$$

Las redes de secuencia positiva y negativa obtenidas se muestran en la figura 4.4 respectivamente.



Figura 4.4 Red de Secuencia Positiva y Negativa

Para la red de secuencia cero se toma en cuenta la conexión del transformador con respecto a tierra, por lo que solo interviene la impedancia de secuencia cero de transformador ($X_{T(sec 0)}$). La red de secuencia cero correspondiente se puede ver en la figura 4.5.

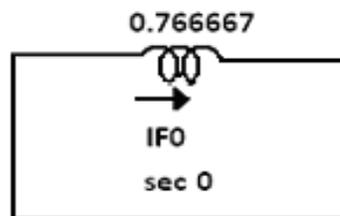


Figura 4.5 Red de Secuencia Cero

Al unir las redes de secuencia para la falla monofásica, ver figura 4.6, se tiene que:

$$I_{F0} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{0.877542 + 0.877542 + 0.766667} = 0.39655 \text{ p.u.}$$

$$I_{CC1\phi} = 3 I_{F0} = 3(0.39655) = 1.18965 \text{ p.u.}$$

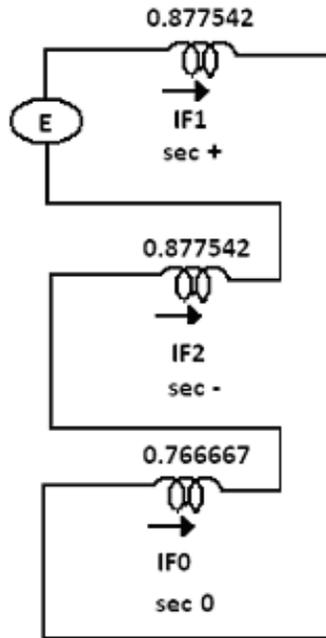


Figura 4.6 Conexión de las Redes de Secuencia Positiva, Negativa y Cero

b) En baja tensión (13.8 kV)

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA} \quad kV_{BASE} = 13.8 \text{ kV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} kV_{BASE}} = \frac{100(10^3)}{\sqrt{3}(13.8)} = 4183.697 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito monofásica en 13.8 kV es

$$I_{CC1\phi} = 1.18965(4183.697) = 4977.12 \text{ A}$$

4.1.2 Curva de daño del transformador de potencia (ESP-T1)

Datos del transformador:

Conexión Δ/Y (aterrizada)
 Grupo Vectorial: Dy5
 12 / 16 / 20 MVA
 115 (+ 2.5 %, - 7.5%) / 13.8 kV
 9.2 / 12.16 / 15.18 % Z



Para hacer el trazo de esta curva se utiliza la corriente nominal del transformador en su capacidad OA referida a 13.8 kV.

$$I_n = \frac{12000}{\sqrt{3}(13.8)} = 502.043712338 \text{ A}$$

Así también es importante conocer la impedancia del sistema referida a las bases del transformador. Se tiene como dato que el nivel de falla de cortocircuito trifásico en el bus de 115 kV de la S.E. Espinal Uno es de 4528 A.

Por lo tanto, si

$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3}(kV)(I_{CC3\phi})}{10^3} = \frac{\sqrt{3}(115)(4528)}{10^3} = 901.913497 \text{ MVA}_{CC3\phi}$$

Entonces, dado que

$$Z_s = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC3\phi}} = \frac{12}{901.313497} = 0.013305 \text{ p.u.}$$

Trazo de la Curva de Daño del Transformador T1

Datos: Categoría III
In = 502.04371 A
Zt = 0.092
Zs = 0.013305

Los puntos de la curva de daño a transformador son:

Punto 1: $T = 2 \text{ s}$
$$I = \frac{502.043712}{0.092 + 0.013305} = 4767.520175 \text{ A}$$

Punto 2: $T = 8 \text{ s}$
$$I = \frac{502.043712(0.5)}{0.092 + 0.013305} = 2383.760089 \text{ A}$$

Punto 3: $T = 5000(0.092 + 0.013305)^2 = 55.445715 \text{ s}$
$$I = \frac{502.043712(0.5)}{0.092 + 0.013305} = 2383.760089 \text{ A}$$

Punto 4: $T = 50 \text{ s}$
$$I = 502.043712(5) = 2510.218562 \text{ A}$$



- Punto 5:* $T = 60 \text{ s}$
 $I = 502.043712(4.75) = 2384.707634 \text{ A}$
- Punto 6:* $T = 300 \text{ s}$
 $I = 502.043712(3) = 1506.131137 \text{ A}$
- Punto 7:* $T = 1800 \text{ s}$
 $I = 502.043712(2) = 1004.087425 \text{ A}$

Tipo de curva ANSI
Categoría III para fallas frecuentes.

Trazo de la curva

En la tabla 4.1 se registran los datos obtenidos para el trazo de la curva de daño del transformador.

I [A] en 13.8 kV	Tiempo [s]
1004.087425	1800
1506.131137	300
2384.707634	60.0
2510.218562	50.0
2383.760089	55.445715
2383.760089	8.0
4767.520175	2.0

Tabla 4.1 Datos Curva de Daño del Transformador

Con los valores anteriores de corriente, I, en A y el tiempo en s, se grafica la característica tiempo-corriente de daño del transformador. Ver gráfica 4.1.

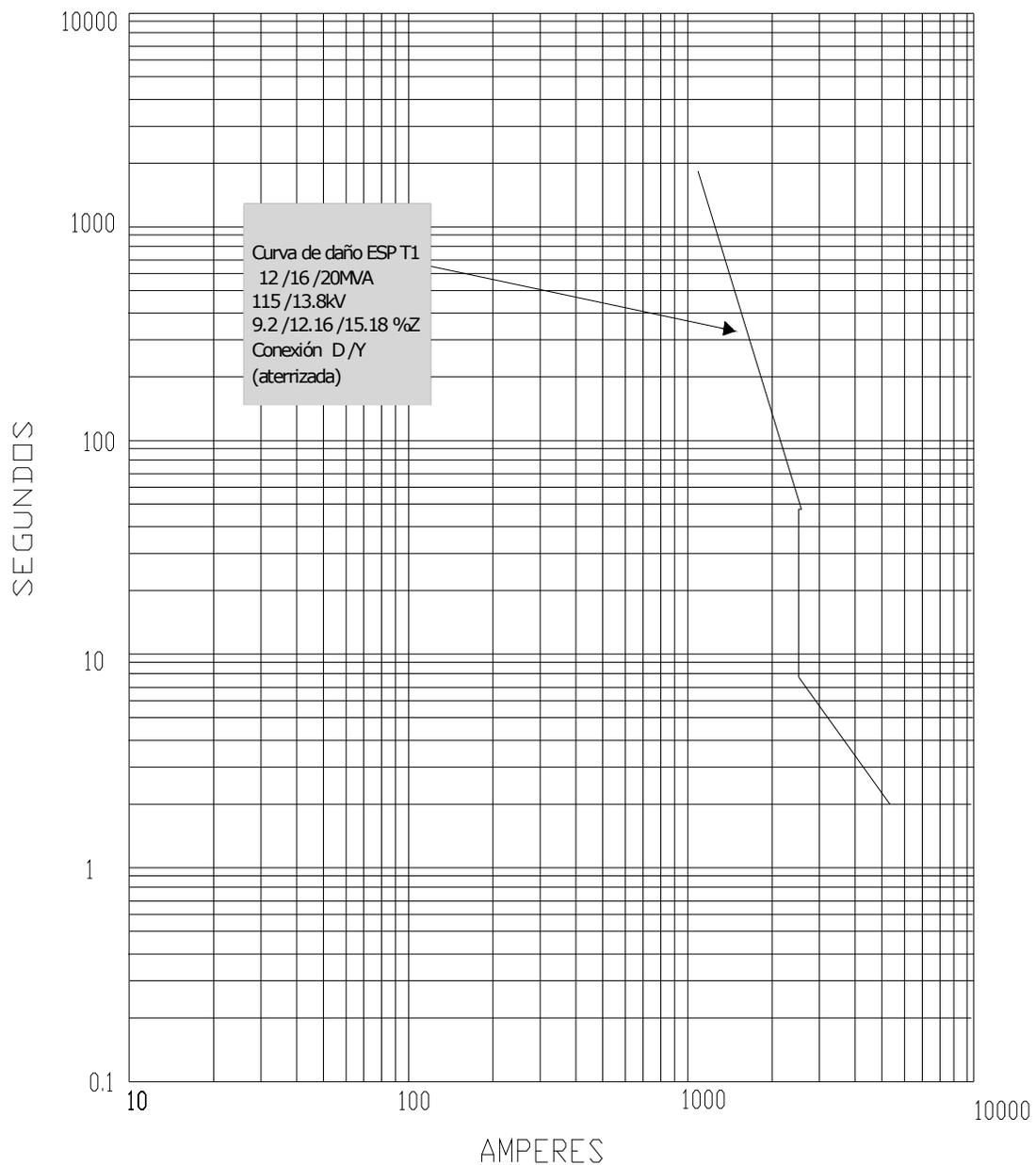
4.2 Cálculo y ajustes de la protección diferencial del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno

4.2.1 Cálculos y ajustes previos

La identificación del relevador y de la subestación es:

$$RID = ESP-T1$$
$$TID = ESP$$

La determinación de los ajustes para la compensación de discrepancias entre las corrientes de la unidad de protección y de los TC's se realiza como se muestra a continuación:



Gráfica 4.1 Curva de Daño del Transformador de Banco ESP-T1

Datos**- Transformador:**

Conexión Δ/Y (aterrizada)
Grupo Vectorial: Dy5
12 / 16 / 20 MVA
115 (+ 2.5 %, - 7.5 %) / 13.8 kV
9.2 / 12.16 / 15.18 % Z



Como el transformador es de dos devanados solo se habilitan en el relevador, los correspondientes a:

$$E87W1 = Y$$

$$E87W2 = Y$$

- TC's:

La conexión de los TC's será en estrella en alta y en baja tensión del transformador de potencia.

Por lo tanto los ajustes del relevador son:

$$W1CT = Y$$

$$W2CT = Y$$

Las relaciones de transformación de los TC's disponibles son:

Lado alta: 800/5 múltiple (20, 40, 60, 80, 120 y 160)

Lado baja: 1200/5 múltiple (40, 80, 60, 100, 120, 160, 200 y 240)

Selección de la Relación de Transformación del TC (RTC)

a) En alta tensión:

Para la selección del RTC se requiere lo siguiente:

1. A corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor a 100 A.
2. A corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 A.

$$\frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 115\ kV}}}{RTC} < 100$$

$$RTC = \frac{4528}{100} = \frac{45.28}{1} = \frac{226.4}{5}$$

Seleccionamos la $RTC = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$, y probamos la segunda condición.

La I_n del transformador se calcula basándose en la capacidad OA:

$$I_n = \frac{MVA(1000)}{\sqrt{3} kV} = \frac{12(1000)}{\sqrt{3}(115)} = 60.245 \quad A$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un tap que permita llevar el 200 % de la corriente nominal.

$$200\% I_n = 2(60.245) = 120.49 \quad A$$



$$I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{I_{MAX \text{ CARGA}}}{RTC} = \frac{120.49}{60} = 2.008 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple la condición 2.

Ahora, probaremos si cumple con la condición uno: $I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{I_{cc_{MAX \ 3\phi 115 \text{ kV}}}}{RTC} < 100$

$$I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{4528}{60} = 75.46667 \text{ A}$$

Por lo tanto, la RTC seleccionada es de $\frac{300}{5}$.

b) En baja tensión:

Para la selección de la RTC se requiere lo siguiente:

1. A corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor a 100 A.
2. A corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 A.

$$\frac{I_{cc_{MAX \ 3\phi 13.8 \text{ kV}}}}{RTC} < 100$$

$$RTC = \frac{4767.52}{100} = \frac{47.6752}{1} = \frac{238.376}{5}$$

Seleccionamos la $RTC = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$, y probamos la segunda condición.

La I_n del transformador se calcula basándose en la capacidad OA.

$$I_n = \frac{MVA(1000)}{\sqrt{3} \text{ kV}} = \frac{12(1000)}{\sqrt{3}(13.8)} = 502.044 \text{ A}$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un tap que permita llevar el 200 % de la corriente nominal.

$$200\% I_n = 2(502.044) = 1004.088 \text{ A}$$

$$I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{I_{MAX \text{ CARGA}}}{RTC} = \frac{1004.088}{60} = 16.7348 \text{ A}$$

Como el valor de la corriente calculada es mayor que 5 A; seleccionamos el siguiente valor de $RTC = \frac{400}{5} = \frac{80}{1}$.

$$I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.088}{80} = 12.5511 \text{ A}$$

Como el valor es todavía mayor que 5 A, seleccionamos el siguiente valor de la $RTC = \frac{1200}{5} = \frac{240}{1}$.

$$I_{\text{sec}_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.088}{240} = 4.1837 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple la condición 2.

Ahora se probará si cumple la condición uno: $I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 13.8\ kV}}}{RTC} < 100$

$$I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{4767.52}{240} = 19.8647 \text{ A}$$

Por lo tanto, el RTC seleccionada es de $\frac{1200}{5}$.

Si seleccionamos un RTC de $\frac{300}{5}$ para el lado de alta tensión y una RTC de $\frac{1200}{5}$ para el lado de baja tensión, se tienen los siguientes ajustes:

$$\begin{aligned} CTR1 &= 60 \\ CTR2 &= 240 \end{aligned}$$

El ajuste correspondiente a la capacidad máxima del transformador de potencia es:

$$MVA = 20.0$$

4.2.2 Compensación de fases

El transformador de potencia pertenece al grupo vectorial Dy5, esto porque en el lado de alta tensión se tiene una conexión delta y en el lado de baja tensión se tiene una conexión estrella, lo que provoca un defasamiento entre ambos lados de 150° (30×5). Mientras que los TC's se conectaron en estrella tanto en alta como en baja tensión. Tales conexiones se pueden observar en la figura 4.7.

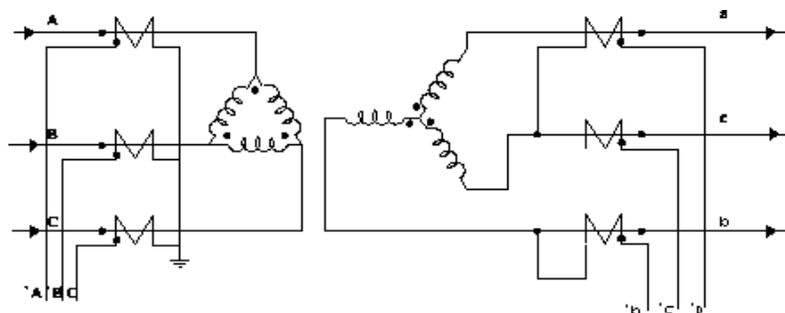


Figura 4.7 Diagrama de Conexión de los TC's en el Transformador

Al realizar un análisis de los correspondientes fasores de corriente en el transformador de potencia, figura 4.8, y de los fasores de corriente en los TC's, figura 4.9, podemos verificar que el desplazamiento angular existente entre alta y baja tensión es de 150° , por lo que es necesario realizar una compensación de fases para eliminar dicho desplazamiento.

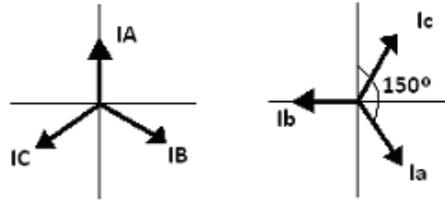


Figura 4.8 Posición de los Fasores de Corriente en el Transformador de Potencia

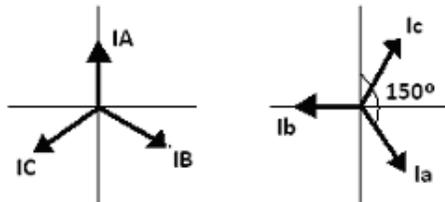


Figura 4.9 Posición de los Fasores de Corriente en los TC's

El relevador SEL-387 nos permite realizar esta compensación de fase mediante la utilización de un elemento diferencial de ajuste de fase, el cual al seleccionar el valor adecuado (0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12), automáticamente asigna una matriz de 3×3 que realiza la compensación, mediante un algoritmo propio del relevador. Para la selección del valor adecuado de este elemento se considera el grupo de conexión del transformador de potencia y la conexión de los TC's tanto en alta como en baja tensión.

Para nuestro caso, como ya mencionamos el transformador de potencia pertenece al grupo vectorial Dy5 y los TC's están conectados en estrella en alta y en baja tensión, por lo tanto, el valor adecuado del elemento para cada devanado del transformador es:

$$\begin{aligned} ICOM &= Y \\ W1CTC &= 0 \\ W2CTC &= 5 \end{aligned}$$

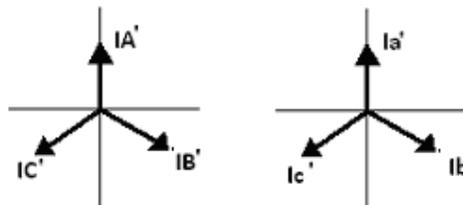


Figura 4.10 Posición de los Fasores de Corriente Efectuada la Compensación

Con lo cual queda solucionado el problema de los defasamientos introducidos por la conexión del transformador de potencia, como podemos ver en la figura 4.10.



4.2.3 Compensación de magnitudes

Las tensiones línea-línea de devanado (en kV) son requeridos para realizar los cálculos de los tap's:

$$VWDG1 = 115.00$$

$$VWDG2 = 13.80$$

Con los ajustes que hasta el momento llevamos, el relevador calcula automáticamente los valores de los tap's (derivaciones) correspondientes, mediante la siguiente ecuación:

$$TAP_n = \frac{MVA(1000)}{\sqrt{3}(VWDG_n)CTR_n}(C)$$

donde, $C = 1$, si el ajuste de WnCT = Y (TC's conectados en estrella)
 $C = \sqrt{3}$, si el ajuste de WnCT = D (TC's conectados en delta)
MVA, capacidad máxima del transformador de potencia (este valor debe ser igual para calcular todos los TAPn)
VWDGn, es la tensión línea-línea de cada devanado, en kV.

El relevador realiza estos cálculos siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

1. Los ajustes del Tap son entre el rango de $(0.1 - 31)I_N$.

2. La razón $\frac{TAP_{MAX}}{TAP_{MIN}} \leq 7.5$

Si no se cumplen las siguientes condiciones, el usuario puede realizar estos cálculos manualmente.

Ahora el relevador realiza los cálculos para cada Tap, dando como resultado:

$$TAP_1 = \frac{20(1000)}{\sqrt{3}(115)(60)}(1) = 1.6734 \quad A$$

$$TAP_2 = \frac{20(1000)}{\sqrt{3}(13.8)(240)}(1) = 3.4864 \quad A$$

A continuación, el relevador verifica que no se haya violado una de las condiciones, en caso de que no se cumpla con una de ellas el relevador se lo notifica al usuario.

Comprobando,

1. Los valores están dentro del rango.

$$TAP_{MAX} = 3.49$$

$$TAP_{MIN} = 1.67$$

2. La razón $\frac{TAP_{MAX}}{TAP_{MIN}} = \frac{3.49}{1.67} = 2.09$



Por lo tanto, se cumplen las dos condiciones y los ajustes correspondientes que calcula el relevador son:

$$\begin{aligned}TAP1 &= 1.67 \\TAP2 &= 3.49\end{aligned}$$

4.2.4 Ajustes de los elementos diferenciales

Corriente Mínima de Operación del Elemento Restringido

El ajuste de la corriente de pickup mínima para la operación del elemento restringido, está en el rango de (0.1-1.0), pero se sugiere sea de 0.3 y, además debe de cumplir con la siguiente condición:

$$O87P_{MIN} \geq \frac{0.1I_N}{TAP_{MIN}}$$

Si ajustamos: $O87P = 0.3$, tenemos, $0.3 \geq \frac{0.1(5)}{1.67} = 0.29$

Por lo tanto, se cumple la condición.

Determinación de la Sensibilidad del Relevador

El relevador SEL-387 nos permite realizar los ajustes utilizando dos pendientes, la primera SLP1 con característica de porcentaje diferencial y una segunda SLP2 con característica diferencial de porcentaje variable. Cuando se aplican las dos pendientes, se mejora la sensibilidad en la región donde el error de los TC's es pequeño, y se incrementa la seguridad en la región de corrientes altas donde el error de los TC's es grande.

Para calcular el porcentaje de ajuste de la primera característica (SLP1) se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$SLP1(\%) \geq \left[\left[(1 + e) - \frac{(1 - e)}{(1 + a)} \right] (100) + E_{REL} + E_{EXC} \right]$$

donde, SLP1, sensibilidad del relevador
e, error de los TC's
a, variación de la razón de tensión del transformador de potencia
 E_{REL} , error del relevador
 E_{EXC} , error debido a la corriente de excitación del transformador de potencia

Considerando un error de 1% de los TC's para la primera característica, esto es, para asegurar una correcta operación en la región donde las corrientes bajas.

La variación máxima de tensión del transformador es 7.5 %



$$E_{REL} = 5 \% \quad \text{y} \quad E_{EXC} = 3 \%$$

entonces, se tiene:

$$SLP1(\%) \geq \left[\left[(1+0.01) - \frac{(1-0.01)}{(1+0.075)} \right] (100) + 5 + 3 \right] \%$$

$$SLP1(\%) \geq 16.91 \%$$

Por lo tanto, se escoge un % SLP1 = 20 %.

Para la correcta operación en la región donde las corrientes son altas, se escoge % SLP2 = 50 %.

Una buena selección para IRS1 es alrededor de 3.0 por unidad de Tap, teniendo que cumplirse la siguiente condición:

$$TAP_{MAX}(IRS1) \leq 31I_N$$

$$\text{entonces, se tiene:} \quad 3.49(3) \leq 31(5) \quad \rightarrow \quad 10.47 \leq 155$$

Por lo tanto, se cumple con la condición.

Al aplicar los ajustes mostrados a continuación, resultantes del análisis anterior, se modela la curva característica de la protección diferencial del relevador. Ver gráfica 4.2.

$$SLP1 = 20$$

$$SLP2 = 50$$

$$IRS1 = 3.0$$

Elemento de Corriente Instantáneo No Restringida

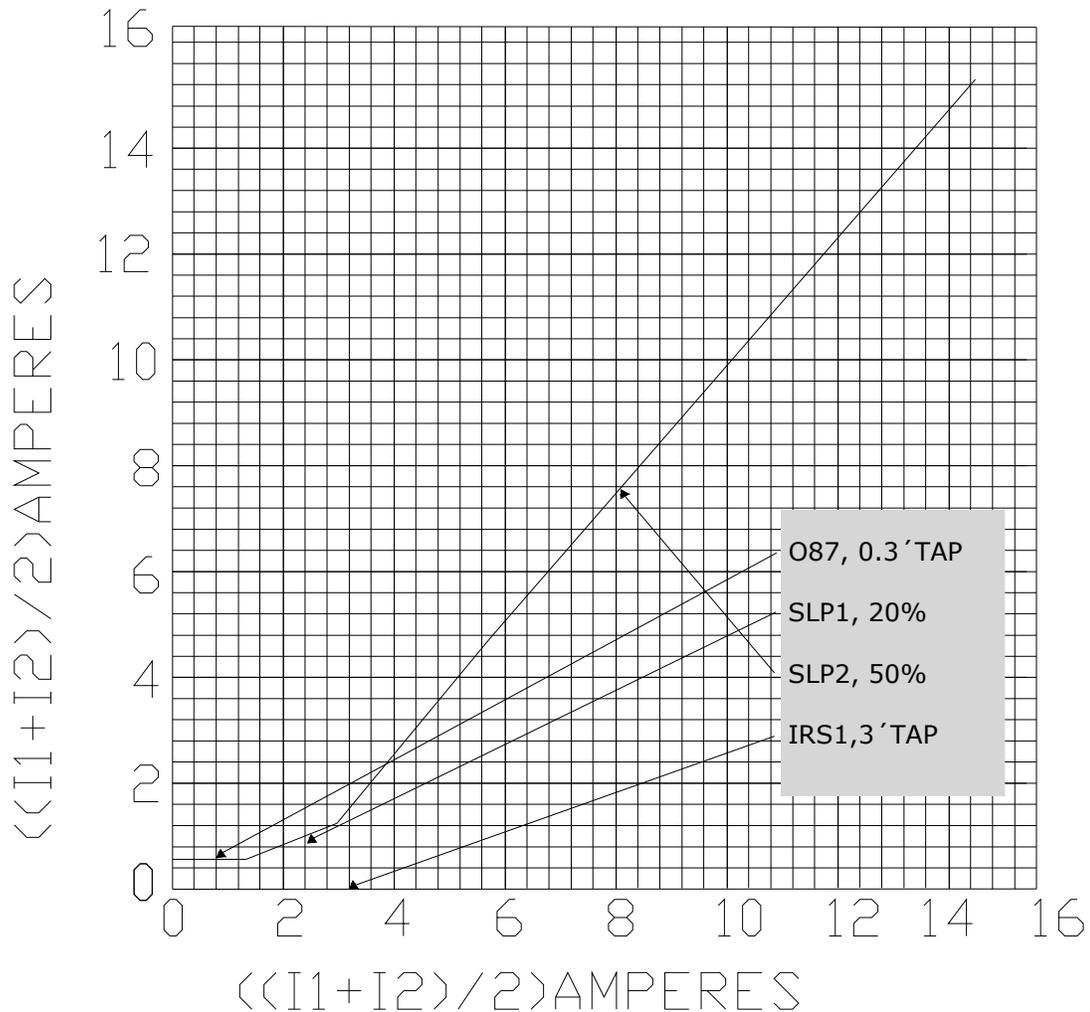
El elemento de corriente instantáneo no restringido, reacciona rápidamente para muy fuertes niveles de corriente que claramente indican una falla interna. Por lo general, este ajuste es de alrededor de 10-12, para evitar que opere con altas corrientes de magnetización.

El valor de ajuste debe de cumplir con la siguiente condición:

$$U87P \leq \frac{31I_{NOM}}{TAP_{MIN}} \quad \rightarrow \quad U87P \leq \frac{31(5)}{3.49} = 37.08$$

Por lo tanto, elegimos el valor de 10.

$$U87P = 10$$



Gráfica 4.2 Curva de la Protección Diferencial del Banco ESP-T1

4.2.5 Ajustes de los elementos diferenciales de bloqueo por armónica

La corriente de magnetización y de sobreexcitación de un transformador, pueden causar la operación indebida de la protección diferencial, por eso se requiere bloquear la operación del relevador cuando aparezcan estas corrientes.

La corriente de magnetización se caracteriza por su alto contenido del segundo armónico, cuya razón con respecto a la corriente fundamental es de alrededor del 30% (valor obtenido al realizar varias simulaciones), por lo general, el ajuste del elemento de bloqueo por segundo armónico (PCT2) se ajusta a un 15% que prevé un buen margen de seguridad.

$$PCT2 = 35$$

La sobreexcitación de un transformador ocurre cuando la razón de tensión a frecuencia (V/Hz) aplicados a las terminales del transformador excede 1.05 por unidad a plena carga o 1.1 en por unidad sin carga. La corriente de sobreexcitación se caracteriza por su contenido del quinto armónico, al hacer



un análisis de Fourier de esta corriente se obtiene que un ajuste de 35 % del elemento de bloqueo por quinto armónico (PCT5) es adecuado.

$$PCT5 = 35$$

El ajuste de la alarma por presencia del quinto armónico es de apagado.

$$TH5P = OFF$$

El ajuste del elemento de bloqueo independiente de armónicas se selecciona negado (N), para que cuando se exceda el ajuste de los elementos de bloqueo de armónicos (PCT2 y PCT5) por la presencia de la corriente de magnetización o de sobreexcitación en una de las fases, el bloqueo por armónicas se realiza en todas las fases.

$$IHBL = N$$

4.2.6 Resumen de ajustes de los elementos diferenciales del relevador SEL-387

Etiqueta	Ajuste
RID	ESP-T1
TID	ESP
E87W1	Y
E87W2	Y
W1CT	Y
W2CT	Y
CTR1	60
CTR2	240
MVA	20
ICOM	Y
W1CTC	0
W2CTC	5
VWDG1	115.00
VWDG2	13.80
TAP1	1.67
TAP2	3.49
O87P	0.3
SLP1	20
SLP2	50
IRS1	3.0
U87P	10
PCT2	15
PCT5	35
TH5P	OFF
IHBL	N

Tabla 4.2 Resumen de Ajustes

4.3 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-351 de los alimentadores de distribución de la Subestación Eléctrica Espinal Uno

4.3.1 Características del alimentador ESP 4010

El diagrama unifilar del alimentador ESP 4010 se muestra en la figura 4.11.

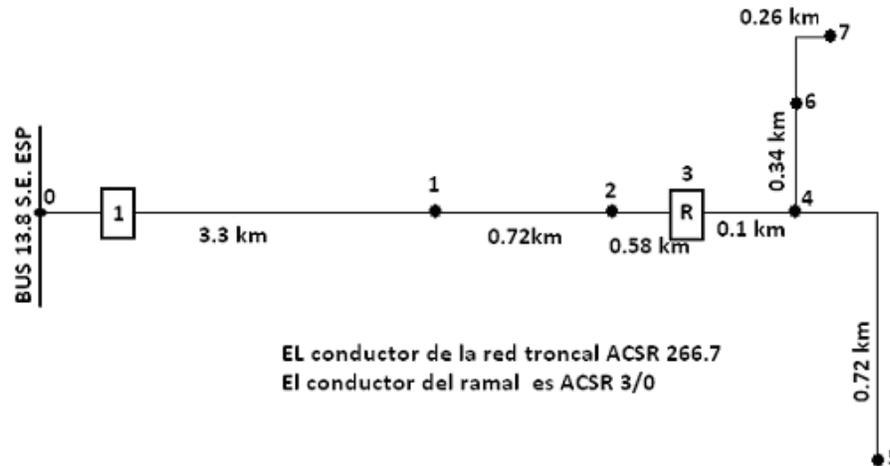


Figura 4.11 Diagrama Unifilar del Alimentador

Al realizar un análisis de cortocircuito, se obtiene los valores de corriente de cortocircuito trifásica y monofásica mostrados en la tabla 4.3 para diferentes puntos sobre el alimentador ESP 4010.

Tensión de operación:	13,8 kV			
Impedancia Equivalente en el Bus de la Subestación:				
R1 (P.U.) = 0.017500			X1 (P.U.) = 0.877542	
R0 (P.U.) = 0.000000			X0 (P.U.) = 0.766667	
Resistividad del terreno (Ohms-m):	100			
Resistencia de arco (Ohms):	0			
NODO	I _{cc} 3f (A)	I _{cc} 1f (A)	Z1 (sec +)	Z0 (sec 0)
1	2508.31	1685.50	0.6119 + j1.5517	0.9025 + j4.0332
2	2369.55	1564.01	0.6803 + j1.6293	1.0064 + j4.4094
3	2087.16	1331.27	0.8460 + j1.8172	1.2580 + j5.3200
4	2060.30	1310.06	0.8640 + j1.8376	1.2854 + j5.4190
5	1884.90	1175.15	0.9937 + j1.9847	1.4823 + j6.1317
RAMAL: 1	Inicia en el nodo: 4			
6	1900.90	1198.56	0.9914 + j1.9650	1.4632 + j5.9586
7	1832.20	1151.30	1.0527 + j2.0263	1.5488 + j6.2184

Tabla 4.3 Valores Obtenidos del Análisis de Cortocircuito



El primer equipo de protección sobre el circuito de distribución, es un restaurador electromecánico MGE tipo KF 100/200 A. Este dispositivo de protección está instalado a 4.6 km de distancia de la subestación (nodo 3, del diagrama unifilar, figura 4.11). El restaurador está ajustado para realizar tres operaciones una rápida (curva A) y dos lentas (Curva B). A continuación se muestran los datos correspondientes a la característica de operación tiempo-corriente tanto para la curva de operación rápida, tabla 4.4, como para la curva de operación lenta, tabla 4.5.

Restaurador MGE TIPO KF CURVA A

Corriente [A]	Tiempo [s]
220	0.2800
300	0.1600
400	0.1100
800	0.0635
1200	0.0510
1600	0.0460
2000	0.0430
3000	0.0405
4000	0.0400
6000	0.0390
8000	0.0390

Tabla 4.4 Datos Curva A

Restaurador MGE TIPO KF CURVA B

Corriente [A]	Tiempo [s]
220	4.750
300	1.850
400	1.000
800	0.355
1200	0.240
1600	0.190
2000	0.160
3000	0.127
4000	0.112
6000	0.098
8000	0.092

Tabla 4.5 Datos Curva B

Los valores anteriores de corriente primaria en A y el tiempo en s, se grafican en hojas de coordinación. Las curvas de operación del restaurador se pueden ver en las gráficas 4.3 y 4.4.



4.3.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) del alimentador ESP 4010

El cálculo y coordinación de protecciones de los alimentadores (ESP 4020, ESP 4030 y ESP 4040) de la S. E. Espinal Uno, siguen un procedimiento similar al que se expone para el alimentador ESP 4010, considerando la topología del circuito así como los dispositivos de protección instalados a lo largo del mismo.

Normalmente cada uno de los circuitos cuenta con una carga conectada de 3MVA, cuando la capacidad de transformador es la de OA (12 MVA) y una carga de 5MVA cuando la capacidad del transformador es la de FA2 (20 MVA). Si consideramos que cada uno de los circuitos se diseño para soportar una carga máxima de 10 MVA en casos de emergencia o por maniobra.

$$I_{PICKUP} = \frac{10000}{\sqrt{3}(13.8)} = 418.3967 \text{ A}$$

Para cuyo valor se escoge una RTC de $\frac{600}{5}$.

Teniendo en cuenta que para el valor de falla máximo no debe exceder de 100 A secundarios. De manera que si el valor máximo de falla trifásico en ese punto es de 4767.52 A, entonces se tiene:

$$I_{CC_{SEC MAX}} = \frac{I_{CC_{MAX 3\phi 13.8kV}}}{RTC} = \frac{4767.52}{120} = 39.73 \text{ A}$$

Así también, para un valor de corriente nominal, esta no debe exceder de 5 A secundarios.

$$I_{nom} = \frac{3000}{\sqrt{3}(13.8)} = 125.511 \text{ A}$$

$$I_{nom_{SEC}} = \frac{125.511}{120} = 1.0459 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple con ambas condiciones.

Selección del TAP

TAP = corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX CARGA}}{RTC} = \frac{418.3679}{120} = 3.4864 \text{ A}$$

$$TAP = 3.5 \text{ A}$$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (TAP)(RTC) = (3.5)(120) = 420 \text{ A}$



Selección de la Palanca

Calculo del múltiplo de TAP (MT) para la selección de la palanca:

$$MT = \frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 13.8kV}}}{TAP\ (RTC)} = \frac{4767.52}{(3.5)(120)} = 11.3512$$

En la hoja de coordinación de la curva muy inversa del relevador SEL-351, con un valor de MT de 11.3512 y para un tiempo de operación de 0.25 s, se encuentra que la palanca es:

$$TD = \frac{T_M}{\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $T_M =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores tenemos una palanca de 1.9739, entonces se selecciona una palanca de 2.0.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador que corresponde a una palanca de 2.0 y un múltiplo de TAP de 11.3512 se tiene:

$$T_M = TD \left(\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 2,

$$T_M = (2) \left(\frac{3.88}{(11.3512)^2 - 1} + 0.0963 \right) = 0.253296\ s$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.253296 s.

Así, el valor adecuado de palanca es 2.

El criterio de coordinación *relevador-restaurador* establece que debe existir un margen mínimo de tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 s, entre la curva lenta del restaurador y la curva de operación del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. El tiempo de operación del restaurador a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en el punto de su instalación (2087.16 A), en su curva de operación lenta es de 0.16 s, aproximadamente. De la curva de operación del relevador para los ajustes calculados anteriormente se tiene que una corriente de 2087.16 A opera en 0.51 s, aproximadamente. Por lo tanto, el tiempo de coordinación es:

$$0.51 - 0.16 = 0.35\ s$$



Se cumple con el criterio.

Trazo de la Curva Muy Inversa del Relevador de Fase 51F

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:

$$RTC = 120, \quad TAP = 3.5, \quad PALANCA = 2.0$$

1. Múltiplo de TAP: obtenido de la curva muy inversa del relé.
2. Corriente secundaria: $I_{sec} = MT(TAP)$
3. Corriente primaria: $I_{prim} = I_{sec}(RTC)$
4. Tiempo (s): sacado de la curva muy inversa del relé.

Trazo de la curva:

Relevador SEL-351: ESP 4010

$$RTC = 120, \quad TAP = 3.5, \quad PALANCA = 2.0$$

MT	Iprim [A] en 13.8 kV	Tiempo [s]
1.5	630	6.400600000
2.0	840	2.779266667
3.0	1260	1.162600000
5.0	2100	0.515933333
7.0	2940	0.354266667
8.0	3360	0.315774603
10.0	4200	0.270983838
20.0	8400	0.212048622

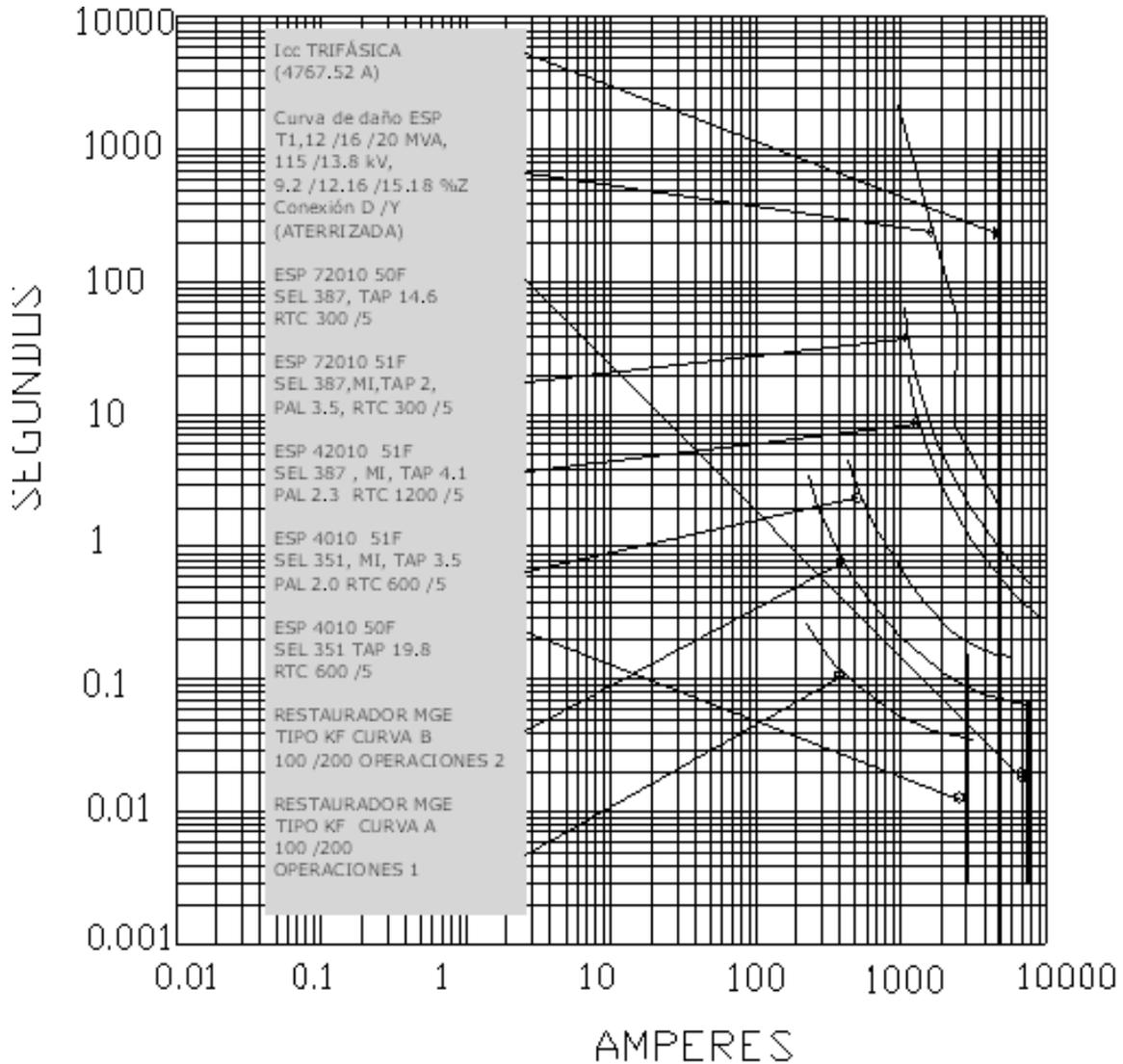
Tabla 4.6 Datos Curva Muy Inversa de Fase 51F

La tabla 4.6 muestra los valores de corriente primaria, Iprim, en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva muy inversa de fase, los cuales se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.3.

Ajustes de la Protección 51F

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned} E51P &= 1 && \text{(Habilita elemento de sobrecorriente de fase temporizada)} \\ 51PP &= 3.5 \\ 51PC &= U3 \\ 51PTD &= 2.0 \\ 51PRS &= N \end{aligned}$$



Gráfica 4.3 Coordinación de Fase del Banco ESP-T1 Circuito ESP-4010

4.3.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) del alimentador ESP 4010

El cálculo de la protección de este alimentador se hace en un 30% del valor pick up del de fase.

$$I_{PICKUP} = 418.3697(0.3) = 125.51 \text{ A}$$

La RTC seleccionada es de $\frac{600}{5}$.

Teniendo en cuenta que para el valor de falla máximo no debe exceder de 100 A secundarios. De manera de que el valor máximo de falla monofásica en este punto es de 4977.12 A, entonces se tiene:

$$I_{CC_{SEC MAX}} = \frac{I_{CC_{MAX 1\phi 13.8 kV}}}{RTC} = \frac{4977.12}{120} = 41.476 \text{ A}$$

**Selección del TAP**

$TAP =$ corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{125.51}{120} = 1.0459\ A$$

$$TAP = 1.1\ A$$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (TAP)(RTC) = (1.1)(120) = 132\ A$

Selección de la Palanca

Cálculo del múltiplo de TAP (MT) para la selección de la palanca:

$$MT = \frac{I_{cc\ MAX\ 1\phi\ 13.8\ kV}}{TAP\ (RTC)} = \frac{4977.12}{(1.1)(120)} = 37.705$$

En la hoja de coordinación de la curva inversa del relevador SEL-351, con un valor de MT de 37.705 y para un tiempo de operación de 0.4 s, se tiene que la palanca es:

$$TD = \frac{T_M}{\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $T_M =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores tenemos una palanca de 2.172, entonces seleccionaremos una palanca de 2.2.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador que corresponde a una palanca de 2.2 y un múltiplo de TAP de 37.705 se tiene:

$$T_M = TD \left(\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 2.2,

$$T_M = (2.2) \left(\frac{5.95}{(37.705)^2 - 1} + 0.180 \right) = 0.405214\ s$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.405214 s.



Así, el valor buscado de palanca es 2.2.

El criterio de coordinación relevador-restaurador establece que debe existir un margen mínimo de tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4, entre la curva lenta del restaurador y la curva de operación del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. El tiempo de operación del restaurador a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en el punto de instalación (1331.27 A), en su curva de operación lenta es de aproximadamente 0.21 s. De la curva de operación del relevador para los ajustes calculados anteriormente se tiene que a una corriente de 1331.27 A opera en 0.55 s, aproximadamente. Por lo tanto, el tiempo de coordinación es:

$$0.55 - 0.21 = 0.34 \text{ s}$$

Se cumple con el criterio.

Trazo de la Curva Inversa del Relevador de Neutro 51N

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente de la protección 51N del alimentador ESP 4010.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:

$$RTC = 120, \quad TAP = 1.1, \quad PALANCA = 2.2$$

1. Múltiplo de TAP: obtenido de la curva inversa del relé.
2. Corriente secundaria: $I_{sec} = MT(TAP)$
3. Corriente primaria: $I_{prim} = I_{sec}(RTC)$
4. Tiempo (s): sacado de la curva inversa del relé.

Trazo de la curva:

Relevador SEL-351: ESP 4010-N

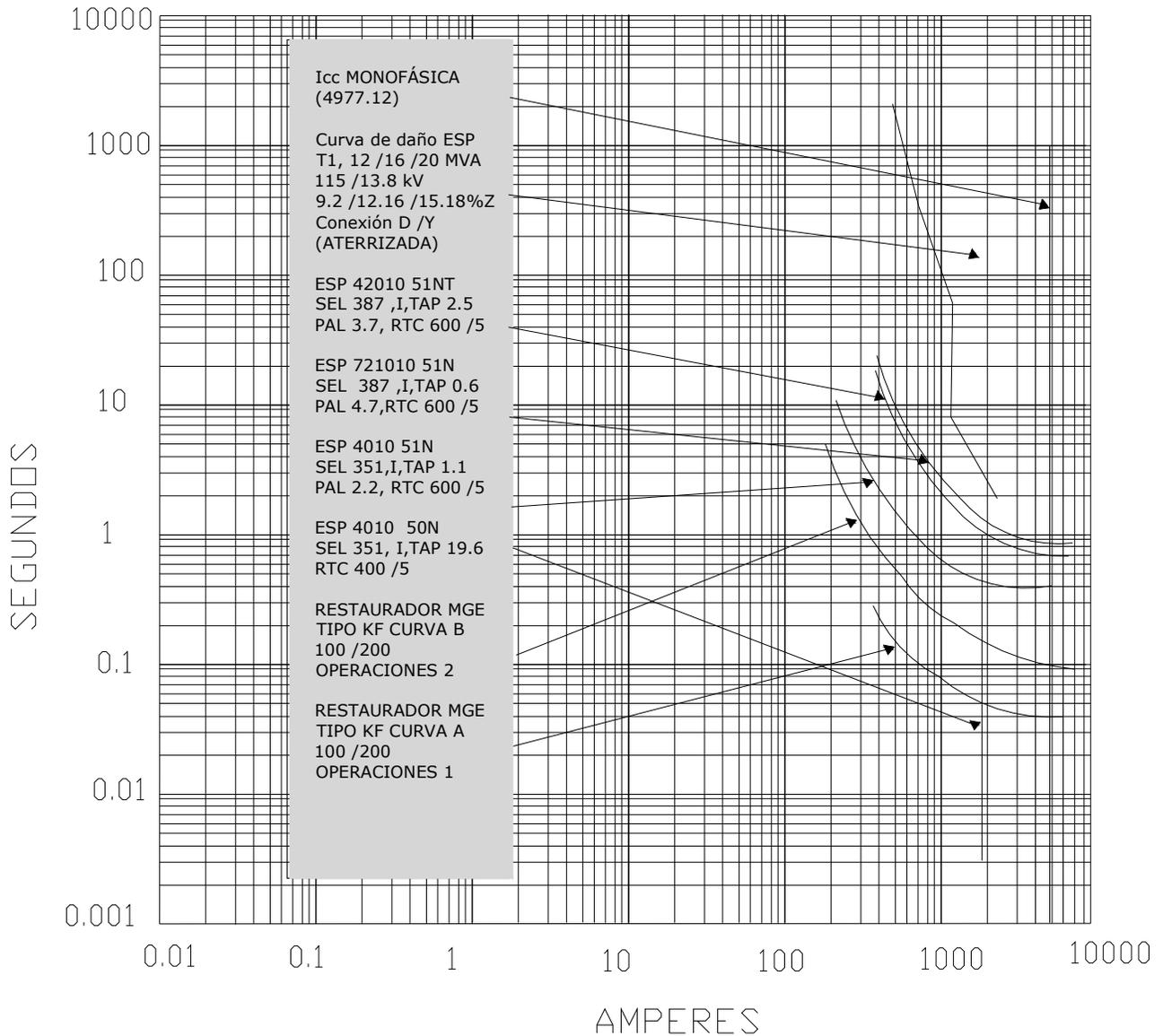
$$RTC = 120, \quad TAP = 1.1, \quad PALANCA = 2.2$$

MT	I _{prim} [A] en 13.8 kV	Tiempo [s]
1.5	198	10.86800000
2.0	264	4.759333333
4.0	528	1.268666667
6.0	792	0.770000000
8.0	1056	0.603777778
15.0	1980	0.454437500
20.0	2640	0.428807018
40.0	5280	0.404186366

Tabla 4.7 Datos Curva Inversa de Neutro 51N



La tabla 4.7 contiene los valores de corriente primaria, I_{prim} , en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva inversa de neutro, éstos se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.4.



Gráfica 4.4 Coordinación de Neutro del Banco ESP-T1 Circuito ESP-4010

Ajustes de la Protección 51N

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

- $E51N = Y$ (Habilita elemento de sobrecorriente de neutro temporizado)
- $51NP = 1.1$
- $51NC = U2$
- $51NTD = 2.2$
- $51NRS = N$



4.3.4 Protección de sobrecorriente de tiempo definido de fase (50F) y de neutro (50N) del alimentador ESP 4010

Para el circuito ESP 4010, la protección de sobrecorriente de tiempo definido se calculó teniendo como referencia los siguientes valores de cortocircuito:

$$I_{cc_{3\phi}} = 2369.55 \text{ A} \quad \text{y} \quad I_{cc_{1\phi}} = 1564.01 \text{ A}$$

Dichos valores se calcularon aproximadamente al 80% de la distancia de primer equipo de protección en la red de distribución (nodo 2).

Para el cálculo de la protección de tiempo definido se considera la corriente de cortocircuito asimétrica, el factor de asimetría en el nodo 2 es de $f.a.=1.28$.

Los ajustes para la protección 50F son:

$$TAP = \frac{2369.55(1.28)}{120} = 25.2752 \text{ A}$$

En base a ello seleccionamos: $TAP = 25.5 \text{ A}$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (25.5)(120) = 3060 \text{ A}$

Así, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned} E50P &= 1 && \text{(Habilita elemento de sobrecorriente de fase de tiempo definido)} \\ 50PIP &= 25.5 \end{aligned}$$

Ver gráfica 4.3.

Mientras que para la protección 50N, los ajustes son:

$$TAP = \frac{(1564.01)(1.28)}{120} = 16.682 \text{ A}$$

Con lo cual seleccionamos: $TAP = 16.7 \text{ A}$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (16.7)(120) = 2004 \text{ A}$

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned} E50N &= 1 && \text{(Habilita elemento de sobrecorriente de neutro de tiempo definido)} \\ 50NIP &= 16.7 \end{aligned}$$

Ver gráfica 4.4.



La protección de este circuito contempla tres operaciones de recierre:

1. Primer recierre: 900 ciclos (15 s).
2. Segundo recierre: 1200 ciclos (20 s).
3. Tercer recierre: 1500 ciclos (25 s).

La protección de tiempo definido del relevador queda bloqueada después del primer recierre.

Para el caso de la protección de los alimentadores ESP 4020, ESP 4030 y ESP 4040, se sigue un procedimiento similar, considerando que equipos de protección están instalados sobre la red de distribución.

4.3.5 Ajustes y programación relacionados con la función de recierre, el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador

Ajuste Relacionado con la Identificación del Relevador

ID = ESP 4010	Identificación del relevador.
---------------	-------------------------------

Ajustes de las Relaciones de Transformación de los Transformadores de Instrumento

CTR = 120	Relación de transformación del transformador de corriente.
PTR = 70	Relación de transformación del transformador de potencial.

Ajustes para la Función de Localización de Fallas

Z1MAG = 0.51	Magnitud de la impedancia de línea de secuencia positiva.
Z1ANG = 48.92	Ángulo de la impedancia de línea de secuencia positiva.
Z0MAG = 1.96	Magnitud de la impedancia de línea de secuencia cero.
Z0ANG = 74.62	Ángulo de la impedancia de línea de secuencia cero.
LL = 5.40	Longitud de la línea.

Ajustes para la Función de Medición de Demanda

EDEM = THM	Habilitación de la medida de demanda térmica.
DMTC = 15	Constante de tiempo del medidor de demanda, en minutos.
PDEMP = 12.00	Pick up de corriente de demanda de fase, en A.
QDEMP = 12.00	Pick up de corriente de demanda de secuencia negativa, en A.
NDEM = 1.00	Pick up de corriente de demanda residual, en A.

***Ajustes para la Función del Relevador de Recierre***

$E79 = 3$	Habilitación de recierres.
$79OI1 = 900$	Intervalo de tiempo para el primer recierre, en ciclos.
$79OI2 = 1200$	Intervalo de tiempo para el segundo recierre, en ciclos.
$79OI3 = 1500$	Intervalo de tiempo para el tercer recierre, en ciclos.
$79OI4 = 0$	Intervalo de tiempo para el cuarto recierre, en ciclos.
$79RSD = 1800$	Intervalo de tiempo para el reset del relevador de recierre, en ciclos.

Ajustes de los Tiempos de Retraso para el Estado de Interruptor

$52A = IN1$	Estado del interruptor.
$CL = LB4$	Condiciones de cierre.

Ajustes de los Tiempos de Cierre y Disparo

$CFD = 60$	Tiempo de retardo por falla de cierre, en ciclos.
$TDUR = 4$	Tiempo mínimo de duración de disparo, en ciclos.

Programación para el Control de Disparo

$TR = OC + 50P1P + 50N1P + LB3 * SHO$	Otras condiciones de disparo.
$TRCOMM = 0$	Condiciones de disparo asistido por comunicaciones.
$TRSOTF = 0$	Condiciones de disparo Switch-onto-fault trip.
$DDT = 0$	Condiciones de transferencia directa de disparo.
$ULTR = !(50P1P + 50N1P)$	Condiciones de desollado del disparo.

Programación de los Contactos de Entrada

$IN1 = SS1$	Asigna SS1 a la entrada 1, para la selección del grupo de ajustes.
$IN3 = 79RS$	Asigna 79RS a la entrada 3, para habilitar la función del relevador de recierre.
$IN5 = 52A$	Asigna 52A a la entrada 5, para el estado de interruptor.

Programación para la Función de Generación de Reportes de Eventos

$ER = /51PP + /51NP$	Genera un reporte de eventos.
----------------------	-------------------------------

*Programación de los Contactos de Salida*

OUT1 = TRIP	Disparo manual.
OUT2 = CLOSE	Recierre automático / cierre manual.
OUT3 = SV1T	Disparo por falla de interruptor.

Programación para Cancelar la Función del Relevador de Recierre

79CLSD = 0	Tiempo limite de supervisión de recierre, en ciclos.
------------	--

4.3.6 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-351

Etiqueta	Ajuste
ID	ESP 4010
CTR	120
PTR	70
Z1MAG	0.51
Z1ANG	48.92
Z0MAG	1.96
Z0ANG	74.62
LL	5.40
E50P	1
E50N	1
E51P	1
E51N	Y
EDEM	THM
E79	3
DMTC	15
PDEMP	12.00
QDEMP	12.00
GDEMP	1.00
79OI1	900
79OI2	1200
79OI3	1500
79OI4	0
79RSD	1800
50P1P	25.5
50N1P	16.7
51PP	3.50
51PC	U3
51PTD	2.00
51PRS	N
51NP	1.10



51NC	U2
51NTD	2.20
51NRS	N
52A	IN1
CL	LB4
TR	OC + 50PIP + 50N1P + LB3 * SHO
TRCOMM	0
TRSOTF	0
DTT	0
ULTR	! (50PIP + 50N1P)
79CLSD	0
ER	/51P +/51NP
PDEM	Y
CFD	60
TDUR	4
OUT 1	TRIP
OUT 2	CLOSE
OUT 3	SV1T
IN1	SS1
IN3	79RS
IN5	52A

Tabla 4.8 Resumen de Ajustes

4.4 Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno

4.4.1 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)

Para calcular la protección de fase se requiere conocer el valor de la corriente nominal del transformador en 13.8 kV.

$$\text{Capacidad del T1} = 12 / 16 / 20 \text{ MVA}$$

$$\text{Relación} = 115 / 13.8 \text{ kV}$$

La corriente nominal, I_n , del transformador se calcula basándose en la capacidad OA:

$$I_n = \frac{(MVA)(1000)}{\sqrt{3}(kV)} = \frac{(12)(1000)}{\sqrt{3}(13.8)} = 502.0437 \text{ A}$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un TAP que permita llevar el 200 % de la corriente nominal.

$$200\% I_n = 2(502.0437) = 1004.0874 \text{ A}$$



Selección de la RTC

Para la selección de la RTC se requiere cumplir con lo siguiente:

1. Que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 100 A.
2. Que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 A.

$$\frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 13.8kV}}}{RTC} < 100$$

$$RTC = \frac{4767.52}{100} = \frac{4767.52}{1} = \frac{238.376}{5}$$

Seleccionaremos la $RTC = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$

Probando la segunda condición

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.0874}{60} = 16.7348\ A$$

como el valor de la corriente calculada es mayor que 5 A, seleccionamos el siguiente valor de

$$RTC = \frac{400}{5} = \frac{80}{1}$$

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.0874}{80} = 12.5511\ A$$

como el valor todavía es mayor que 5 A, seleccionaremos el siguiente valor de la $RTC = \frac{1200}{5} = \frac{240}{1}$

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.0874}{240} = 4.1837\ A$$

con lo cual se cumple la segunda condición.

Ahora probaremos si se cumple con la condición uno:

$$I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 13.8kV}}}{RTC} < 100$$

$$I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{4767.52}{240} = 719.8647\ A < 100\ A$$



Dado que ambas condiciones se cumplen, seleccionamos la $RTC = \frac{1200}{5}$.

Selección del TAP

$TAP =$ corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{1004.0874}{240} = 4.1837\ A$$

$$TAP = 4.1\ A$$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (TAP)(RTC) = (4.1)(240) = 984\ A$

Se aplicara la protección de sobrecorriente de un relevador SEL-387.

Como se quiere tener una buena coordinación con la protección de los alimentadores, se utilizara también una curva muy inversa.

Selección de la Palanca

Para seleccionar la palanca adecuada utilizaremos el múltiplo de TAP (MT):

$$MT = \frac{I_{cc\ MAX\ 3\phi\ 13.8\ kV}}{TAP\ (RTC)} = \frac{4767.52}{(4.1)(240)} = 4.85$$

Para dar una mayor sensibilidad a la protección, se calcula la protección para que opere en un tiempo de 0.6 s. Se selecciona este valor ya que el criterio de coordinación relevador-relevador recomienda un margen de 0.3 a 0.4 s, entre ambas protecciones.

En la hoja de coordinación la curva muy inversa del relevador con un valor del MT de 4.85 y para un tiempo de operación de 0.6 s, se encuentra que la palanca es:

$$TD = \frac{T_p}{\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $T_p =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores, se tiene una palanca de 2.234, entonces seleccionamos una palanca de 2.3.



Para encontrar el tiempo de operación del relevador, T_p , que corresponde a una palanca de 2.3 y un múltiplo de TAP de 4.85, se tiene:

$$T_p = TD \left(\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 2.3,

$$T_p = (2.3) \left(\frac{3.88}{(4.85)^2 - 1} + 0.0963 \right) = 0.617716 \text{ s}$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.617716 s.

Así, el valor adecuado de palanca es 2.3.

El tiempo de coordinación entre la protección 51F del transformador en baja tensión y la protección 51F del alimentador es:

$$0.617716 - 0.253296 = 0.36442 \text{ s}$$

con lo cual cumplimos el criterio de coordinación relevador-relevador.

Trazo de la Curva Muy Inversa del Relevador de Fase 51F en BT

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:

$$RTC = \frac{1200}{5}, \quad TAP = 4.1, \quad PALANCA = 2.3$$

- | | |
|--------------------------|--|
| 1. Múltiplo de TAP: | obtenido de la curva muy inversa del relé. |
| 2. Corriente secundaria: | $I_{sec} = MT(TAP)$ |
| 3. Corriente primaria: | $I_{prim} = I_{sec}(RTC)$ |
| 4. Tiempo (s): | sacado de la curva muy inversa del relé. |

Trazo de la curva:

Relevador SEL-387: ESP 42010

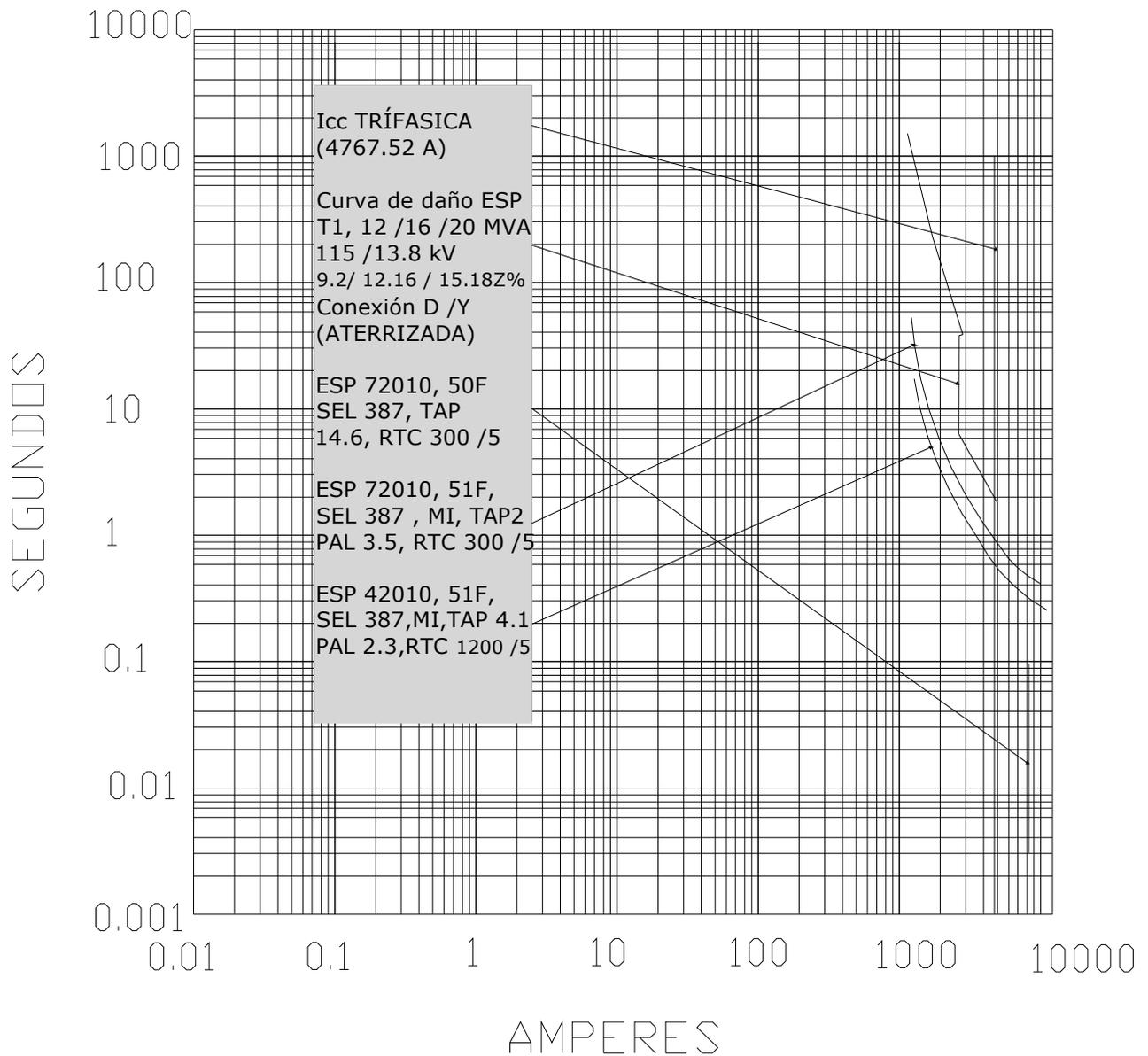
$$RTC = \frac{1200}{5}, \quad TAP = 4.1, \quad PALANCA = 2.3$$

La tabla 4.9 muestra los valores de corriente primaria, I_{prim} , en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva muy inversa de fase, los cuales se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.5.



MT	Iprim [A] en 13.8 kV	Tiempo [s]
1.2	1180.8	20.50330818
1.5	1476.0	7.360690000
2.0	1968.0	3.196156667
4.0	3936.0	0.816423333
8.0	7872.0	0.363140794
10.0	9840.0	0.311631414
15.0	14760.0	0.261329286
20.0	19680.0	0.243855915

Tabla 4.9 Datos Curva Muy Inversa de Fase 51F en BT



Gráfica 4.5 Coordinación de Fase del Banco ESP-T1



Ajustes de la Protección 51F

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned}EOC2 &= Y && \text{(Habilita devanado 3 para sobrecorriente y umbrales de demanda)} \\51P2P &= 4.1 \\51P2C &= U3 \\51P2TD &= 2.3 \\51P2RS &= N \\51P2TC &= 1\end{aligned}$$

4.4.2 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro del transformador (51NT) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)

Para el cálculo de la protección 51NT tomaremos un 30 % desbalance del pick up de la protección de fase 51F.

$$I_{PICK\ UP\ 51F} = TAP_{51F} (RTC_{51F}) = 4.1(240) = 984\ A$$

$$I_{PICK\ UP\ 51NT} = 30\% I_{PICK\ UP\ 51F} = 0.3(984) = 295.2\ A$$

seleccionamos una RTC de: $RTC = \frac{600}{5}$

Selección del TAP

$TAP =$ corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{295.2}{120} = 2.46\ A$$

entonces escogemos un TAP de: $TAP = 2.5\ A$

Por lo tanto, $I_{PICK\ UP} = TAP(RTC) = 2.5(120) = 300\ A$

Cuyo valor corresponde a un 30.45 % de desbalance.

Se utilizará la protección de sobrecorriente de un SEL-387.

Selección de la Palanca

Utilizaremos el múltiplo de TAP:

$$MT = \frac{I_{cc\ MAX\ 1\phi\ 13.8kV}}{TAP\ (RTC)} = \frac{4977.12}{(2.5)(120)} = 16.59$$



Consideremos que para una falla en el bus de baja tensión, el tiempo de despeje de la falla deberá ser menor a un segundo. Seleccionamos el tiempo de 0.75 s, para tener una coordinación de entre 0.3-0.4 s, con la protección de los alimentadores.

En la hoja de coordinación la curva inversa del relevador con un valor del MT de 16.59 y para un tiempo de operación de 0.75 s, se tiene que la palanca es:

$$TD = \frac{T_p}{\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $T_p =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores, se tiene una palanca de 3.718, entonces seleccionamos una palanca de 3.7.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador, T_p , que corresponde a una palanca de 3.7 y un múltiplo de TAP de 16.59, se tiene:

$$T_p = TD \left(\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 3.7,

$$T_p = (3.7) \left(\frac{5.95}{(16.59)^2 - 1} + 0.180 \right) = 0.746279 \text{ s}$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.746279 s.

Así, el valor adecuado de palanca es 3.7.

Con lo cual se tiene un tiempo de coordinación de:

$$0.746279 - 0.405214 = 0.341065 \text{ s}$$

con lo cual cumplimos con el criterio de coordinación relevador-relevador.

Por lo tanto, el valor buscado es: $PALANCA = 3.7$

Trazo de la Curva Inversa del Relevador de Neutro de Transformador 51NT en BT

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:



$$RTC = \frac{600}{5}, \quad TAP = 2.5, \quad PALANCA = 3.7$$

1. Múltiplo de TAP: obtenido de la curva inversa del relé.
2. Corriente secundaria: $I_{sec} = MT(TAP)$
3. Corriente primaria: $I_{prim} = I_{sec}(RTC)$
4. Tiempo (s): sacado de la curva inversa del relé.

Trazo de la curva:

Relevador SEL-387: ESP 42010-NT

$$RTC = \frac{600}{5}, \quad TAP = 2.5, \quad PALANCA = 3.7$$

MT	Iprim [A] en 13.8 kV	Tiempo [s]
1.5	450	18.27800000
2.0	600	8.004333333
3.0	900	3.417875000
4.0	1200	2.133666667
6.0	1800	1.295000000
8.0	2400	1.015444444
10.0	3000	0.888373737
15.0	4500	0.764281250
20.0	6000	0.721175439
25.0	7500	0.701280449

Tabla 4.10 Datos Curva Inversa de Neutro 51NT en BT

La tabla 4.10 contiene los valores de corriente primaria, I_{prim} , en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva inversa de neutro que se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.6.

Ajustes de la Protección 51NT

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$EOC4 = Y$ (Habilita devanado 4 para sobrecorriente y umbrales de demanda)

$CTR4 = 120$ (RTC del devanado 4)

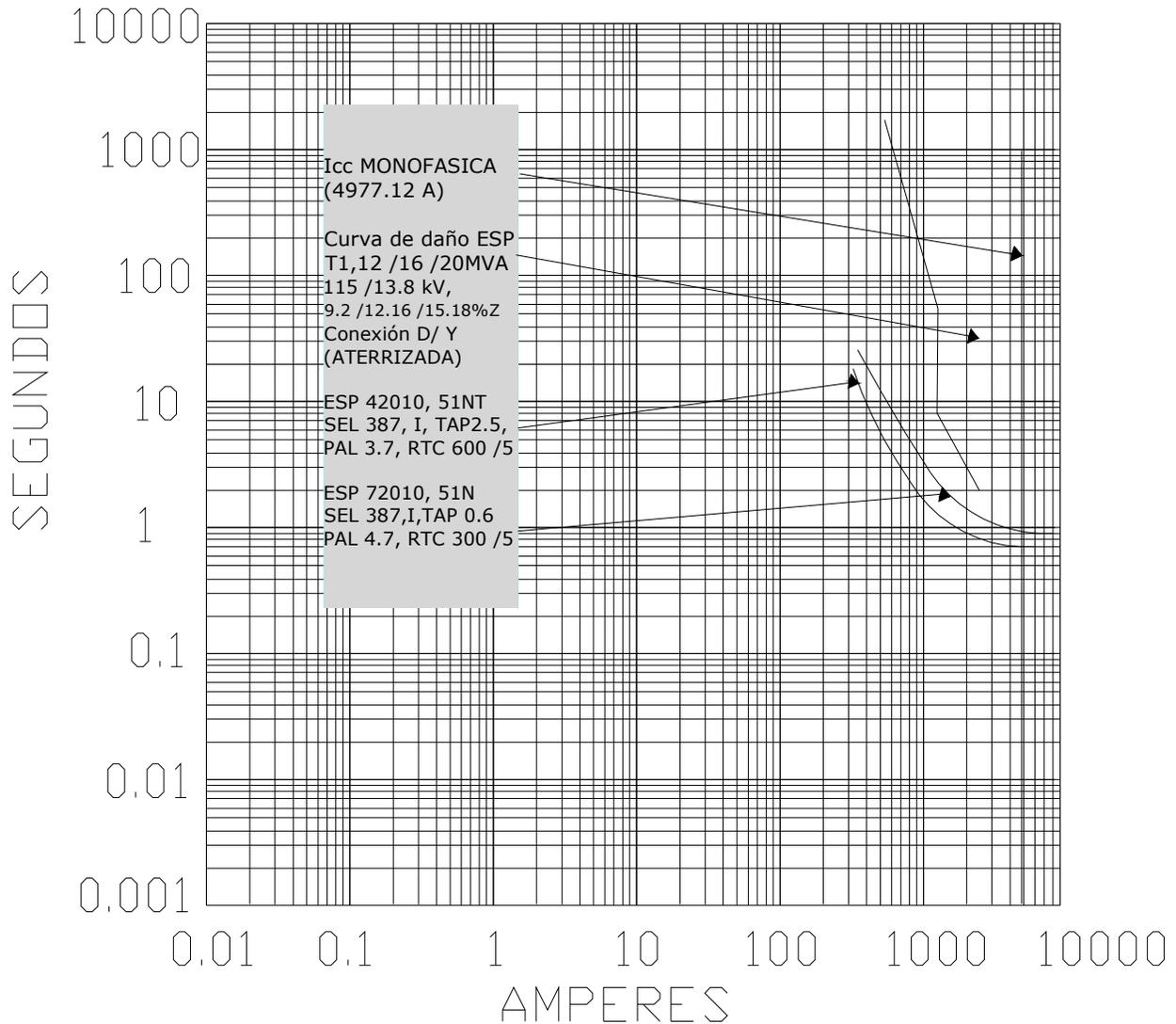
$51P4P = 2.5$

$51P4C = U2$

$51P4TD = 3.7$

$51P4RS = N$

$51P4TC = 1$



Gráfica 4.6 Coordinación de Neutro del Banco ESP-T1

4.4.3 Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 115 kV (ESP 72010)

Para calcular la protección de fase se requiere conocer el valor de la corriente nominal del transformador en 115 kV.

$$\text{Capacidad del T1} = 12/16/20 \text{ MVA}$$

$$\text{Relación} = 115/13.8 \text{ kV}$$

La corriente nominal, I_n , del transformador se calcula basándose en la capacidad OA:

$$I_n = \frac{(MVA)(1000)}{\sqrt{3}(kV)} = \frac{(12)(1000)}{\sqrt{3}(115)} = 60.245245 \text{ A}$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un TAP que permita llevar el 200 % de la corriente nominal.



$$200 \% I_n = 2(60.2452) = 120.490491 A$$

Selección de la RTC

Para la selección de la RTC se requiere cumplir con lo siguiente:

1. Que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 100 A.
2. Que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 A.

$$\frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 115kV}}}{RTC} < 100$$

$$RTC = \frac{4528}{100} = \frac{45.28}{1} = \frac{226.4}{5}$$

Seleccionaremos la $RTC = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$

Probando la segunda condición

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{120.4905}{60} = 2.008175 A$$

con lo cual demostramos que se cumple la segunda condición.

Ahora probaremos si se cumple con la condición uno:

$$I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 115kV}}}{RTC} < 100$$

$$I_{cc_{SEC\ MAX}} = \frac{4528}{60} = 75.466667 A < 100 A$$

Dado que ambas condiciones se cumplen, seleccionamos la $RTC = \frac{300}{5}$.

Selección del TAP

$TAP =$ corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{120.4905}{60} = 2.008175 A$$

$$TAP = 2 A$$



Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (TAP)(RTC) = (2)(60) = 120 A$

Se aplicara la protección de sobrecorriente de un relevador SEL-387.

Para dar una mayor sensibilidad se utilizará una curva muy inversa, la cual debe operar a una falla máxima en 0.95 s.

Todos los valores serán referidos al lado de 115 kV.

Selección de la Palanca

Para la selección de la palanca utilizaremos el múltiplo de TAP (MT):

$$MT = \frac{I_{cc_{MAX\ 3\phi\ 13.8kV}}}{TAP (RTC)(RT)} = \frac{4767.52}{(2)(60)\left(\frac{115}{13.8}\right)} = 4.767$$

En la hoja de coordinación la curva muy inversa del relevador con un valor del MT de 4.767 y para un tiempo de operación de 0.95 s, se obtiene que la palanca es:

$$TD = \frac{Tp}{\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $Tp =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores, se tiene una palanca de 3.4558, entonces seleccionamos una palanca de 3.5.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador, Tp , que corresponde a una palanca de 3.5 y un múltiplo de TAP de 4.767, se tiene:

$$Tp = TD \left(\frac{3.88}{M^2 - 1} + 0.0963 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 3.5,

$$Tp = (3.5) \left(\frac{3.88}{(4.767)^2 - 1} + 0.0963 \right) = 0.962156 s$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.962156 s.

Así, el valor adecuado de palanca es 3.5.



El tiempo de coordinación entre la protección 51F del transformador en alta tensión y la protección 51F del transformador en baja tensión es:

$$0.962156 - 0.6177166 = 0.344441 \text{ s}$$

con lo cual cumplimos el criterio de coordinación relevador-relevador.

Trazo de la Curva Muy Inversa del Relevador de Fase 51F en AT

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:

$$RTC = \frac{300}{5}, \quad TAP = 2, \quad PALANCA = 3.5$$

1. Múltiplo de TAP: obtenido de la curva muy inversa del relé.
2. Corriente secundaria: $I_{sec} = MT(TAP)$
3. Corriente primaria: $I_{prim} = I_{sec}(RTC)(RT)$
4. Tiempo (s): sacado de la curva muy inversa del relé.

Trazo de la curva:

Relevador SEL-387: ESP 72010

$$RTC = \frac{300}{5}, \quad TAP = 2, \quad PALANCA = 3.5$$

MT	Iprim [A] en 115 kV	Tiempo [s]
1.1	1100	65.003716667
1.5	1500	11.201050000
2.0	2000	4.8637166670
3.0	3000	2.0345500000
4.0	4000	1.2423833330
5.0	5000	0.9028833330
6.0	6000	0.7250500000
7.0	7000	0.6199666670
8.0	8000	0.5526055560
9.0	9000	0.5068000000

Tabla 4.11 Datos Curva Muy Inversa de Fase 51F en AT

La tabla 4.11 muestra los valores de corriente primaria, Iprim, en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva muy inversa de fase que se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.5.



Ajustes de la Protección 51F

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned}EOC1 &= Y \quad (\text{Habilita devanado 1 para sobrecorriente y umbrales de demanda}) \\51PIP &= 2.0 \\51PIC &= U3 \\51PITD &= 3.5 \\51PIRS &= N \\51PITC &= 1\end{aligned}$$

4.4.4 Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50F) en el lado de 115 kV (ESP 72010)

El ajuste de esta protección se hace superior al valor de la corriente de inrush, que para el caso de nuestro transformador es de alrededor de 12 veces la corriente nominal con una duración de 0.1 s, así como también, superior al valor de la corriente de cortocircuito asimétrica en el lado de baja tensión; por lo tanto, se tiene que:

La corriente de inrush es:

$$I_{INRUSH} = 12(I_n) = 12(60.2452) = 722.9429 \text{ A}$$

Al referir este valor al lado de baja tensión se tiene:

$$I_{INRUSH\ 13.8\ kV} = (I_{INRUSH})\left(\frac{115}{13.8}\right) = (722.9429)\left(\frac{115}{13.8}\right) = 6024.5245 \text{ A}$$

Además, esta protección no debe responder para fallas en el lado de baja tensión. La corriente de cortocircuito asimétrica en baja tensión, es:

El factor de asimetría es: $f.a. = 1.53$,

$$I_{cc\ MAX - ASIM\ 3\phi\ 13.8\ kV} = (f.a.)(I_{cc\ MAX - SIM\ 3\phi\ 13.8\ kV}) = (1.53)(4767.52) = 7294.31 \text{ A}$$

Por lo tanto, el valor de ajuste debe ser mayor a 7294.31 A, referido al lado de 115 kV.

Entonces, se tiene que:

$$TAP = \frac{7294.31}{60} \left(\frac{13.8}{115}\right) = 14.588 \text{ A}$$

Se toma un: $TAP = 14.6 \text{ A}$

Por lo tanto, $I_{PICKUP} = (14.6)(60) = 876 \text{ A}$

Ver gráfica 4.5.



Ajustes de la Protección 50F

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$50P12P = 14.6$$

$$50P12TC = 1$$

4.4.5 Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) en el lado de 115 kV (ESP 72010)

Para el cálculo de la protección 51N se tomará un 30 % de desbalance del valor de pick up de la protección 51F.

$$I_{PICK\ UP\ 51F} = TAP_{51F} (RTC_{51F}) = 2(60) = 120\ A$$

$$I_{PICK\ UP\ 51NT} = 30\% I_{PICK\ UP\ 51F} = 0.3(120) = 36\ A$$

La RTC seleccionada para el devanado 1 es: $RTC = \frac{300}{5}$

Selección del TAP

$TAP =$ corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAX\ CARGA}}{RTC} = \frac{36}{60} = 0.6\ A$$

por lo cual escogemos un: $TAP = 0.6\ A$

Por lo tanto, $I_{PICK\ UP} = TAP(RTC) = 0.6(60) = 36\ A$

Cuyo valor corresponde a un 30 % de desbalance.

Se utilizará la protección de sobrecorriente de un SEL-387.

Selección de la Palanca

Utilizaremos el múltiplo de TAP:

$$MT = \frac{I_{cc\ MAX\ 1\phi\ 13.8\ kV}}{TAP (RTC)(RT)} = \frac{4977.12}{(0.6)(60)\left(\frac{115}{13.8}\right)} = 16.59$$

Consideremos que para una falla en el bus de alta tensión, el tiempo de despeje de la falla deberá ser menor a un segundo.



En la hoja de coordinación la curva inversa del relevador con un valor del MT de 16.59 y para un tiempo de operación de 0.95 s, se tiene que la palanca es:

$$TD = \frac{Tp}{\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180}$$

donde, $TD =$ es la palanca
 $Tp =$ tiempo de operación del relevador
 $M =$ es el múltiplo de TAP

para los valores anteriores, se tiene una palanca de 4.71, entonces seleccionamos una palanca de 4.7.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador, Tp , que corresponde a una palanca de 4.7 y un múltiplo de TAP de 16.59, se tiene:

$$Tp = TD \left(\frac{5.95}{M^2 - 1} + 0.180 \right)$$

al calcular el tiempo de operación de la ecuación anterior, considerando que la palanca es 4.7,

$$Tp = (4.7) \left(\frac{5.95}{(16.59)^2 - 1} + 0.180 \right) = 0.947977 \text{ s}$$

tenemos que el relevador operara en un tiempo de 0.947977 s.

Por lo tanto, el valor buscado es: $PALANCA = 4.7$

Trazo de la Curva Inversa del Relevador de Neutro 51N en AT

Con los valores obtenidos anteriormente trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizaremos lo siguiente:

$$RTC = \frac{300}{5}, \quad TAP = 0.6, \quad PALANCA = 4.7$$

1. Múltiplo de TAP: obtenido de la curva inversa del relé.
2. Corriente secundaria: $I_{sec} = MT(TAP)$
3. Corriente primaria: $I_{prim} = I_{sec}(RTC)(RT)$
4. Tiempo (s): sacado de la curva inversa del relé.



Traza de la curva:

Relevador SEL-387: ESP 72010-N

$$RTC = \frac{300}{5}, \quad TAP = 0.6, \quad PALANCA = 4.7$$

MT	Iprim [A] en 115 kV	Tiempo [s]
1.5	450	23.218000000
2.0	600	10.167666667
3.0	900	4.341625000
4.0	1200	2.710333333
6.0	1800	1.645000000
8.0	2400	1.289888889
10.0	3000	1.128474747
15.0	4500	0.970843750
20.0	6000	0.916087719
25.0	7500	0.890815705
30.0	9000	0.877106785

Tabla 4.12 Datos Curva Inversa de Neutro 51N en AT

En la tabla 4.12 están contenidos los valores de corriente primaria, Iprim, en A y el tiempo en s, correspondientes a la curva inversa de neutro, se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 4.6.

Ajustes de la Protección 51N

Por lo tanto, los ajustes para implementar esta protección son:

$$\begin{aligned}51NIP &= 0.6 \\51NIC &= U2 \\51NITD &= 4.7 \\51NIRS &= N \\51NITC &= 1\end{aligned}$$

4.4.6 Ajustes y programación relacionados con el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador

Programación de los Contactos de Salida de Disparo y Cierre

OUT101 = TRIP1	Salida de disparo 1.
OUT102 = TRIP2	Salida de disparo 2.
OUT103 = TRIP3	Salida de disparo 3.
OUT104 = TRIP4	Salida de disparo 4.
OUT105 = CLS1	Salida de cierre 1.
OUT106 = CLS2	Salida de cierre 2.

*Programación para el Control de Disparo*

$50P13 = 0.25$	Supervisa el disparo para el interruptor asociado al devanado 1, de I_N .
$50P23 = 0.5$	Supervisa el disparo para el interruptor asociado al devanado 2, de I_N .
$TDURD = 9.000$	Duración del tiempo de disparo, en ciclos.
$TR1 = 50P12T + 51P1T + 51N1T + OC1$	Disparo por 50P12P, 51P1P, 51N1P u OC1.
$TR2 = 51P2T + OC2$	Disparo por 51P2P u OC2.
$TR3 = 51P4T$	Disparo por 51P4P.
$TR4 = 87R + 87U$	Disparo por O87P o U87P.
$ULTR1 = !50P13$	Supervisa el disparo del interruptor asociado al devanado 1.
$ULTR2 = !50P23$	Supervisa el disparo del interruptor asociado al devanado 2.
$ULTR3 = !(50P13 + 50P23)$	Supervisa el disparo del interruptor asociado al devanado 1 y 2.
$ULTR4 = !(50P13 + 50P23)$	Supervisa el disparo del interruptor asociado al devanado 1 y 2.

Ajustes para la Función de Medición de Demanda

$DATC1 = 15$	Tiempo en minutos para la medición de demanda para el devanado 1.
$PDEM1P = 7.0$	Umbral de demanda de fase para el devanado 1 en A.
$QDEM1P = 1.0$	Umbral de demanda de secuencia negativa para el devanado 1 en A.
$NDEM1P = 1.0$	Umbral de demanda residual para el devanado 1 en A.
$DATC2 = 15$	Tiempo en minutos para la medición de demanda para el devanado 2.
$PDEM2P = 7.0$	Umbral de demanda de fase para el devanado 2 en A.
$QDEM2P = 1.0$	Umbral de demanda de secuencia negativa para el devanado 2 en A.
$NDEM2P = 1.0$	Umbral de demanda residual para el devanado 2 en A.

Programación de los Contactos de Entrada de Estado de Interruptor

$52A1 = IN101$	Estado del interruptor asociado al devanado 1.
$52A2 = IN102$	Estado del interruptor asociado al devanado 2.

Programación para la Función de Generación de Reporte de Eventos

$ER = /51P1 + /51N1 + /51P2 + /51P4$	Genera un reporte de eventos por 51P1, 51N1, 51P2 ó 51P4.
--------------------------------------	---

*Programación para el Control de Cierre*

CFD = 60.000	Duración del tiempo de cierre, en ciclos.
CL1 = CC1	Cierra por CC1.
CL2 = CC2	Cierra por CC2.
ULCL1 = TRIP1 + TRIP3 + TRIP4	Supervisa el cierre del interruptor asociado al devanado 1.
ULCL2 = TRIP2 + TRIP3 + TRIP4	Supervisa el cierre del interruptor asociado al devanado 2.

Ajustes para el Funcionamiento de Relevador

LER = 15	Define la longitud del reporte de eventos, en ciclos.
PRE = 4	Define la longitud del pre-tigger (pre-falla), en ciclos.
NFREQ = 60	Frecuencia del sistema, en Hz.
PHROT = ABC	Secuencia de fases.
DATE_F = MDY	Formato de la fecha.

4.4.7 Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-387

Etiqueta	Ajuste
EOC1	Y
51P1P	2.0
51P1C	U3
51P1TD	3.5
51P1RS	N
51P1TC	1
50P12P	14.6
50P12TC	1
51N1P	0.6
51N1C	U2
51N1TD	4.7
51N1RS	N
51N1TC	1
EOC2	Y
51P2P	4.1
51P2C	U3
51P2TD	2.3
51P2RS	N
51P2TC	1
EOC4	Y
CTR4	120
51P4P	2.5
51P4C	U2



51P4TD	3.7
51P4RS	N
51P4TC	1
DATC1	15
PDEM1P	7.00
QDEM1P	1.00
NDEM1P	1.00
DATC2	15
PDEM2P	7.00
QDEM2P	1.00
NDEM2P	1.00
50P13	0.25
50P23	0.50
TDURD	9.000
TR1	50P12T + 51P1T + 51N1T + OC1
TR2	50P2T + OC2
TR3	51P4T
TR4	87R + 87U
ULTR1	!50P13
ULTR2	!50P23
ULTR3	!(50P13 + 50P23)
ULTR4	!(50P13 + 50P23)
52A1	IN101
52A2	IN102
CFD	60.000
CL1	CC1
CL2	CC2
ULCL1	TRIP1 + TRIP3 + TRIP4
ULCL2	TRIP2 + TRIP3 + TRIP4
ER	/51P1 + /51N1 + /51P2 + /51P4
OUT101	TRIP1
OUT102	TRIP2
OUT103	TRIP3
OUT104	TRIP4
OUT105	CLS1
OUT106	CLS2
LER	15
PRE	4
NFREQ	60
PHROT	ABC
DATE_F	MDY

Tabla 4.13 Resumen de Ajustes

Todos los ajustes hechos anteriormente permiten efectuar una coordinación entre estos dispositivos brindando al sistema de distribución una protección sensible, selectiva y confiable, que permite despejar las fallas aislando la sección fallada mediante protección primaria y/o de respaldo tanto para el transformador como para los alimentadores.



PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON EQUIPO SEL





PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON EQUIPO SEL

5.1 Descripción general del gabinete	132
5.2 Conexión general del gabinete.....	134
5.3 Conexión con el software de la fuente	136
5.4 Conexión con los relevadores vía HyperTerminal	142
5.5 Prácticas de laboratorio.....	144
5.5.1 Práctica 1. Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)	145
5.5.2 Práctica 2. Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51).....	150
5.5.3 Práctica 3. Coordinación de protecciones de sobrecorriente (50-51).....	156
5.5.4 Práctica 4. Relevador direccional (67)	164
5.5.5 Práctica 5. Relevador diferencial (87T)	173
5.5.6 Práctica 6. Relevador de distancia (21).....	179

5.1 Descripción general del gabinete

El gabinete de protecciones digitales con que se cuenta en el Laboratorio de Eléctrica se muestra en la figura 5.1. Éste contiene los siguientes equipos:

- SEL-121, relevador de distancia
- SEL-387, relevador diferencial
- SEL-351, relevador de sobrecorriente
- SEL-AMS, fuente de alimentación

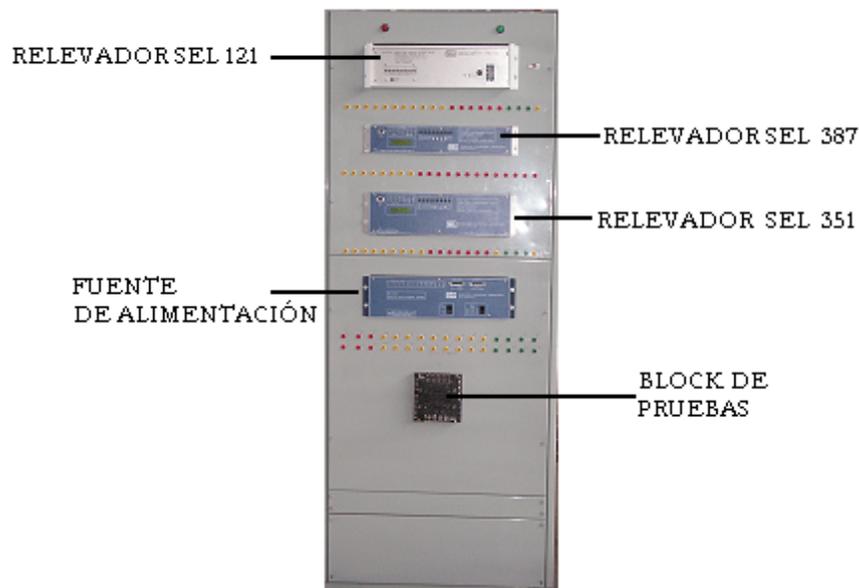


Figura 5.1 Gabinete de Protecciones Digitales SEL

Ubicado en la parte superior del gabinete se encuentra instalado el relevador SEL-121 (ver figura 5.2) el cual incluye las siguientes protecciones:

- 21G. Unidad de distancia para detectar fallas a tierra.
- 50P. Protección de sobrecorriente instantánea de fase.
- 51N. Protección de sobrecorriente de tiempo residual.
- 50NG. Protección de sobrecorriente instantánea de neutro o residual.
- 27S. Protección de bajatensión.



Figura 5.2 Relevador de Distancia SEL-121

A continuación tenemos el relevador SEL-387 (ver figura 5.3), éste proporciona protecciones de tipo:

- 50. Protección de sobrecorriente instantánea.
- 51. Protección de sobrecorriente de tiempo.
- 87. Protección diferencial.



Figura 5.3 Relevador Diferencial SEL-387

El siguiente relevador es un SEL-351 (ver figura 5.4) que provee las siguientes funciones de protección:

- 50. Protección de sobrecorriente instantánea.
- 51. Protección de sobrecorriente de tiempo.
- 67. Protección direccional de sobrecorriente.
- 79. Protección de recierre.
- 81. Protección de frecuencia.



Figura 5.4 Relevador de Sobrecorriente SEL-351

Por último, en la parte baja del gabinete tenemos la fuente de alimentación multicanal (ver figura 5.5), que tiene como principal función proveer la alimentación para los equipos SEL-121, SEL-351 y SEL-387 e inyectar las posibles fallas que son simuladas por el equipo mediante el software SEL-5401(en su versión MS-DOS).



Figura 5.5 Fuente SEL-AMS

5.2 Conexión general del gabinete

- Alimentación del equipo

Se alimenta el equipo con 127 V de alterna, para lo cual utilizaremos un cable negro marcado con la etiqueta 'alimentación', éste se conecta al enchufe ubicado en la esquina inferior izquierda del panel posterior de la fuente SEL-AMS, como se puede ver en la figura 5.6, y de ahí hacia el tomacorriente más próximo que nos proporcione la alimentación necesaria.

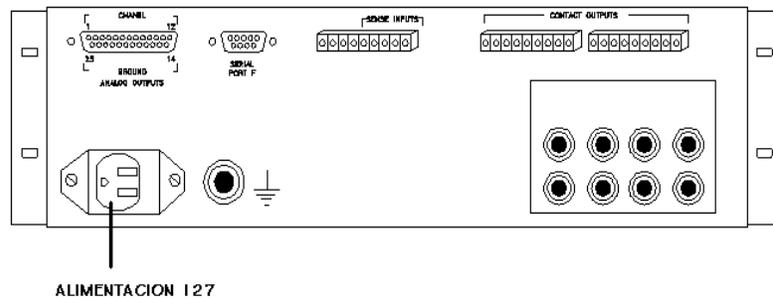


Figura 5.6 Alimentación del Equipo

- Conexión Relé-Fuente

Primero, asegurese que los interruptores de la fuente no estén cerrados, esto es, que no le este llegando alimentación al equipo. Asi, sin encender el equipo, podemos realizar la conexión del relevador a la fuente, para lo que emplearemos el cable plano C740, indicado con la etiqueta 'C740'.

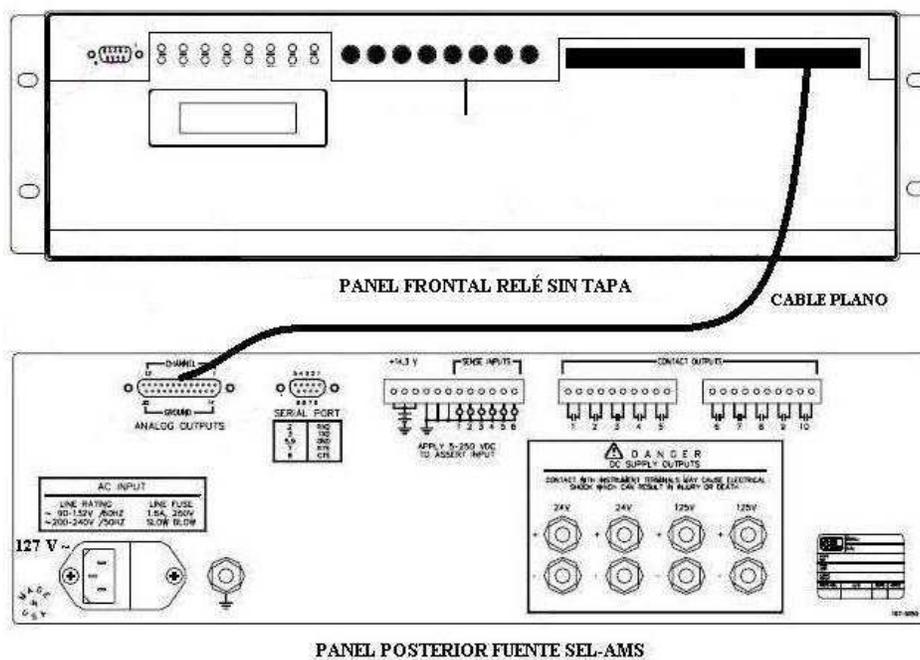


Figura 5.7 Conexión Relé-Fuente

Enseguida retirar la tapa frontal del relevador a utilizar, seleccionar del cable plano C740 el conector hembra IDC marcado con la etiqueta *'relés 351-387'* y conectar éste al primer conector ubicado en el relevador (sin tapa) en la esquina superior derecha, como se muestra en la figura 5.7. Para el caso del relevador SEL-121F, seleccionar del mismo cable el conector hembra IDC marcado con la etiqueta *'relé 121'* y conectar de la misma manera.

En el otro extremo del cable plano C740 se tiene un conector macho DB25 marcado con la etiqueta *'relé-fuente'*, el cual se conectará en la parte posterior de la fuente al conector hembra BD25 marcado como *'analog output'*, tal como se ilustra en la figura 5.7.

Ya conectados fuente con relevador, se procede a colocarle la tapa al relé en uso acomodando el cable plano de manera que no obstruya el cierre, así mismo, acomodar los conectores IDC restantes de manera que no estorben y/o causen problemas.

- Conexión relé-fuente con la computadora

Para la conexión de la fuente con la computadora utilizaremos un cable directo DB9 macho etiquetado *'directo DB9 M'* con su correspondiente cable adaptador DB9 a USB marcado como *'adaptador DB9-USB'*, él que conectaremos de la siguiente manera, el conector DB9 macho se conectará por el panel posterior de la fuente al conector hembra DB9 marcado como *'serial port'*, mientras que el otro extremo cuyo conector es USB, irá al puerto COM 1 de la computadora, que es el primer puerto que encontramos en el lado derecho de la misma, dicha conexión se puede observar en la figura 5.8.

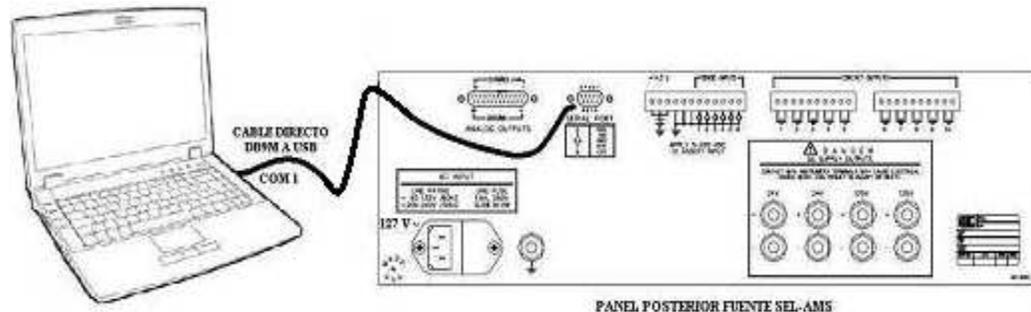


Figura 5.8 Conexión Fuente-Computadora

Enseguida realizaremos la conexión entre el relevador y la computadora, teniendo dos casos de acuerdo al relevador utilizado:

a) SEL-351 o SEL-387

En este caso, emplearemos un cable cruzado DB9 macho etiquetado *'cruzado DB9 M'* con su correspondiente cable adaptador DB9 a USB identificado como *'adaptador DB9-USB'*, éste se conectará de acuerdo a lo siguiente, el conector DB9 macho se conectará por el panel frontal del relevador, al cual previamente le colocamos su tapa, al conector hembra DB9 marcado como *'serial port F'*, mientras que el otro extremo cuyo conector es USB, irá al puerto COM 7 de la computadora, que es el primer puerto que encontramos del lado izquierdo de la misma, realice la conexión de acuerdo a la figura 5.9.

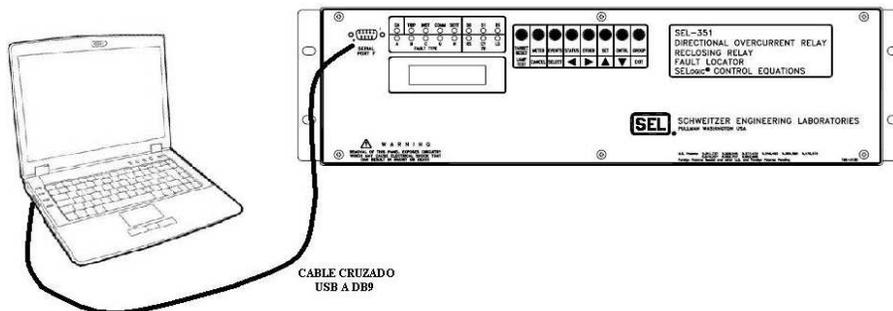


Figura 5.9 Conexión Relés 351/387 - Computadora

b) SEL-121F

Para esta conexión utilizaremos un cable RS-232C etiquetado 'RS-232C' con su correspondiente cable adaptador DB9 a USB identificado como 'adaptador DB9-USB', que conectaremos de la siguiente manera, el conector RS-232C macho se conectará por el panel posterior del relé, al conector hembra RS-232C marcado como 'J203 port 2', mientras que el otro extremo cuyo conector es USB, irá al puerto COM 7 de la computadora, que es el primer puerto que encontramos del lado izquierdo de la misma, para más detalle ver figura 5.10.

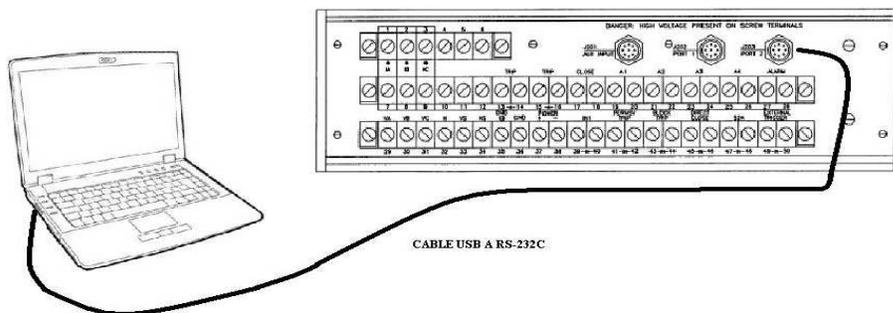


Figura 5.10 Conexión Relé 121 - Computadora

Una vez que realizamos las conexiones pertinentes es momento de alimentar el equipo, para lo cual primero conectamos la alimentación, después encendemos la fuente multicanal en el siguiente orden: primero, el interruptor marcado como 'MAIN POWER' y enseguida, el interruptor marcado como 'DC SUPPLY'.

5.3 Conexión con el software de la fuente

La fuente multicanal SEL-AMS tiene dos funciones principales, primero proporcionara la alimentación necesaria de energía para hacer funcionar a los relevadores SEL-351 y SEL-387, y por otro lado, nos permitirá crear pruebas de protección para que operen los relevadores.

Ésta cuenta con 12 salidas analógicas, 6 contactos de entrada, 16 contactos de I/O. Y puede ser alimentada tanto con corriente alterna como con directa en los siguientes rangos: 50 VCA y 24, 48,125 y 250 VCD.

Para realizar la conexión con el software de la fuente SEL-5401 en su versión MS-DOS es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Mediante el icono  acceder a , como se ve en la figura 5.11.

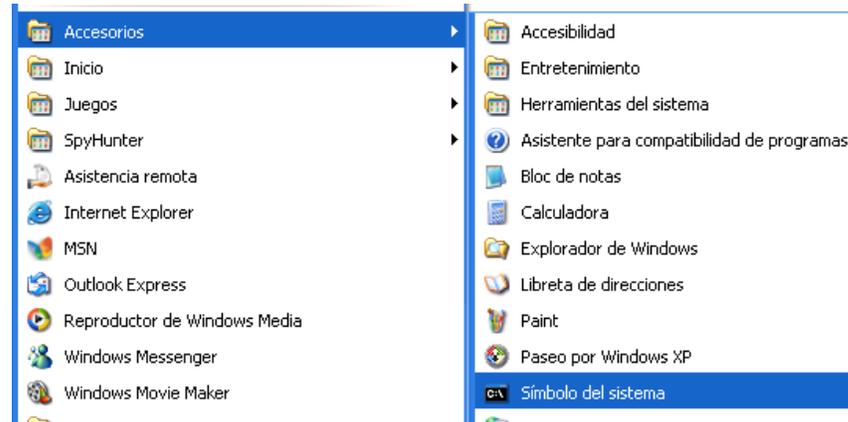


Figura 5.11 Acceso a MS-DOS

2. A continuación se desplegará la pantalla mostrada en la figura 5.12.

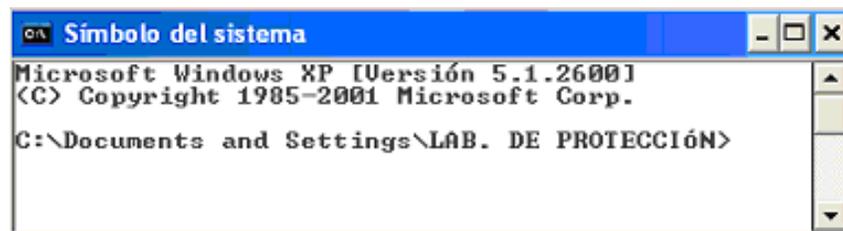


Figura 5.12 Pantalla de Acceso a C

Una vez en ella escribir lo siguiente:

```
CD.. <ENTER>  
CD\SELTEST <ENTER>
```

Con lo que se obtiene el acceso al directorio del programa, ver figura 5.13:

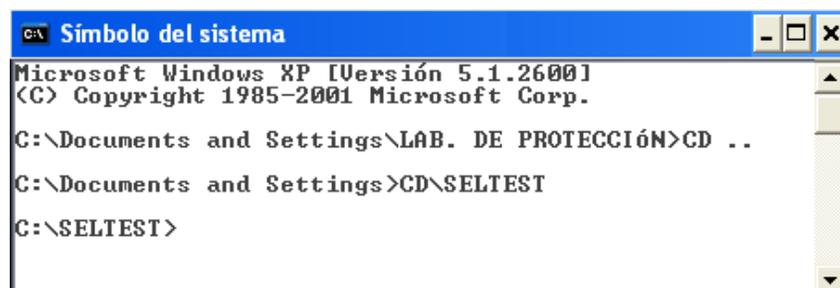


Figura 5.13 Acceso al Directorio

3. Finalmente, como vemos en la figura 5.14 para abrir el programa teclear: SELTEST <ENTER>

```
C:\ Símbolo del sistema
Microsoft Windows XP [Versión 5.1.2600]
(C) Copyright 1985-2001 Microsoft Corp.
C:\Documents and Settings\LAB. DE PROTECCIÓN>cd ..
C:\Documents and Settings>CD\SELTEST
C:\SELTEST>SELTEST
```

Figura 5.14 Acceso al Programa

4. Se mostrará la pantalla de inicio del software SEL-5401, ver figura 5.15. Ésta nos permite crear o utilizar una prueba.

```
Símbolo del sistema - SELTEST

Welcome to the SELTEST program. This program allows
you to create tests to execute with the SEL-AMS.

Within SELTEST, press <F1> for context-sensitive
help, press <F3> to print the screen, and press
<ESC> to abort the current operation.

Do you wish to create a new test or load a previously
defined test?

<NEW TEST> <LOAD TEST>
```

Figura 5.15 Pantalla de Inicio al SEL-5401

Crear una Prueba

- a) Una vez que hemos entrado al programa seleccionamos: <NEW TEST>
- b) A continuación se muestra una lista de los relevadores disponibles por medio de la cual nos será posible elegir el relé deseado, ver figura 5.16.

```
Símbolo del sistema - SELTEST

Select relay
being tested.

SEL-221S
SEL-251
SEL-251C
SEL-251D
SEL-251CD
SEL-267
SEL-267D
SEL-287U
SEL-2BFR
SEL-2PG10
SEL-321
SEL-501
SEL-587
SEL-4200
OTHER
```

Figura 5.16 Pantalla de Selección del Relé

Si no encontramos el relevador deseado en la lista podemos seleccionar OTHER, lo que nos permitirá configurar nuestro relevador.

- c) Si se seleccionó OTHER, se desplegará la pantalla mostrada en la figura 5.17, mediante la cual se le darán al relevador las características adecuadas o deseadas.

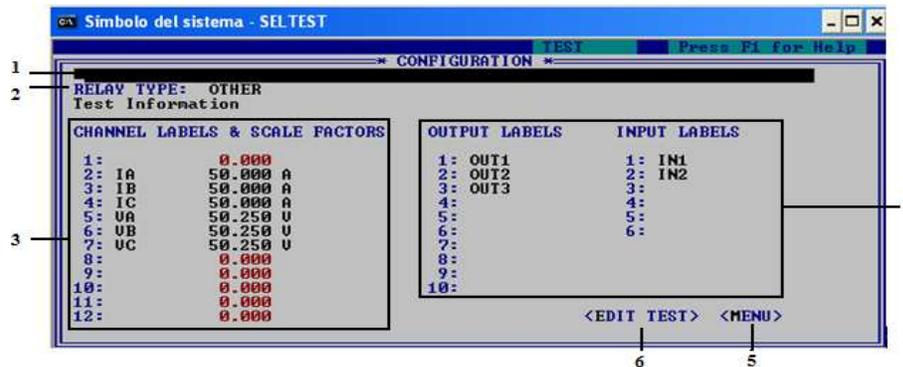


Figura 5.17 Configuración del Relevador

En la figura 5.17 se observan los siguientes campos:

1. *Descripción de la prueba.* Indique una frase que caracterice la prueba.
2. *Tipo de relevador.* Especifique el tipo y características del relé.
3. *Salidas analógicas y escalas.* En este campo se especifica y etiqueta cada una de las salidas analógicas tanto en la magnitud como en factor de escala a manejar de acuerdo a lo que deseemos.
4. *Etiquetas de entradas y salidas.* Permite establecer y por consiguiente identificar con un nombre tanto los contactos de salida como las entradas con las que se trabajara.
5. *<MENU>.* Muestra la barra de herramientas en la parte superior de la ventana desde donde se pueden ejecutar diversas tareas.
6. *<EDIT TEST>.* Da acceso a la modificación de los estados de la prueba, (ver figura 5.18).

Una vez configurado el relevador el programa mostrará la pantalla de la figura 5.18, en la cual tenemos control de los estados de la prueba permitiéndonos ejecutarla y modificarla.

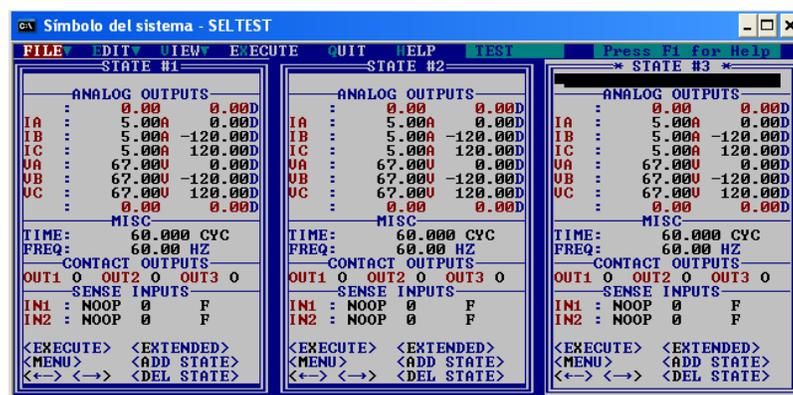


Figura 5.18 Vista de la Prueba

Cargar o Llamar una Prueba

- a) En la pantalla de entrada al programa, ver figura 5.15, seleccionamos: <LOAD TEST>
- b) Se mostrará la pantalla de la figura 5.19, por medio de la cual podemos acceder a la ubicación exacta de la prueba que necesitamos.

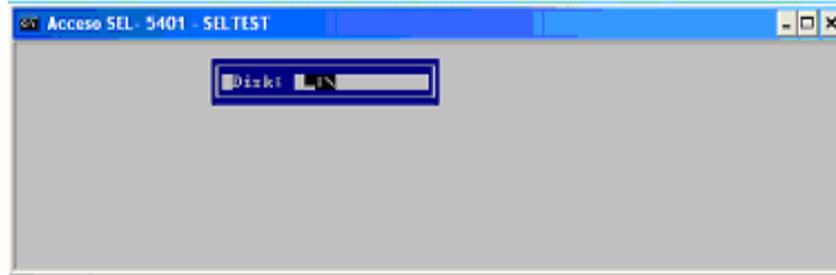


Figura 5.19 Vía de Acceso a la Prueba

Ingresar a la siguiente ubicación: C:\RTAEFFECTIVOS(2)

- c) Seleccionar la prueba deseada, hecho esto, se desplegará la misma como en la figura 5.20.

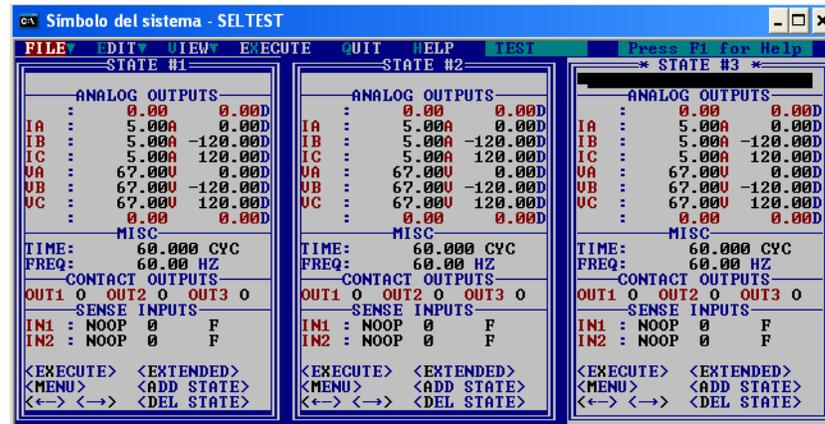


Figura 5.20 Esquema de una Prueba con 3 Estados

Descripción de un Estado de la Prueba

La figura 5.21 muestra el formato típico y comprimido de un estado de la prueba, el cual se describe a continuación:

- 1) *Descripción*. Especifica el estado correspondiente de la falla.
- 2) *Salidas analógicas*. Permite manipular magnitud, fase y unidades de las variables especificadas.
- 3) *MISC*. Aquí se modifica el tiempo en el cual se efectúa dicho estado, mientras que también permite especificar la frecuencia del sistema.
- 4) *Contactos de salida*. Utilizando la barra espaciadora es posible modificar el estado del contacto: abierto (O) o cerrado (C).

- 5) *Entradas*. Con ayuda de la barra espaciadora permite seleccionar el estado de las correspondientes entradas: no opera (NOOP), C→O (cerrado a abierto) y O→C (abierto a cerrado).



Figura 5.21 Formato Comprimido de un Estado

También se tienen los siguientes comandos:

- <EXECUTE>. Ejecuta la prueba.
- <ADD STATE>. Agrega un segundo y/o tercer estado a la prueba.
- <DEL STATE>. Elimina el estado seleccionado.
- <MENU>. Muestra la barra de menú en la parte superior de la ventana.
- <-> y <->. Permiten cambiar de estado.
- <EXTENDED>. Muestra el formato completo del estado seleccionado, ver figura 5.22.
- <STANDARD WINDOW>. Regresa al formato comprimido del estado.

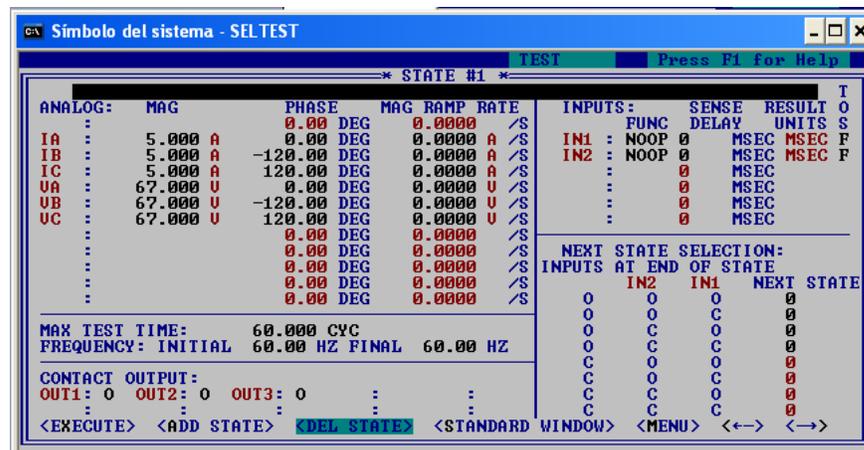


Figura 5.22 Formato Completo de un Estado

Como podemos ver en la figura 5.22, mediante el modo completo del estado se tiene acceso a otras características y por supuesto a una vista total de dicho estado, lo que nos permite un control más amplio de la prueba.

5.4 Conexión con los relevadores vía HyperTerminal

La HyperTerminal nos permitirá establecer comunicación con el relevador, para ello se requiere seguir la siguiente secuencia de pasos:

1. Mediante el icono  accedemos a , como se ve en la figura 5.23.



Figura 5.23 Acceso a HyperTerminal

2. Una vez hecho esto, se abrirá HyperTerminal y procederemos a configurar la conexión de acuerdo a las siguientes pantallas (ver figura 5.24), en las que: daremos nombre a la conexión y elegiremos el puerto COM 7 por el cual se establecerá comunicación con el relevador.



Figura 5.24 Configuración de la Conexión

3. Enseguida se configura el puerto COM 7 de acuerdo a los parámetros indicados a continuación, tal como se ve en la figura 5.25.

Bits por segundo = 2400
Bits de datos = 8
Paridad = Ninguno
Bits de parada = 1
Control de flujo = Ninguno

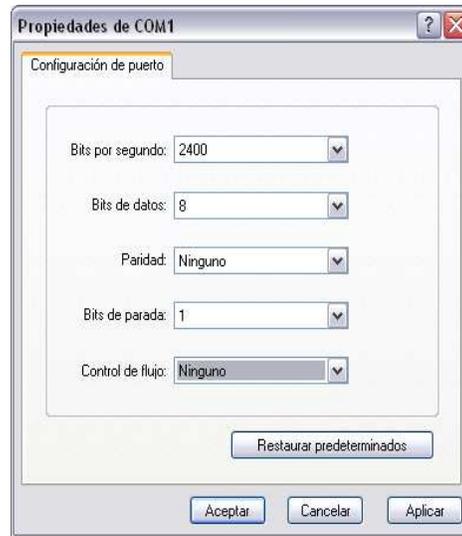


Figura 5.25 Configuración Puerto COM

4. Hecho esto, el relevador responderá y podrá ser operado desde esta herramienta. Presionar <ENTER> y se desplegará la siguiente pantalla, indicando que la comunicación esta correctamente establecida. Ver figura 5.26.

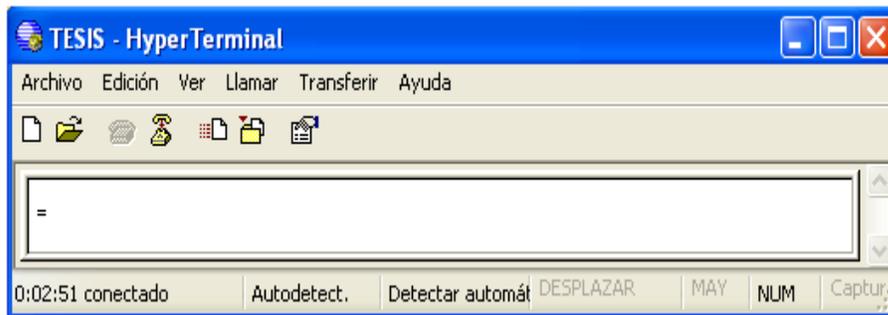


Figura 5.26 Comunicación Establecida con el Relé

5. Si la pantalla de la HyperTerminal no se muestra como la anterior significa que la conexión no es correcta, por lo tanto, es necesario realizar o revisar los siguientes ajustes vía panel frontal del relevador.

- Oprima el botón SET, después seleccione la opción PORT de la pantalla mostrada.
- Se mostraran las siguientes opciones, con ayuda de las flechas elija el puerto F.
- Seleccione la opción SHOW de la siguiente pantalla

GROUP	GLOBAL
<u>P</u> ORT	PASS

PORT
1 2 3 <u>F</u>

PORT F
set <u>s</u> how

Con lo que se mostrará la siguiente información en la pantalla:

PROTO = SEL
 SPEED = 2400
 BITS = 8
 PARITY = N
 STOP = 1

Si dichos parámetros no coinciden entonces seleccione SET y modifíquelos. Con lo que se asegura que la comunicación se establece de manera adecuada.

Cabe destacar que es conveniente verificar dichos ajustes en el panel frontal antes de abrir HyperTerminal para que así la conexión se realice correctamente.

5.5 Prácticas de laboratorio

Antes de efectuar cualquiera de las pruebas es importante tener presente lo siguiente:

1. El factor de escala utilizado tanto para las corrientes como para las tensiones es de 50.
2. No se pueden dar valores que sobrepasen 3.5 veces el factor de escala, siendo entonces 176 el máximo valor al que se pueden operar los relevadores.
3. Cada vez que se ejecute una prueba es necesario resetear el relé, encendiéndose todos los led's dejando al relevador listo para operar, tal como se ve en la figura 5.27.



Figura 5.27 Reset del Relevador

4. Cada práctica fue asignada a un grupo de ajustes en particular en su correspondiente relevador como se indica en la tabla 5.1.

Práctica	Grupo de Ajustes	Relevador	Ubicación
Relé 50	1	SEL-351	En gabinete
Relé 51	2	SEL-351	En gabinete
Coordinación 50-51	1	SEL-351	En gabinete
	2	SEL-351	Extra
Relé 67	3	SEL-351	En gabinete
Relé 87	2	SEL-387	En gabinete
Relé 121	1	SEL-121F	En gabinete

Tabla 5.1 Asignación del Grupo de Ajustes



5. Es conveniente verificar que en el relevador se encuentre activo el grupo de ajustes correspondiente a la prueba que se desee realizar, solo aplica para los relevadores SEL-351 y SEL-387.

Vía panel frontal del relevador presiones el botón '*GROUP*' y en la pantalla del relevador se mostrará el grupo activo, de ser el correcto seleccionar con ayuda de las flechas '*EXIT*' y el relevador está listo para operar. De lo contrario, mediante las flechas seleccionar '*CHANGE*' lo que nos dará acceso al siguiente menú en el cual podemos elegir el grupo al cual queremos cambiar del 1 al 6, por medio de las flechas seleccionar el grupo deseado, enseguida oprimir '*SELECT*' para verificar el cambio.

Hecho todo lo anterior podemos ejecutar cualquiera de las pruebas que se muestran a continuación.

5.5.1 Práctica 1. Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)

Objetivo

Verificar el principio de funcionamiento del relevador de sobrecorriente instantáneo 50 como unidad individual.

Conceptos Básicos

1. Operación instantánea. Cuando al llegar a su valor de operación, esta ocurre sin retraso de tiempo.
2. $I_{\min op}$. Valor al cual el relevador cierra sus contactos.

Características Externas y Medios de Ajuste del Relevador

Relevador	SEL-351
Tipo	V0
Marca	SEL
Grupo	1

Medio de ajuste

Corriente de pick up: $50P1P = 0.25 - 100$ A secundario

Principio de Funcionamiento

La unidad de sobrecorriente instantánea 50 pertenece al primer nivel de protección, limitándose a detectar la falla.

Este es un relevador sin retardo o instantáneo que reacciona ante un excesivo valor de corriente o una excesiva proporción de subida de corriente, indicando una falla en el aparato protegido, mediante un contacto auxiliar del relevador se produce una desconexión remota.

Características a Determinar

Operación instantánea

$I_{min\ op}$

Circuito de Prueba

La figura 5.28 muestra las conexiones a realizar entre fuente, relevador y computadora para llevar a cabo la prueba de sobrecorriente instantánea, para mayor detalle en la forma de realizar las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

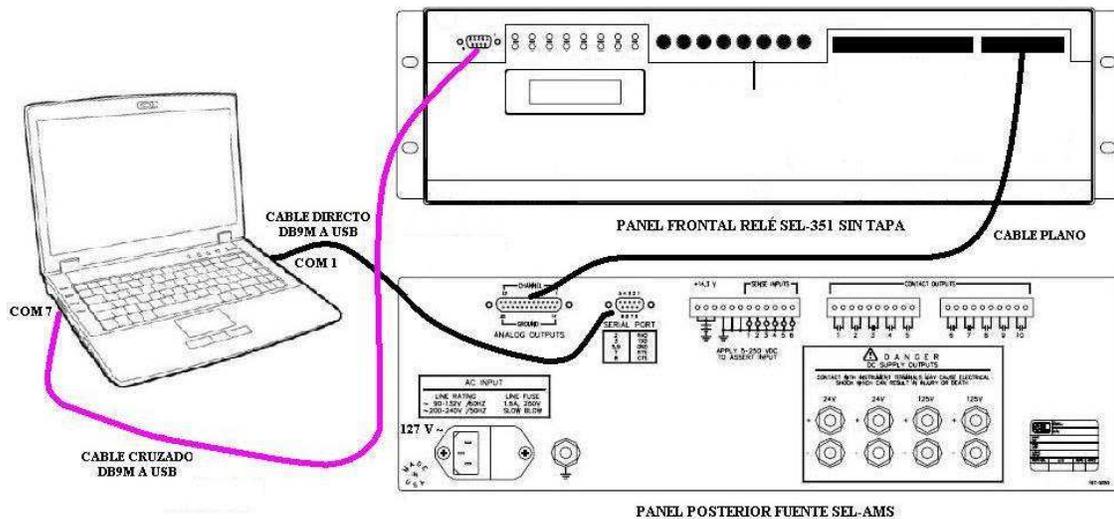


Figura 5.28 Circuito de Prueba Protección 50

Recursos de la Prueba

Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)

Relevador SEL-351 (instalado en el gabinete)

Computadora

Cables de conexión

Alimentación

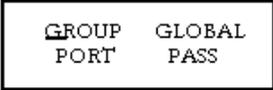
Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Antes de conectar la alimentación al equipo es conveniente alambrear de acuerdo al circuito de prueba. Así mismo, conectar tanto fuente como relevador a la computadora.

Una vez alambreado, alimentamos el equipo y procedemos de la siguiente manera:

1. Colocar al relevador en el grupo 1 de ajustes. Vía panel frontal mediante el botón SET, en la pantalla se mostrará lo siguiente:



Seleccionar GROUP y enseguida elegir el grupo deseado para trabajar.

2. Comprobamos que los siguientes ajustes:

- E50P = 1 (Nivel de elemento de sobrecorriente instantáneo)
- 50P1P = 4.00 (Corriente de pick up)

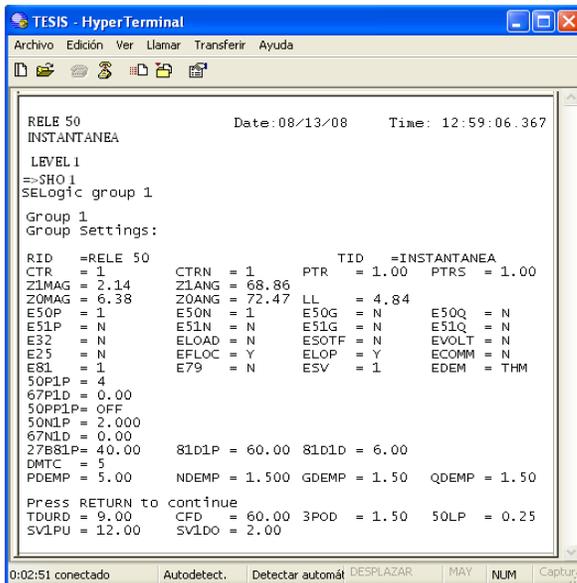


Figura 5.29 Ajustes Grupo 1

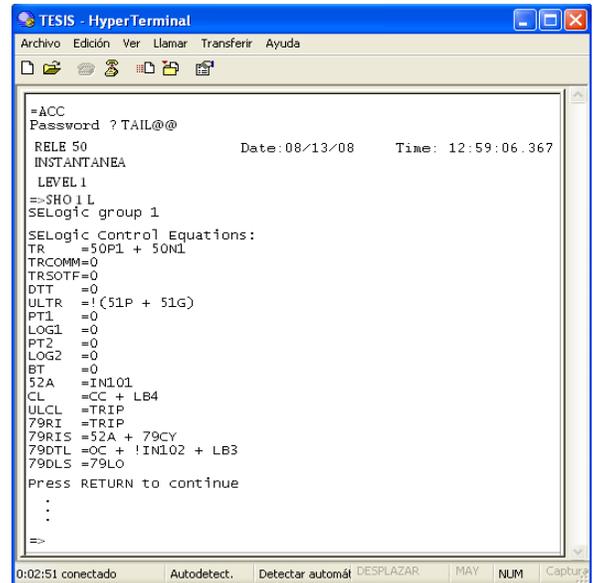


Figura 5.30 Ecuación TR

Vía HyperTerminal con ayuda del comando SHO 1 se mostrarán los ajustes del grupo 1, como se muestra en la figura 5.29.

De no estar activados dichos ajustes, por medio del comando SET 1, podremos realizar las modificaciones correspondientes.

3. Verificar que la ecuación TR sea la adecuada para ejecutar la prueba. Mediante el comando SHO L 1, en HyperTerminal, veremos dicha ecuación como en la figura 5.30, de no ser la misma, corregirla utilizando el comando SET L 1.

Secuencia

Se trabajará en el gabinete de protecciones digitales haciendo solamente uso de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-351, indicados en la figura 5.31, los cuales se comunicaran mediante una computadora y sus correspondientes software (HyperTerminal y SEL-5401).

Una vez que se alambro el circuito de prueba y que se conectaron relé y fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:

1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Resetear el relevador para que este listo para operar.
4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo INSTANT.RTA.
5. En la pantalla, modificamos el valor de la corriente de la fase A, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal para verificar que el relevador respondió adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear el relevador tantas veces como se quiera efectuar pruebas.
9. Apagar la fuente multicanal.

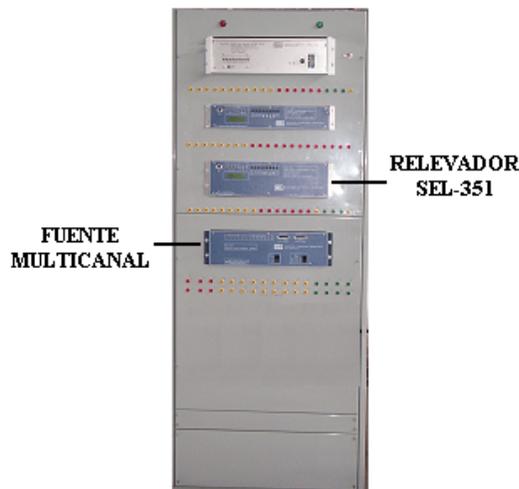


Figura 5.31 Gabinete de Protecciones

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación: $50P1P = 4 [A]$

Se realizarán las pruebas registradas en la tabla 5.2.

Prueba	$I_{aplicada} [A]$	Disparó
1	3.5	
2	3.8	
3	4.0	
4	4.3	
5	4.5	

Tabla 5.2 Mediciones Protección 50

Ejecución de la Prueba

Abrir el software de la fuente SEL-5401 y llamar el archivo INSTANT.RTA, se muestra la pantalla de la figura 5.32, en ella podemos observar el estado de falla.



Figura 5.32 Prueba de la Protección 50

Simularemos que tenemos un sistema trifásico equilibrado, en el cual provocamos una falla en la fase A debida a una sobrecorriente para que nuestro relevador opere.

Una vez que analizamos lo que sucedera procedemos a ejecutar las pruebas y registrar los resultados en la tabla 5.3, para ello modificamos la corriente de la fase A (IA) según corresponda y presionamos X, con lo cual empezará a correrse la prueba, ver figura 5.33.

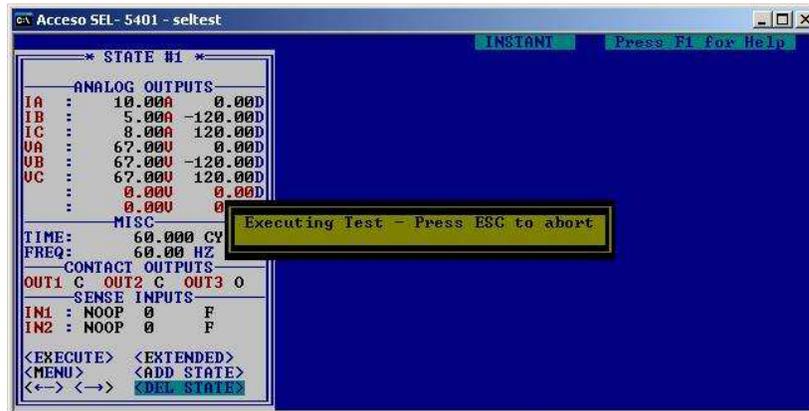


Figura 5.33 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la falla, si se excedió la corriente de pick up y por consiguiente el relevador respondió ante la falla, el panel frontal del relé se observará como en la figura 5.34.

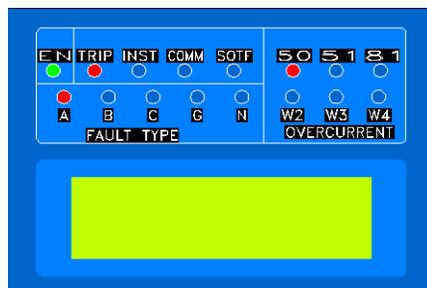


Figura 5.34 Operación del Relé



Lo que nos indica que ocurrió un disparo de sobrecorriente instantáneo 50 en la fase A, corroborando que la falla inyectada al sistema fue detectada por nuestra protección correctamente.

Registro de Resultados

Prueba	$I_{aplicada}$ [A]	Disparó
1	3.5	NO
2	3.8	NO
3	4.0	SI
4	4.3	SI
5	4.5	SI

Tabla 5.3 Resultados Protección 50

5.5.2 Práctica 2. Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Objetivo

Verificar el funcionamiento del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso 51 como unidad individual.

Conceptos Básicos

1. Sobrecorriente de Tiempo Inverso. $I_{sum} > I_{min op}$ $t \downarrow$ $Mult \uparrow$
2. Curvas Características (ver figura 5.35).

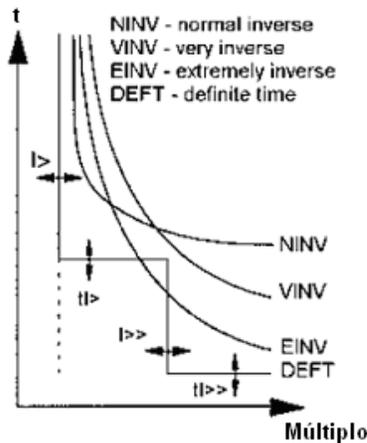


Figura 5.35 Curvas Características

- a) *Tiempo definido*. Cuando no hay necesidad de coordinar con otro tipo de dispositivos.
- b) *Tiempo medianamente definido*. Se utiliza cuando se quieren coordinar los relevadores con bancos de transformadores.
- c) *Tiempo inverso*. Cuando se presenta la corriente de falla, en switcheo de líneas.

- d) *Muy inverso*. En la coordinación con fusibles.
- e) *Extremadamente inverso*. Para coordinar con fusibles y restauradores.

Características Externas y Medios de Ajuste del Relevador

Relevador	SEL-351
Tipo	V0
Marca	SEL
Grupo	2

Medios de ajuste

Corriente de pick up:	51PP = 0.5 – 16 A secundario
Tipo de curva:	51PC = [U1-U5] curvas U.S. ó [C1-C5] curvas I.E.C.
Dial de tiempo:	51PTD = [0.5-15] curvas U.S. ó [0.05-1] curvas I.E.C.

Principio de Funcionamiento

El relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51) reacciona ante un exceso de corriente indicando una falla en el aparato protegido y mediante un contacto auxiliar el relevador produce una desconexión para detener la falla. Este tipo de relevadores pertenecen al primer nivel de protección, cuyo funcionamiento se limita a detectar la falla.

Características a Determinar

Operación de tiempo inverso

$I_{min\ op}$

Circuito de prueba

La figura 5.36 muestra las conexiones a realizar para llevar a cabo la prueba de sobrecorriente de tiempo inverso, para mayor detalle en las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

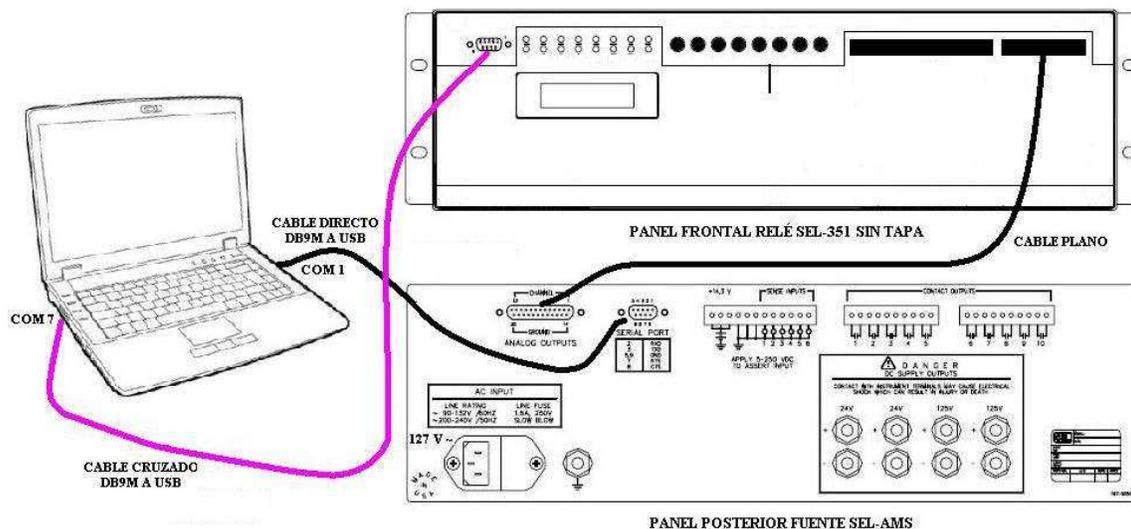


Figura 5.36 Circuito de Prueba Protección 51



Recursos de la Prueba

Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)
Relevador SEL-351 (instalado en el gabinete)
Computadora
Cables de conexión
Alimentación

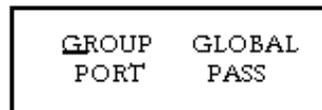
Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Previo a conectar la alimentación a todo el equipo es conveniente conectar relevador y fuente de acuerdo al circuito de prueba. Así mismo, conectar éstos a la computadora.

Una vez alambreado y alimentado el equipo, proceder de la siguiente manera:

1. Colocar al relevador en el grupo 2 de ajustes. Vía panel frontal mediante el botón SET, en la pantalla se mostrará lo siguiente:



Seleccionar GROUP y enseguida elegir el grupo deseado para trabajar.

2. Comprobamos los siguientes ajustes que modelan nuestro relé:
E51P = 1 (Nivel de elemento de sobrecorriente de tiempo)
51PP = 4.00 (Corriente de pick up)
51PC = U2 (Tipo de curva: inversa, U.S. o I.E.C.)
51PTD = 1.00 (Dial de tiempo)

Vía HyperTerminal con ayuda del comando SHO 2 se mostrarán los ajustes del grupo 2, como en la figura 5.37.

De no estar activados dichos ajustes o no ser los correctos, por medio del comando SET 2, podremos realizar las modificaciones correspondientes. Inclusive con ayuda de este comando, es posible cambiar el tipo de curva o la corriente de pick up.

3. Verificar que la ecuación TR sea la adecuada para ejecutar la prueba. Mediante el comando SHO L 2, en HyperTerminal, veremos dicha ecuación como en la figura 5.38, de no ser la igual, corregirla utilizando el comando SET L 2.

```

TESIS - HyperTerminal
Archivo Edición Ver Llamar Transferir Ayuda

RELE 51          Date:08/13/08   Time: 12:59:06.367
TIEMPO

LEVEL 1
=>SHO 2
SELogic group 2

Group 2
Group Settings:

RID  =RELE 51      TID  =TIEMPO
CTR  = 1           PTR  = 1.00  PTRS = 1.00
ZLMAG = 0.21      ZLANG = 84.70
ZOMAG = 0.86      ZOANG = 78.00  LL  = 5.20
E50P  = N         E50N  = N         E50G  = N         E50Q  = N
E51P  = 1         E51N  = N         E51G  = N         E51Q  = N
E32   = N         ELOAD = N         ESOTF  = N         EVOLT  = N
E25   = N         EFLOC  = Y         ELOP   = Y         ECOMM  = POTT
E81   = 1         E79   = N         ESV    = 3         EDEM   = THM

51PP  = 4.00      51PC  = U2      51PTD  = 1.00     51PRS  = N
27B81P= 30.00     81D1P = 59.20   81D1D  = 8.00
23RBD = 6.00      EBLKD = 10.00  ETDPU  = 2.00     EDURD  = 3.50
EWFC  = N
DMTC  = 15
PDEMP = 5.00      NDEMP  = OFF    GDEMP  = 5.00     QDEMP  = 5.00
TDURD = 10.00    CFD    = 30.00  3POD  = 6.00     50LP   = 0.25

Press RETURN to continue
SV1PU = 0.00      SV1DO = 0.00   SV2PU  = 0.00     SV2DO  = 999999.
SV3PU = 999999.00 SV3DO = 999999.00
    
```

Figura 5.37 Ajustes Grupo 2

```

TESIS - HyperTerminal
Archivo Edición Ver Llamar Transferir Ayuda

=ACC
Password ? TAIL@@

RELE 51          Date:08/13/08   Time: 12:59:06.367
TIEMPO

Level 1
=>SHO 2 L
SELogic group 2

SELogic Control Equations:
TR      =51PT
TRCOMM=0
TRSOTF=0
DTT    =0
ULTR   =1
PT1    =0
LOG1   =0
PT2    =0
LOG2   =0
BT     =0
52A    =0
CL     =0
ULCL   =0
79RI   =0
79RIS  =0
79DTL  =0
79DLS  =0

Press RETURN to continue
:
:
=>
    
```

Figura 5.38 Ecuación TR

Secuencia

Para esta prueba trabajaremos con el gabinete de protecciones digitales, haciendo uso solo de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-351, indicados en la figura 5.39, que se comunicaran mediante una computadora y sus correspondientes software (HyperTerminal y SEL-5401).

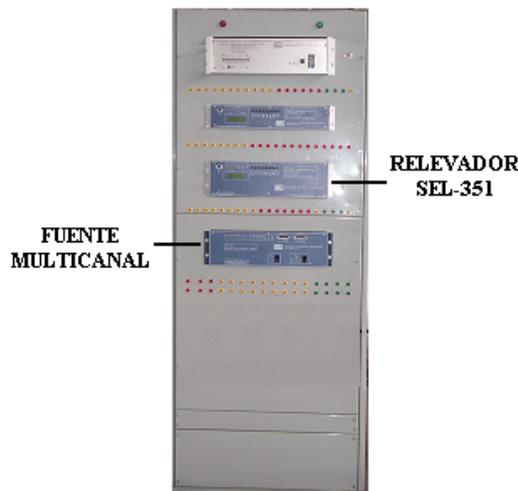


Figura 5.39 Gabinete de Protecciones

Una vez que se alabró el circuito de prueba y que se conectaron relé y fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:

1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Resetear el relevador para que este listo para operar.



4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo INVERSO.RTA.
5. En la pantalla, modificamos el valor de la corriente de la fase A, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal para verificar que el relevador respondió adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear el relevador, tantas veces como se quiera efectuar la prueba.
9. Apagar la fuente multicanal.

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación: $51PP = 4 [A]$

Realizar las pruebas registradas en la tabla 5.4.

Prueba	I _{aplicada} [A]	Disparó
1	10	
2	16	
3	24	
4	30	
5	35	

Tabla 5.4 Mediciones Protección 51

Ejecución de la Prueba

Comenzamos por abrir el software de la fuente SEL-5401 y llamamos el archivo INVERSO.RTA, se mostrará la prueba como en la figura 5.40, en la que podemos observar el estado de falla.

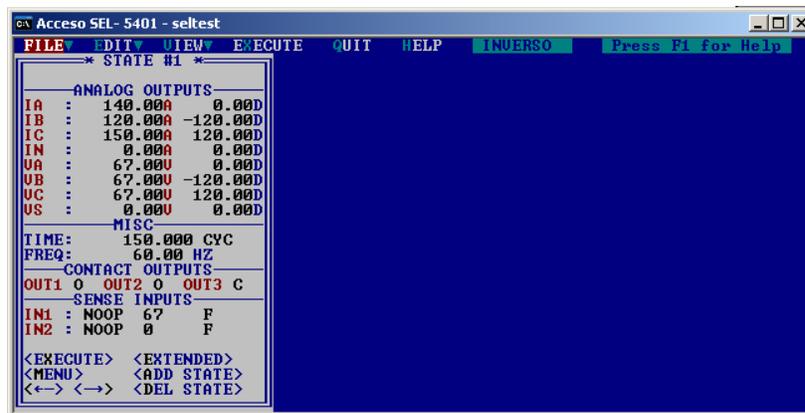


Figura 5.40 Prueba de la Protección 51

Simularemos que se tiene un sistema trifásico equilibrado, al cual le provocaremos una falla en la fase A debida a una sobrecorriente. Como recordaremos, ajustamos nuestro relevador a una curva de tiempo inverso (U2) cuya corriente de pick up se fijo en 4 A ($51PP = 4$), un dial de 1 ($51PTD = 1$) y un tiempo de 150 ciclos, con ello aseguramos que el relé detecte, después de transcurridos los 150 ciclos, la falla debida a la presencia de sobrecorriente en la fase A.

Para el caso de la protección de sobrecorriente de tiempo, es importante cuidar que en el estado de falla, el tiempo en ciclos sea suficiente para que el relevador entre a la curva elegida, ya que sino a pesar de que los demas ajustes sean correctos el relevador nunca verá la falla.

Ya que analizamos lo que sucederá, podemos ejecutar las pruebas correspondientes y hacer el registro de resultados en la tabla 5.5, para lo cual hacemos el ajuste de corriente de fase A (IA) correspondiente y presionamos X, con lo que empezará a correrse la prueba, ver figura 5.41.

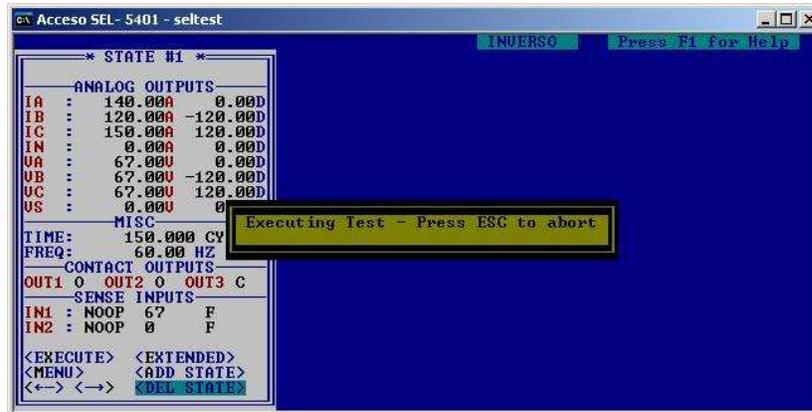


Figura 5.41 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la ejecución, si se excedió la corriente de pick up, el panel frontal del relevador se verá como en la figura 5.42, lo cual nos indica que ocurrió un disparo de sobrecorriente de tiempo inverso 51 en la fase A, lo que corrobora que la falla inyectada al sistema fue detectada por el relevador y que éste a su vez respondió adecuadamente.

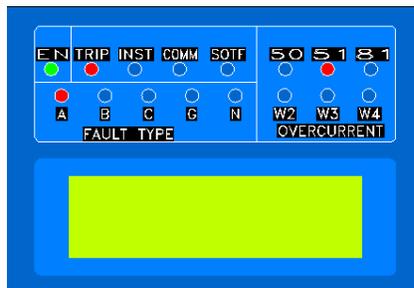


Figura 5.42 Operación del Relé

Registro de Resultados

Prueba	$I_{aplicada}$ [A]	Disparó
1	10	SI
2	16	SI
3	24	SI
4	31	SI
5	33	SI

Tabla 5.5 Resultados Protección 51



5.5.3 Práctica 3. Coordinación de protecciones de sobrecorriente 50-51 (Protección de un sistema radial)

Objetivo

Coordinar el funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente instantáneo 50 y de tiempo inverso 51 como protección de un sistema radial.

Conceptos Básicos

1. Protección primaria. Protección encargada de aislar el elemento que falló mediante la desconexión de la mínima porción posible del sistema eléctrico, ésta debe operar con la mayor rapidez posible.
2. Protección de respaldo. Funciona solo cuando falla la protección primaria, puede ser de dos tipos: remota y local.
3. Tiempo de coordinación. Tiempo de retardo entre que se dispara una protección primaria y una de respaldo.

Características Externas y Medios de Ajuste de los Relevadores

Protección 50 (ubicada en el gabinete)

Relevador	SEL-351 (ubicado en el gabinete)
Tipo	V0
Marca	SEL
Grupo	1

Medio de ajuste

Corriente de pick up: 50P1P = 0.25 – 100 A secundario

Protección 51 (relé extra)

Relevador	SEL-351
Tipo	V0
Marca	SEL
Grupo	2

Medios de ajuste

Corriente de pick up: 51PP = 0.5 – 16 A secundario
Tipo de curva: 51PC = [U1-U5] curvas U.S. ó [C1-C5] curvas I.E.C.
Dial de tiempo: 51PTD = [0.5-15] curvas U.S. ó [0.05-1] curvas I.E.C.

Circuito de Prueba

La figura 5.43 muestra las conexiones a realizar entre fuente, relevadores y computadora para llevar a cabo la prueba de coordinación de protecciones 50-51, para mayor detalle en la forma de realizar las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

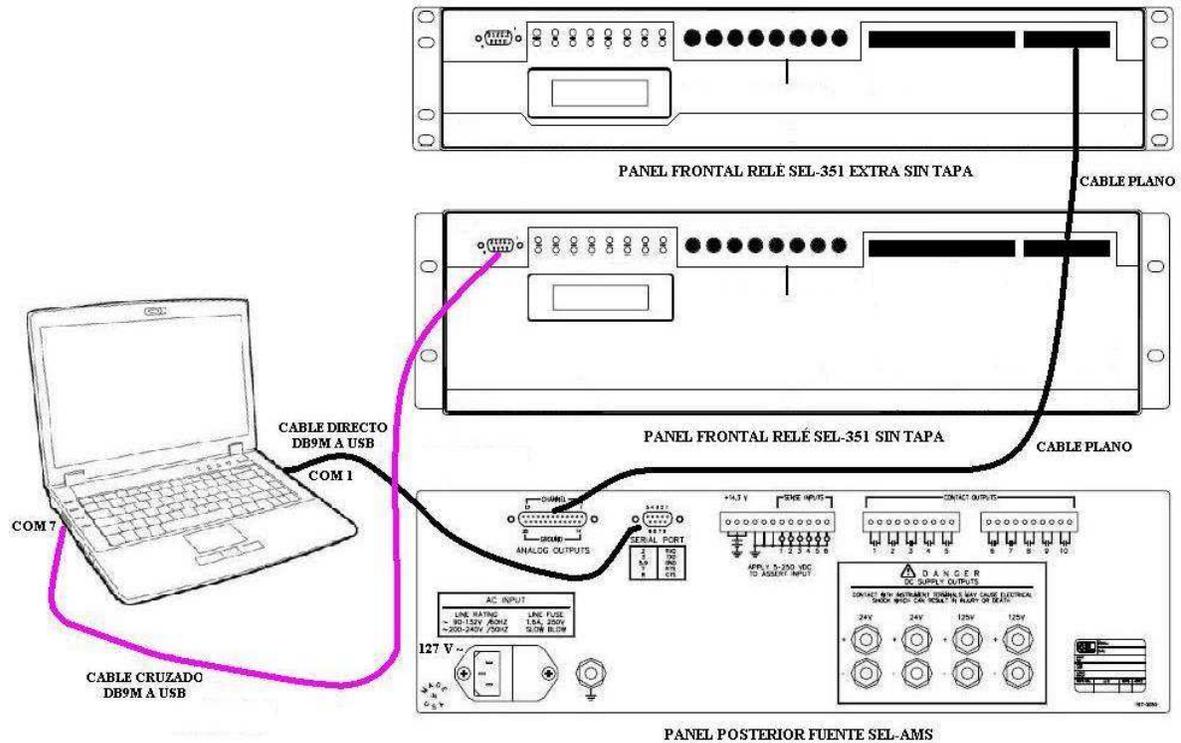


Figura 5.43 Circuito de Prueba Coordinación de Protecciones 50-51

Recursos de la Prueba

- Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)
- Relevador SEL-351 (instalado en el gabinete)
- Relevador SEL-351 (fuera del gabinete)
- Computadora
- Cables de conexión
- Alimentación

Determinación de Ajustes

Sistema a simular

En la figura 5.44 se muestra el sistema q simularemos, la ubicación de cada uno de los relevadores en dicho sistema así como la localización de la falla para la coordinación de protecciones.

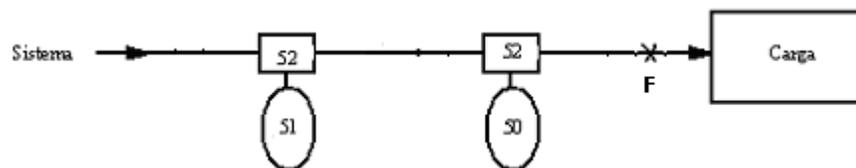


Figura 5.44 Sistema a Simular

Zonas de protección

La forma en la que las protecciones actuarán ante la falla, es decir, la delimitación de las zonas de protección se puede ver en el diagrama de la figura 5.45.

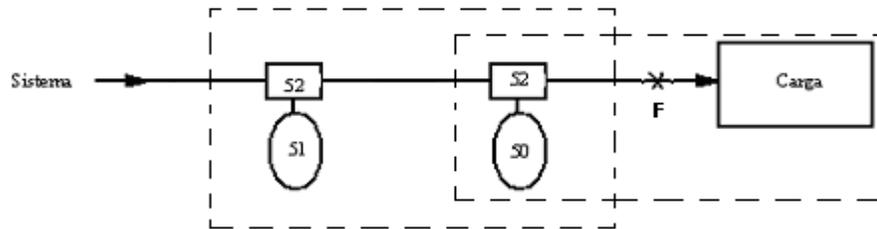


Figura 5.45 Zonas de Protección

Para realizar la coordinación de las protecciones del sistema radial simulado, primero definiremos un valor específico para las corrientes de falla con el cual determinaremos los ajustes correspondientes que nos permitirá obtener los tiempos de coordinación de los relevadores.

$$F_1 = 6 \text{ A}$$

$$F_2 = 8 \text{ A}$$

Para F_1 : Relevador 50

Protección instantánea $t = 0 \text{ s}$

Corriente de falla: $F_1 = 6 \text{ A}$

Corriente mínima de operación: $I_{min\ op} = 4 \text{ A}$

Debemos coordinar con la unidad 51

$$t_{coord} = t_{50} + t_{51} = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ s}$$

$$\therefore F_1 \quad \text{relevador 50} \quad t = 0 \text{ s}$$

Para F_2 : Relevador 51

Corriente de falla: $F_2 = 8 \text{ A}$

Corriente mínima de operación: $I_{min\ op} = 4 \text{ A}$

Curva U.S. Inversa (U2): $t_p = TD \left(\frac{0.18 + 5.95}{M^2 - 1} \right)$

de la curva con: $TD = 1$ y $t_p = 0.5$ \rightarrow $M = 4.5$

$$\therefore F_2 \quad \text{relevador 51} \quad t = 0.5 \text{ s} \quad TD = 1$$



Realizaremos los ajustes a los relevadores de acuerdo a los cálculos efectuados en el apartado anterior, de manera que tengamos lo siguiente:

$$\text{Relevador 50: } I_{\min op} = 4 [A]$$

$$\text{Relevador 51: } TD = 1 \quad M = 4.5$$

con lo que esperamos que los relevadores se accionen en el tiempo indicado a continuación:

$$\text{Relevador 50: } t = 0 \text{ s} \quad \rightarrow \quad \text{protección primaria}$$

$$\text{Relevador 51: } t = 0.5 \text{ s} \quad \rightarrow \quad \text{protección de respaldo}$$

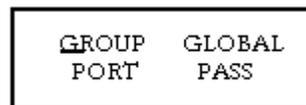
Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Es conveniente alambrear el equipo de acuerdo al circuito de prueba previo a proporcionar la alimentación al gabinete. Así mismo, conectar fuente y relevadores a la computadora.

Una vez alambreado y alimentado el equipo, proceder de la siguiente manera:

1. Colocar al relevador ubicado en el gabinete en el grupo 1 de ajustes y al relé externo en el grupo 2 de ajustes. Vía panel frontal mediante el botón SET, en la pantalla se mostrará lo siguiente:



Seleccionar GROUP y enseguida elegir el grupo deseado para trabajar.

2. Comprobamos los siguientes ajustes que modelaran nuestros relevadores:
 - Protección 50 - Relé 351 (gabinete):
 - E50P = 1 (Nivel de elemento de sobrecorriente instantáneo)
 - 50P1P = 4 (Nivel de corriente de pick up)

Vía HyperTerminal con ayuda del comando SHO 1 se mostrarán los ajustes del grupo 1, como en la figura 5.46.

De no estar activados dichos ajustes, por medio del comando SET 1, podremos realizar las modificaciones correspondientes.

Protección 51 - Relé 351 (externo): usando SHO L 2, en HyperTerminal, veremos dicha ecuación, de no ser la adecuada corregirla utilizando el comando SET L 2.

```
=ACC
Password ? TAIL@

RELE 50          Date:08/13/08   Time: 12:59:06.367
INSTANTANEA
LEVEL 1
=>SHO 1 L
SELogic group 1
SELogic Control Equations:
TR =50P1 + 50N1
TRCOMM=0
TRSOTF=0
DTT =0
ULTR =!(51P + 51G)
.
.
=>
```

Figura 5.48 Ecuación TR Grupo 1

```
=ACC
Password ? TAIL@

RELE 51          Date:08/13/08   Time: 13:06:12.128
TIEMPO
Level 1
=>SHO 2 L
SELogic group 2
SELogic Control Equations:
TR =51PT
TRCOMM=0
TRSOTF=0
DTT =0
ULTR =1
.
.
=>
```

Figura 5.49 Ecuación TR Grupo 2

Secuencia

Para realizar la coordinación trabajaremos con el gabinete de protecciones digitales del cual haremos uso de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-351, y con un relevador SEL-351 ubicado fuera del gabinete, tal como se puede ver en la figura 5.50, éstos se comunicaran mediante la computadora y su correspondiente software (HyperTerminal y SEL 5401).



Figura 5.50 Gabinete de Protecciones y Relé Extra

Una vez que se alambro el circuito de prueba y que se conectaron los relés y la fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:

1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Reseteamos los relevadores para que estén listos para operar.
4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo COORD.RTA.
5. En el estado de falla (estado 2), modificamos el valor de la corriente de la fase A, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal de ambos relevadores para verificar que respondieron adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear los relevadores, tantas veces como se quiera efectuar la prueba.
9. Apagar la fuente multicanal.

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación del 50: $50P1P = 4 [A]$
 Definir corriente mínima de operación del 51: $51PP = 4 [A]$

Se realizarán las pruebas registradas en la tabla 5.6.

Falla	Relevador	Operó
1	50	
	51	
2	50	
	51	

Tabla 5.6 Mediciones Coordinación 50-51

Ejecución de la Prueba

A continuación, abrimos el software de la fuente SEL-5401 y llamamos el archivo COORD.RTA, mostrándose la pantalla de la figura 5.51, en la que podemos observar los 3 estados de falla: pre-falla (estado 1), falla (estado 2) y post-falla (estado 3).

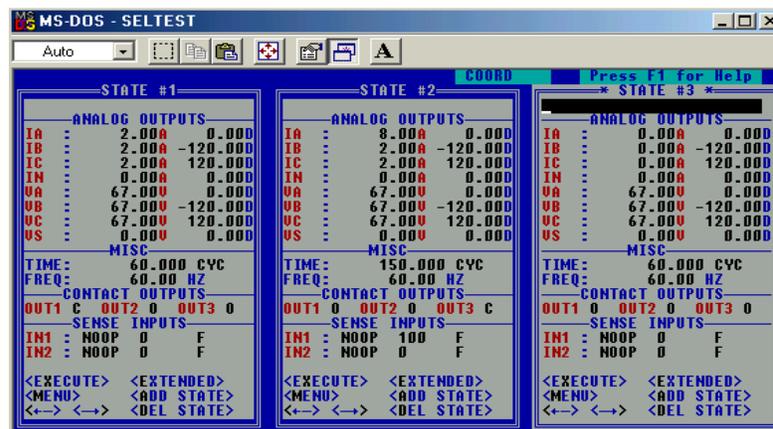


Figura 5.51 Prueba de la Coordinación 50-51

Como vemos, tenemos un sistema trifásico equilibrado cuyo valor de corriente de fase es de 2 A. Simularemos que ocurre una la falla en la fase A debida a una sobrecorriente. Finalmete, en el estado 3, despues de que tuvo lugar la falla, el relevador correspondiente respondió y el sistema regresa a su estado original.

Es importante hacer hincapié en el tiempo en ciclos de la prueba, debemos ajustarlo a 150 ciclos con ello aseguramos que el relé de tiempo detecte la falla debida a la presencia de sobrecorriente en la fase A. De lo contrario, si éste no es suficiente para que el relevador entre a la curva elegida, a pesar de que los demas ajustes sean correctos el relevador nunca verá la falla.

Ahora, procederemos a realizar las pruebas y registrar los resultados en la tabla 5.7. Primero hacemos el ajuste de corriente, despues nos situamos en el estado 2 y presionamos X, con lo que comenzará a ejecutarse la prueba. Ver figura 5.52.

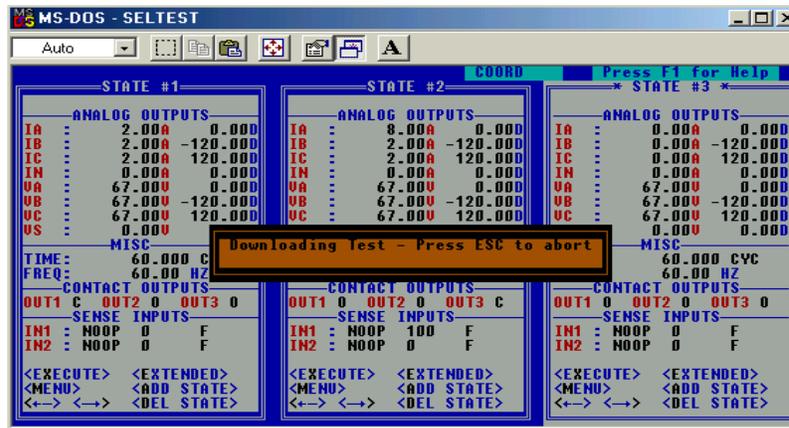


Figura 5.52 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la falla, se observará lo siguiente en los paneles frontales en cada uno de los casos:

- $F_1 = 6$ A, solo se activará la protección primaria (50) y la protección de respaldo (51) no responderá. Ver figura 5.53.

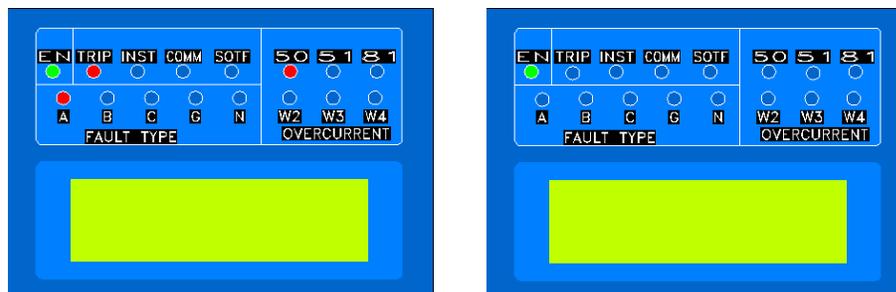


Figura 5.53 Operación de los Relevadores para F_1

- $F_2 = 8$ A, se activará la protección primaria (50) pero como la sobrecorriente es grande no es capaz de detener la falla por lo cual entra en operación la protección de respaldo (51) con un tiempo de retardo o de coordinación con la protección primaria, logrando contener la falla. Ver figura 5.54.

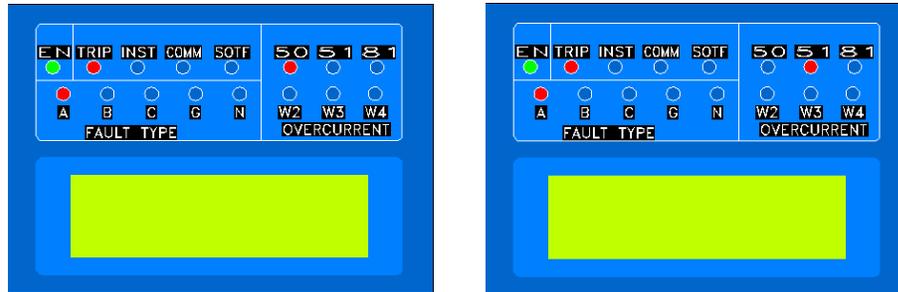


Figura 5.54 Operación de los Relevadores para F₂

En ambos casos, el encendido de los correspondientes led's nos indica el disparo de la protección de sobrecorriente en la fase A, lo que confirma que la falla inyectada al sistema fue detectada por el relevador y que éste a su vez respondió adecuadamente.

Registros de Resultados

Falla	Relevador	Operó
1	50	SI
	51	NO
2	50	SI
	51	SI

Tabla 5.7 Resultados Coordinación 50-51

5.5.4 Práctica 4. Relevador direccional (67)

Objetivo

Verificar el funcionamiento de la protección direccional 67 como unidad individual.

Conceptos Básicos

1. Sistema en anillo. Aquel que tiene varias fuentes de alimentación. Si en ellos se suscita una falla, el sistema no se desestabiliza por completo debido a que la alimentación llega de diferentes lados.
2. Protección de un sistema en anillo mediante relevadores direccionales (67). Ver figura 5.55.

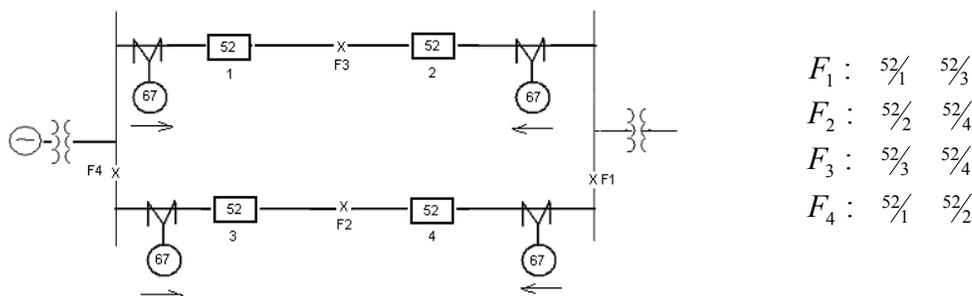


Figura 5.55 Protección Sistema en Anillo

3. Ángulo de par máximo. Ángulo en el cual el relevador alcanza a detectar la falla.

Antecedentes

Todos los elementos de sobrecorriente con los que cuenta el relevador SEL-351 disponen de la opción de control direccional, lo que significa que se pueden ajustar de manera que funcionen como elementos direccionales de sobrecorriente, habilitándolos mediante el comando E32, esto quiere decir que como tal, el relevador no tiene una unidad direccional independiente.

Debido a esta condición, el relé no posee en su panel frontal un led indicador para la protección direccional (67), por lo cual cuando ésta se opere la indicación en el panel frontal será el led 50 y/o 51, según sea el caso.

Una vez que se habilitó el control direccional es necesario elegir la dirección del relevador adelante (forward) o atrás (reverse). Si se elige Adelante (F), el relevador verá fallas hacia adelante, mientras que si elegimos Atrás (R), sólo verá fallas hacia atrás, de acuerdo al diagrama de la figura 5.56.

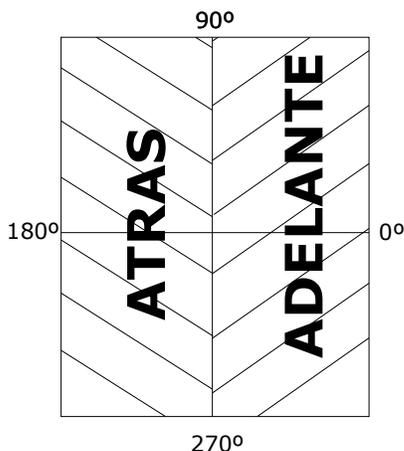


Figura 5.56 Dirección del Relevador

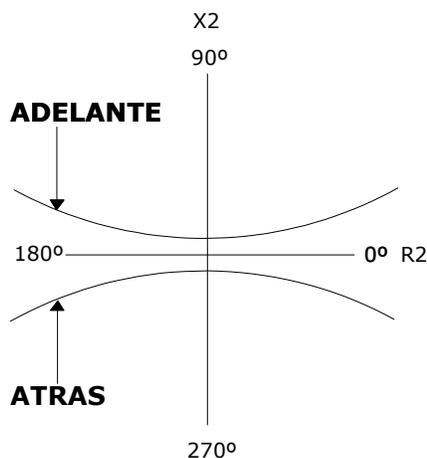


Figura 5.57 Umbrales Direccionales

Finalmente, para terminar de configurar el elemento direccional, se manipularán los umbrales direccionales de secuencia negativa, Z2R y Z2F (figura 5.57), que delimitarán el rango en el cual el relevador verá la falla. Es importante mencionar que Z2R y Z2F deben cumplir la siguiente condición: $Z2F < Z2R$.

El rango de los umbrales direccionales de secuencia negativa es: -64 a 64 Ω secundario

Umbral direccional positivo (forward)	1 a 64 Ω secundario
Umbral direccional negativo (reverse)	-64 a 0 Ω secundario

Ajuste de la Dirección

1) Adelante (Forward)

Para que la protección 67 vea fallas que ocurran delante de ella, como se muestra en el diagrama de la figura 5.58:

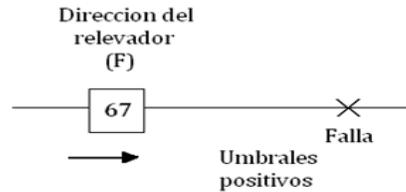


Figura 5.58 Ajuste Correcto de Dirección Adelante

Hay que cumplir las siguientes condiciones:

- a) $Z2F < Z2R$
- b) Umbrales direccionales positivos: $Z2F$ y $Z2R = 1$ a 64Ω secundario

Se ajustarán los siguientes comandos en el grupo 3:

$$\begin{aligned} \text{DIR} &= \text{F} \\ \text{Z2F} &= 20.00 \\ \text{Z2R} &= 20.10 \end{aligned}$$

Como vemos, la dirección del relevador es hacia adelante, los dos umbrales direccionales son positivos y se conserva la relación $Z2F < Z2R$, lo que asegura que el relevador verá fallas delante de él.

Es importante aclarar que aún si los umbrales son positivos pero no se ajustó la dirección del relevador hacia adelante (F), y por el contrario se tiene $\text{DIR} = \text{R}$, entonces se tendrá la situación mostrada en la figura 5.59:



Figura 5.59 Ajuste Incorrecto de Dirección Adelante

lo que provocará que el relevador no vea la falla.

2) Atrás (Reverse)

Para que la protección 67 vea fallas que ocurran detrás de ella, como se ve en la figura 5.60:

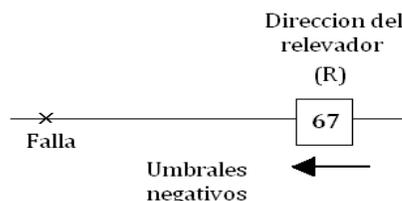


Figura 5.60 Ajuste Correcto de Dirección Atrás



Hay que cumplir las siguientes condiciones:

- $Z2F < Z2R$
- Umbrales direccionales negativos: $Z2F$ y $Z2R = -64$ a 0Ω secundario

Se ajustarán los siguientes comandos en el grupo 3:

$$\begin{aligned} \text{DIR} &= \text{R} \\ \text{Z2F} &= -20.10 \\ \text{Z2R} &= -20.00 \end{aligned}$$

Como vemos, la dirección del relevador es hacia atrás, los dos umbrales direccionales son negativos y se conserva la relación $Z2F < Z2R$, lo que asegura que el relevador verá fallas detrás de él.

Cabe destacar que aún si los umbrales son negativos pero no se ajustó la dirección del relevador hacia atrás (R), y por el contrario se tiene $\text{DIR1} = \text{F}$, entonces se tendrá la situación mostrada en el diagrama de la figura 5.61, provocando que el relevador no vea la falla.

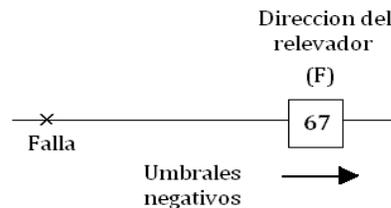


Figura 5.61 Ajuste Incorrecto de Dirección Atrás

Características Externas y Medios de Ajuste del Relevador

Relevador SEL-351
Tipo V0
Marca SEL
Grupo 3
Unidad de sobrecorriente instantánea (50)

Medio de ajuste

Corriente de pick up: 50P1P = 0.25 – 100 A secundario
Control direccional: E32 = Y, AUTO, N
Ajuste de dirección: DIR1 = F, R, N
Umbrales direccionales: Z2F ó Z2R = - 64 – 64 Ω secundario

Principio de Funcionamiento

La protección direccional se ubica dentro del nivel 2 de protecciones ya que no solo detecta la falla sino también la dirección. Esta protección toma su nombre de su capacidad para distinguir entre direcciones opuestas del flujo de la corriente.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente operan para un valor dado de sobrecorriente que tiene una determinada dirección, la cual cerrará o abrirá los contactos de acuerdo a la dirección detectada.

Características a Determinar

Operación de direccional
Variación de la sensibilidad para la detección de falla

Circuito de Prueba

La figura 5.62 muestra las conexiones a realizar entre fuente, relevador y computadora para llevar a cabo la prueba de protección direccional, para mayor detalle en la forma de realizar las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

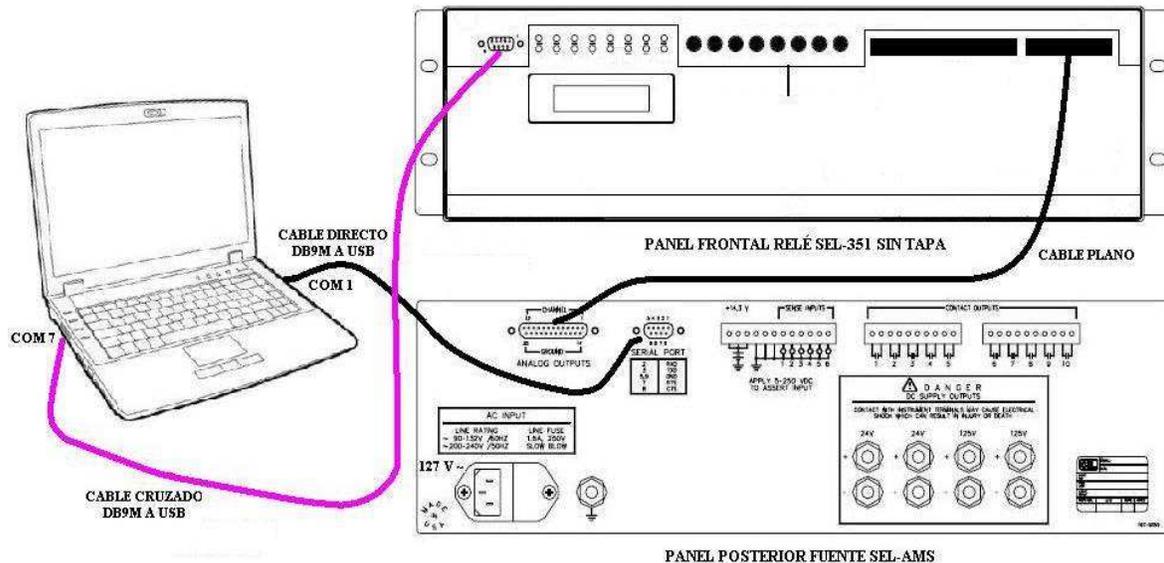


Figura 5.62 Circuito de Prueba Protección 67

Recursos de la Prueba

- Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)
- Relevador SEL-351 (instalado en el gabinete)
- Computadora
- Cables de conexión
- Alimentación

Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Previo a conectar la alimentación a todo el equipo es conveniente realizar las conexiones entre el relevador y la fuente de acuerdo al circuito de prueba. Así mismo, conectar tanto fuente como relevador a la computadora.

Una vez alambreado y alimentado el equipo, proceder de la siguiente manera:

Secuencia

Se trabajará con el gabinete en el gabinete de protecciones digitales, haciendo uso de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-351, indicados en la figura 5.65, que se comunicaran mediante una computadora y sus correspondientes software (HyperTerminal y SEL 5401).

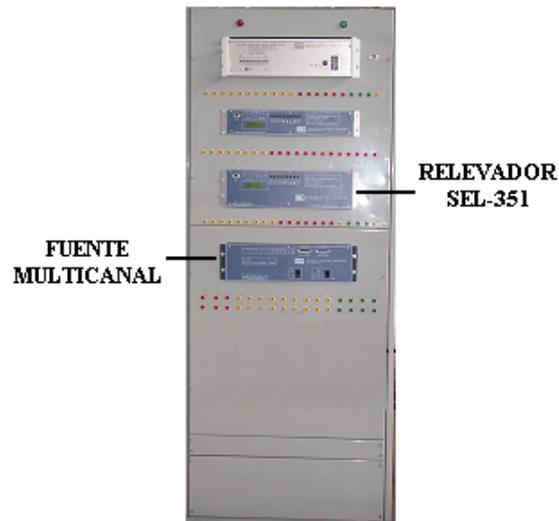


Figura 5.65 Gabinete de Protecciones

Una vez que se alambró el circuito de prueba y que se conectaron relé y fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:

1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Resetear el relevador para que este listo para operar.
4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo DIRECCIONAL.RTA.
5. En la pantalla, modificamos el valor de la corriente de la fase A, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal para verificar que el relevador respondió adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear el relevador, tantas veces como se quiera efectuar la prueba.
9. Apagar la fuente multicanal.

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación: $50P1P = 4 [A]$

Se realizarán las pruebas enlistadas en la tabla 5.8 con el fin de verificar el rango de los umbrales direccionales de secuencia negativa Z2R y Z2F, así mismo comprobar los ajustes de dirección del relevador.

Umbral direccionales		Dirección DIR1	IA [A]	Disparo Esperado	Disparo Real
Z2F	Z2R				
20.0	20.1	F	8	Adelante	
-20.1	-20.0	F	8	No Opera	
-20.0	20.0	F	8	No Opera	
0	64.0	F	8	No Opera	
1	64.0	F	8	Adelante	
1	65.0	F	8	No Opera	
-64.0	0	F	8	No Opera	
20.0	20.1	R	8	No Opera	
-20.1	-20.0	R	8	Atrás	
-20.0	20.0	R	8	No Opera	
-64.0	0	R	8	Atrás	
-65.0	0	R	8	No Opera	
-64.0	1	R	8	No Opera	
1	64.0	R	8	No Opera	

Tabla 5.8 Mediciones Protección 67

Ejecución de la Prueba

A continuación, abrimos el software de la fuente SEL-5401 y llamamos el archivo DIRECCIONAL.RTA, mostrándose el estado de falla como en la figura 5.66.



Figura 5.66 Prueba de la Protección 67

Simularemos un sistema trifásico equilibrado, al cual le inyectaremos una falla en la fase A debida a una sobrecorriente de 8 A para que nuestro relevador opere.

Ya que analimos lo que sucederá, podemos ejecutar las pruebas y registrar los resultados en la tabla 5.9, previamente realizamos los ajustes pertinentes de dirección y umbrales (vía panel frontal o HyperTerminal), hecho lo anterior presionamos X, con lo cual empezará a correrse la prueba, mostrándose la siguiente pantalla.



Figura 5.67 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la falla, si la dirección fue correcta y se excedió la corriente de pick up, el panel frontal del relé se verá como en la figura 5.68, esto nos indica que ocurrió un disparo de sobrecorriente direccional instantáneo en la fase A, lo que corrobora que el relevador respondió adecuadamente.

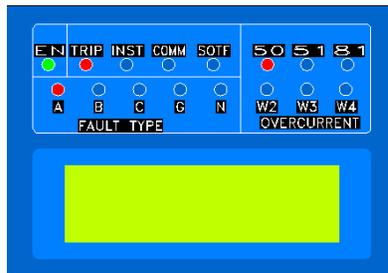


Figura 5.68 Operación del Relé

Registro de Resultados

Umbrales direccionales		Dirección DIR1	IA [A]	Disparo Esperado	Disparo Real
Z2F	Z2R				
20.0	20.1	F	8	Adelante	Adelante
-20.1	-20.0	F	8	No Opera	No Opera
-20.0	20.0	F	8	No Opera	No Opera
0	64.0	F	8	No Opera	No Opera
1	64.0	F	8	Adelante	Adelante
1	65.0	F	8	No Opera	No Opera
-64.0	0	F	8	No Opera	No Opera
20.0	20.1	R	8	No Opera	No Opera
-20.1	-20.0	R	8	Atrás	Atrás
-20.0	20.0	R	8	No Opera	No Opera
-64.0	0	R	8	Atrás	Atrás
-65.0	0	R	8	No Opera	No Opera
-64.0	1	R	8	No Opera	No Opera
1	64.0	R	8	No Opera	No Opera

Tabla 5.9 Resultados Protección 67

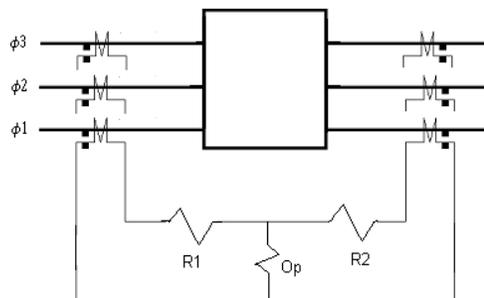
5.5.5 Práctica 5. Relevador diferencial (87T)

Objetivo

Comprobar el principio de funcionamiento del relevador diferencial 87T como unidad individual.

Conceptos Básicos

1. Esquema de conexión del relevador diferencial (figura 5.69).

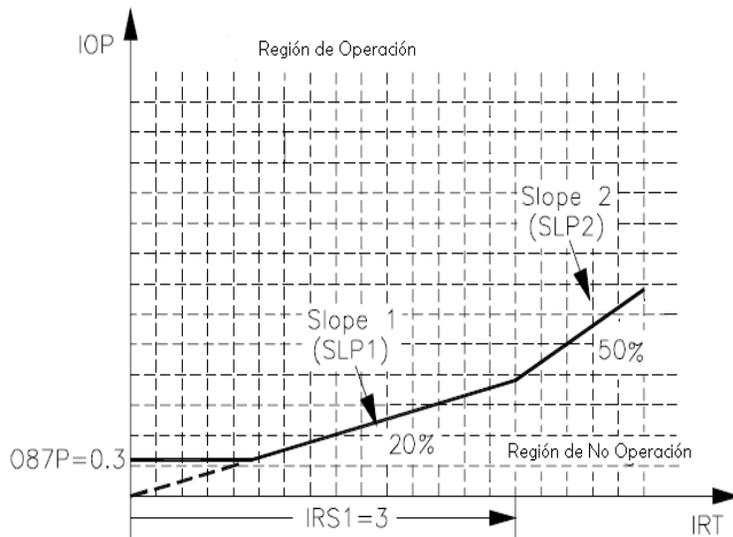


Relevador Diferencial

2 Bobinas de resistencia
1 Bobina de operación

Figura 5.69 Conexión Protección Diferencial

2. Curva característica de slope dual (diferencial de porcentaje variable), figura 5.70.



$$I_{OPE} > 0.87P = \text{Disparo}$$

El disparo ocurre si la cantidad de operación es mayor que el valor de la curva, para un valor de retención determinado.

Slope dual:

Pendiente 1 (SLP1) = 20 %

Pendiente 2 (SLP2) = 50 %

Figura 5.70 Curva Característica

Características Externas y Medios de Ajuste del Relevador

Relevador	SEL-387
Tipo	V0
Marca	SEL
Grupo	1

Medios de ajuste

Capacidad máxima del transformador:	MVA = OFF, 0.2 – 5000 MVA
Relación de transformación de TC's:	CTR1 ó CTR2 = 1 – 50000
Pick up de corriente de operación:	O87P = [0.1 – 1.0]•TAP
Porcentaje de slope con retención 1:	SLP1 = 5 – 100 %
Porcentaje de slope con retención 2:	SLP2 = OFF, 25 – 200 %
Límite de slope con retención 1:	IRS1 = 1 – 20

Principio de Funcionamiento

La protección diferencial de corriente funciona de la siguiente manera: la corriente que entra a la unidad protegida, debe ser igual a la corriente que sale de ella. Si los TC's se comportan de manera ideal, tendrán corrientes secundarias iguales, que circularán por la malla formada por los conductores de interconexión.

El relevador diferencial 87T pertenece al cuarto nivel de protección, donde se detecta la falla cuando ésta se encuentra dentro de los límites definidos por los TC's. Este relevador diferencial de corrientes opera por una diferencia de corrientes de un porcentaje o valor dado. Es posible ajustar la curva característica del relevador ya sea como de simple slope, característica diferencial de porcentaje; o como de slope dual, característica diferencial de porcentaje variable.

Características a Determinar

Operación con fallas internas

- Monofásica
- Bifásica
- Trifásica

Circuito de Prueba

La figura 5.71 muestra las conexiones a realizar para llevar a cabo la prueba de protección diferencial, para mayor detalle en las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

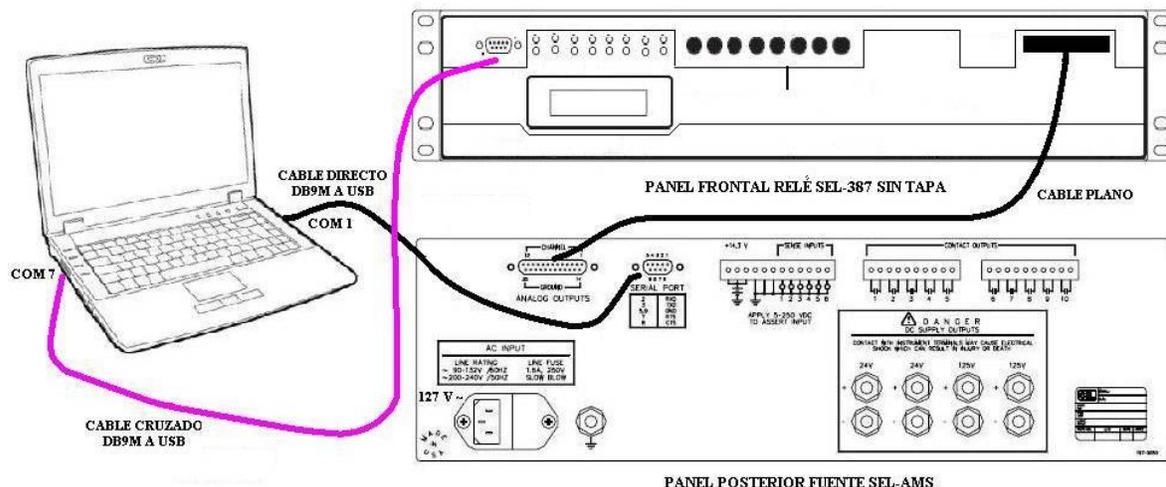


Figura 5.71 Circuito de Prueba Protección 87



Recursos de la Prueba

Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)
Relevador SEL-387 (instalado en el gabinete)
Computadora
Cables de conexión
Alimentación

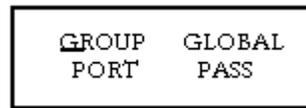
Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Antes de conectar la alimentación al equipo es conveniente alambrear de acuerdo al circuito de prueba. Así mismo, conectar tanto fuente como relevador a la computadora.

Una vez alambreado, alimentamos el equipo y procedemos de la siguiente manera:

1. Colocar al relevador en el grupo 1 de ajustes. Vía panel frontal mediante el botón SET, en la pantalla se mostrará lo siguiente:



Seleccionar GROUP y enseguida elegir el grupo deseado para trabajar.

2. Comprobamos los siguientes ajustes:

E87W1 = Y	(Habilita elemento diferencial para el primario)
E87W2 = Y	(Habilita elemento diferencial para el secundario)
MVA = 20	(Capacidad máxima del transformador)
CTR1 = 60	(Relación de transformación de los TC's primarios)
CTR2 = 240	(Relación de transformación de los TC's secundarios)
O87P = 0.3	(Pickup de corriente de operación con retención)
SLP1 = 20	(Porcentaje de slope con retención 1)
SLP2 = 50	(Porcentaje de slope con retención 2)
IRS1 = 3.0	(Límite de slope con retención 1)

Vía HyperTerminal con ayuda del comando SHO 1 se mostrarán los ajustes del grupo 1, como en la figura 5.72.

De no estar activados dichos ajustes, por medio del comando SET 1, podremos realizar las modificaciones correspondientes.

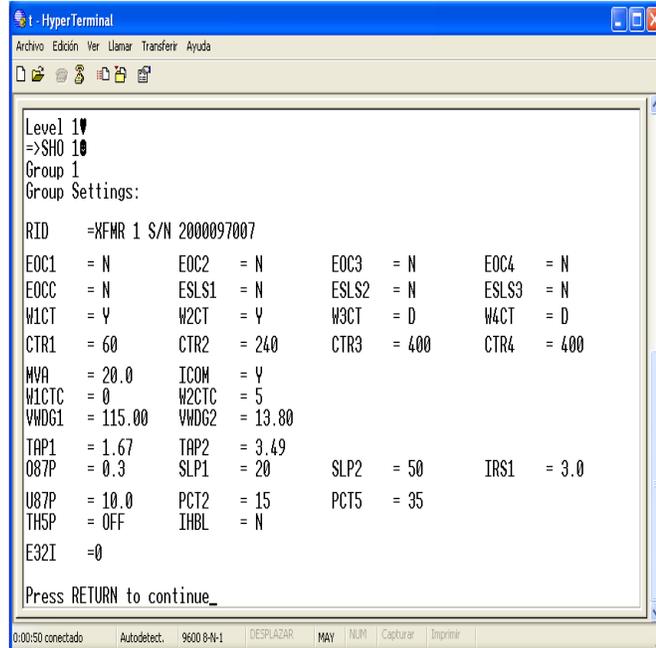


Figura 5.72 Ajustes Grupo 1

Secuencia

Se trabajará en el gabinete de protecciones digitales, haciendo solamente uso de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-387, indicados en la figura 5.73, los cuales se comunicaran mediante una computadora y sus correspondientes software (HyperTerminal y SEL 5401).

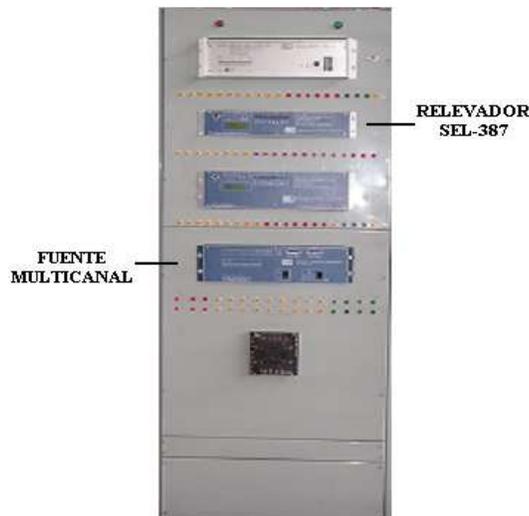


Figura 5.73 Gabinete de Protecciones

Una vez que se alambrió el circuito de prueba y que se conectaron relé y fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:



1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Resetea el relevador para que este listo para operar.
4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo DIFERENC.RTA.
5. En la pantalla, modificamos el valor de la o las corrientes, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal para verificar que el relevador respondió adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear el relevador, tantas veces como se quiera efectuar pruebas.
9. Apagar la fuente multicanal.

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación: $O87P = 0.3$

Realizar las pruebas descritas en la tabla 5.10.

Falla	Disparo	Falla en Fase	Operación
Monofásica	Esperado <i>Real</i>	A	87-1
Bifásica	Esperado <i>Real</i>	A, B	87-1, 87-2
Trifásica	Esperado <i>Real</i>	A, B, C	87-1, 87-2, 87-3

Tabla 5.10 Mediciones Protección 87

Ejecución de la Prueba

Abrir el software de la fuente SEL-5401 y llamar el archivo DIFERENC.RTA, se muestra la pantalla de la figura 5.74, en ella obsevarmos solo el estado de falla.



Figura 5.74 Prueba de la Protección 87

Se tiene un sistema trifásico equilibrado en el que simularemos que ocurren fallas: monofásica, bifásica y trifásica, debido a sobrecorrientes en el lado de alta del transformador. Los correspondientes valores de sobrecorrientes que se necesitan modificar en la prueba para cada uno de las fallas se indican a continuación:

- a) Falla monofásica: IAW1 = 1.0 A
- b) Falla bifásica: IAW1 = 1.0 A, IAW2 = 0.9 A
- c) Falla trifásica: IAW1 = 1.0 A, IAW2 = 0.9 A, IAW3 = 0.8 A

Una vez ajustadas las corrientes, podemos ejecutar las pruebas y registrar los resultados en la tabla 5.11, para lo cual presionamos X, con lo que se empezará a correr la prueba, mostrándose la pantalla como en la figura 5.75.



Figura 5.75 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la prueba, si se detectó una diferencia corrientes en alguna de las fases, el panel frontal del relé se observará como en las figuras 5.76, 5.77 y 5.78 de acuerdo a la falla disparada.

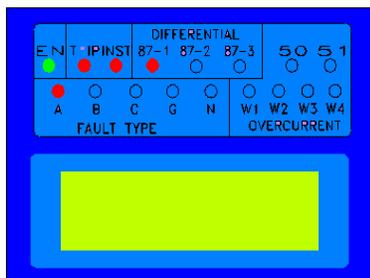


Figura 5.76 Falla Monofásica

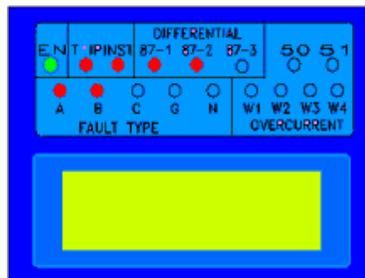


Figura 5.77 Falla Bifásica

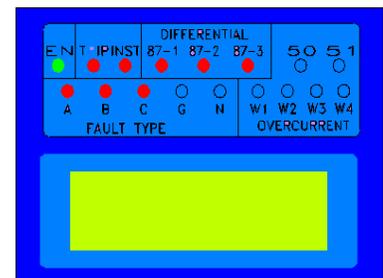


Figura 5.78 Falla Trifásica

En los tres casos el encendido de los correspondientes leds nos indican que ocurrió un disparo de la protección diferencial, lo que corrobora que el relevador detectó la falla inyectada al sistema y por consiguiente que éste respondió adecuadamente.

Registro de Resultados

Falla	Disparo	Falla en Fase	Operación
Monofásica	Esperado	A	87-1
	Real		87-1
Bifásica	Esperado	A, B	87-1, 87-2
	Real		87-1, 87-2
Trifásica	Esperado	A, B, C	87-1, 87-2, 87-3
	Real		87-1, 87-2, 87-3

Tabla 5.11 Resultados Protección 87

5.5.6 Práctica 6. Relevador de distancia (21)

Objetivo

Comprobar el principio de funcionamiento del relevador de impedancia 21 como unidad individual.

Conceptos Básicos

1. Relé de impedancia (21).
2. Tres zonas de alcance para líneas de transmisión, ver figura 5.79:

- Primera zona 80 – 90 %
- Segunda zona 100 % Z_1 + 50 % Z_2
- Tercera zona 100 % Z_1 + 100 % Z_2 + 50 % Z_3

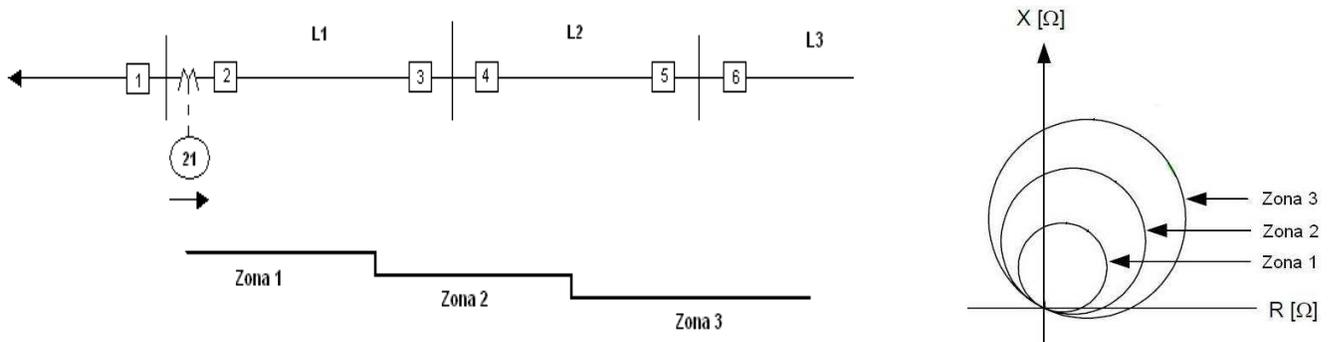


Figura 5.79 Zonas de Protección

3. Tercer nivel de protección:
 - Detecta la falla
 - La dirección
 - Distancia aproximada

4. Protección de una línea de transmisión con relés 21 – Análisis de Fallas (figura 5.80).

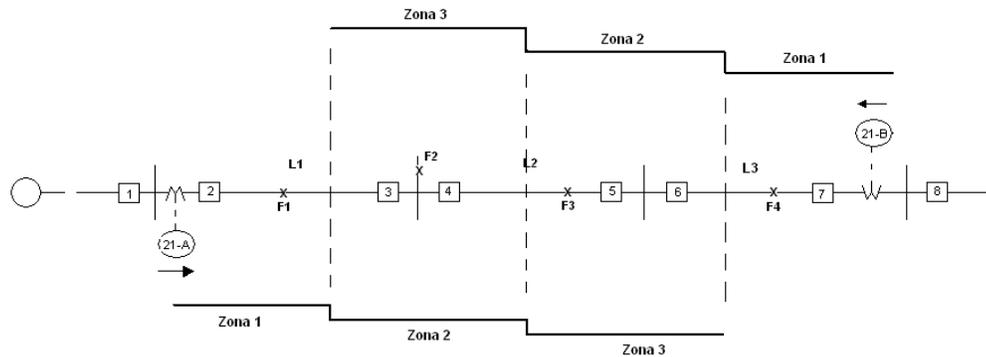


Figura 5.80 Protección de Distancia

Análisis de Fallas

21 – A

F ₁	Libra la falla Z ₂ :	52/2 y 52/3
F ₂	Libra la falla Z ₂ :	52/3 y 52/4
F ₃	Libra la falla Z ₃ :	52/4 y 52/5
F ₄	No detecta la falla en ninguna zona	

21 - B

F ₁	No detecta la falla en ninguna zona	
F ₂	Libra la falla Z ₃ :	52/3 y 52/4
F ₃	Libra la falla Z ₃ :	52/4 y 52/5
F ₄	Libra la falla Z ₂ :	52/7 y 52/6

Características Externas y Medios de Ajuste del Relevador

Relevador	SEL-121
Tipo	V8
Marca	SEL
Grupo	1

Medio de ajuste

Alcance Zona 1:	Z1% = 0 – 2000 %
Alcance Zona 2:	Z2% = 0 – 3200 %
Alcance Zona 3:	Z3% = 0 – 3200 %
Retardo Z2 fallas entre fases:	Z2DP = 3 – 2000 ciclos
Retardo Z2 fallas a tierra:	Z2GP = 3 – 2000 ciclos
Retardo Z3 fallas entre fases y a tierra:	Z3D = 3 – 2000 ciclos

Principio de Funcionamiento

El relevador de impedancia pertenece al tercer nivel de protección, en donde, detecta la falla, su dirección y la distancia aproximada.

La operación del relé esta en función de la impedancia del circuito entre el relé y la falla, éste comienza a funcionar cuando la impedancia del circuito aumenta o disminuye de un valor prefijado.

La operación de este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortos circuitos en la línea de distribución protegida. Las magnitudes sobre las que se debe actuar para su aplicación son la corriente mínima de operación (pick up), produce el cambio de los contactos del relevador de abierto a cerrado además fija la sensibilidad de la protección lo que permite detectar cualquier tipo de cortocircuito en su zona protegida incluida la zona en que debe dar respaldo, y la curva de operación, que nos permite seleccionar la curva de tiempo de operación del relé de modo que sea selectivo con la operación de relevadores ubicados en zonas adyacentes.

Características a Determinar

Operación de las zonas de protección de distancia para fallas entre fases (BC):

- Zona 1 fase (Φ)
- Zona 2 fase (Φ)
- Zona 3 fase (Φ)

Circuito de Prueba

La figura 5.81 muestra las conexiones a realizar para llevar a cabo la prueba de protección de distancia, para mayor detalle en las conexiones referirse al apartado 5.2 *Conexión del gabinete*.

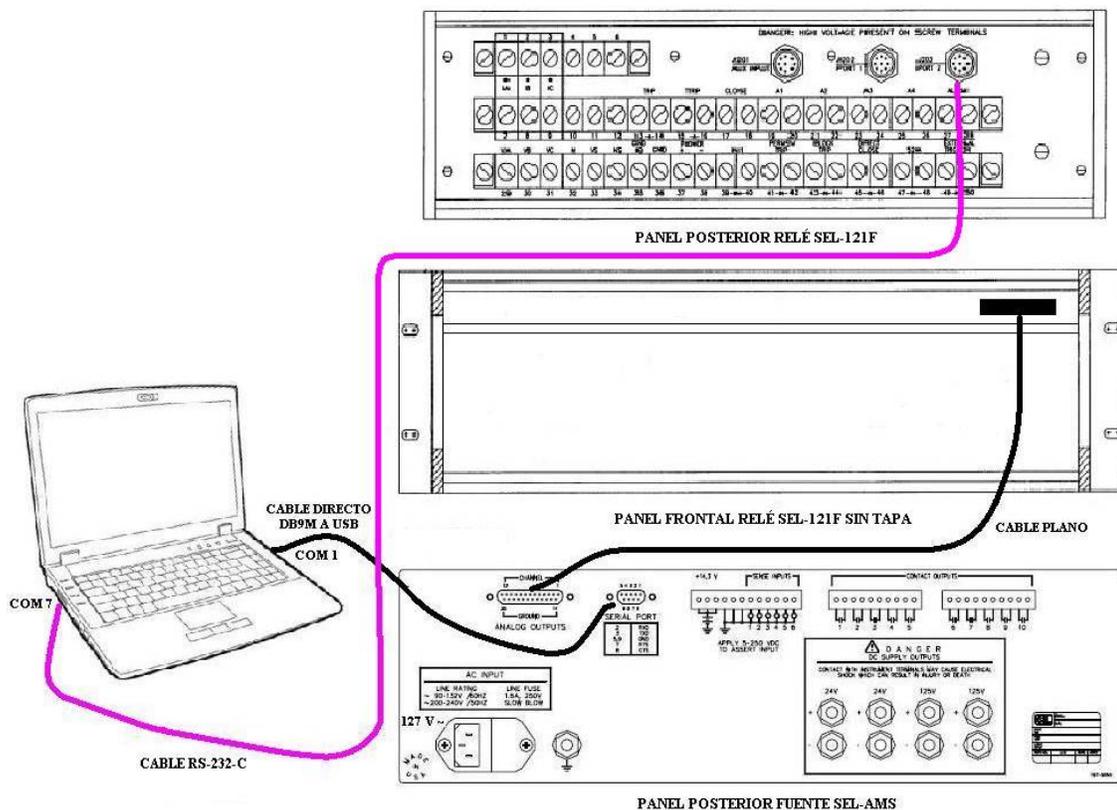


Figura 5.81 Circuito de Prueba Protección 21



Recursos de la Prueba

- Fuente multicanal SEL-AMS (instalada en el gabinete)
- Relevador SEL-121 (instalado en el gabinete)
- Computadora
- Cables de conexión
- Alimentación

Plan de Pruebas: Ajustes, Secuencia, Cuadro de Resumen

Ajustes

Antes de conectar la alimentación al equipo es conveniente alambrear de acuerdo al circuito de prueba. Así mismo, conectar tanto fuente como relevador a la computadora.

Una vez alambreado, alimentamos el equipo y procedemos de la siguiente manera:

1. Comprobamos los siguientes ajustes:
 - Z1% = 80 (Alcance de la zona 1 en por ciento)
 - Z2% = 120 (Alcance de la zona 2 en por ciento)
 - Z3% = 150 (Alcance de la zona 3 en por ciento)
 - Z2DP = 30 (Retardo zona 2 para fallas entre fases)
 - Z2GP = 30 (Retardo zona 2 para fallas a tierra)
 - Z3D = 40 (Retardo zona 3 para fallas entre fases y a tierra)

Vía HyperTerminal con ayuda del comando SHOWSET se mostrarán los ajustes como se ve en la figura 5.82.

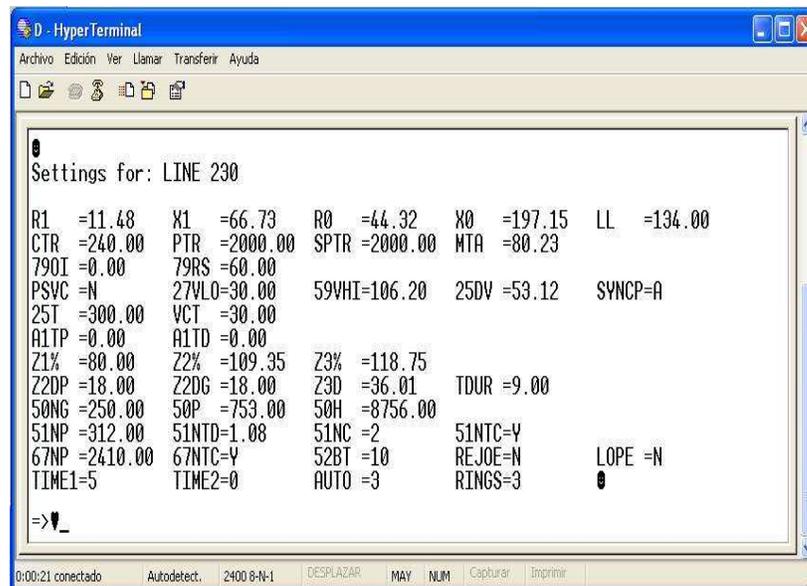


Figura 5.82 Ajustes del Relevador

De no estar activados dichos ajustes, por medio del comando SET, podremos realizar las modificaciones correspondientes.

2. Verificar ajustes lógicos según se muestra en la pantalla de la figura 5.83. De no ser los correctos, se pueden ajustar mediante el comando LOGIC n, en HyperTerminal.

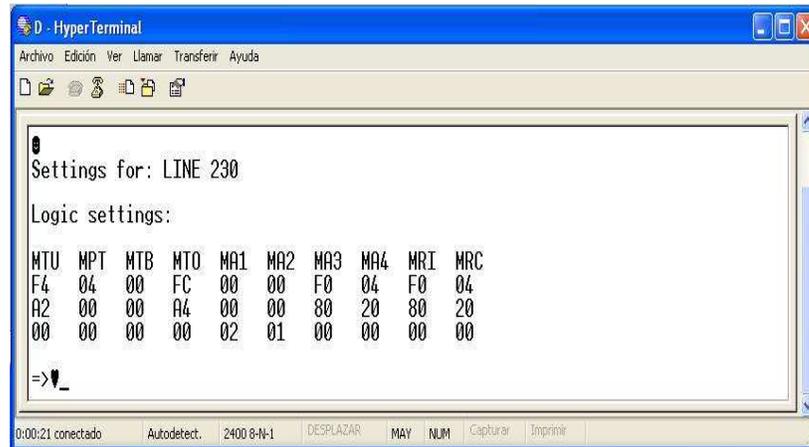


Figura 5.83 Ajustes Lógicos del Relevador

Secuencia

Se trabajará en el gabinete de protecciones digitales, haciendo solamente uso de la fuente de alimentación SEL-AMS y del relevador SEL-121, indicados en la figura 5.84, los cuales se comunicaran mediante una computadora y sus correspondientes software (HyperTerminal y SEL-5401).

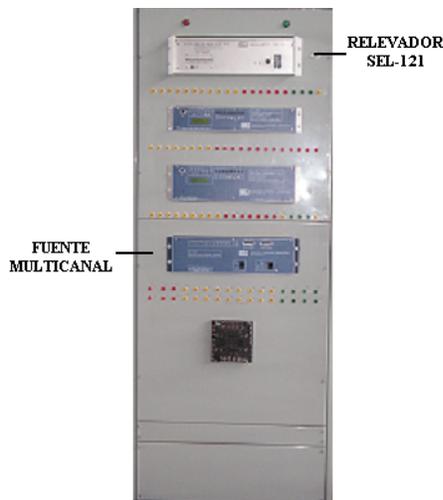


Figura 5.84 Gabinete de Protecciones

Una vez que se alambrió el circuito de prueba y que se conectaron relé y fuente a la computadora, se realiza lo siguiente:



1. Conectamos la alimentación al equipo.
2. Encendemos la fuente multicanal.
3. Reseteamos el relevador para que este listo para operar.
4. Abrimos el programa SEL-5401 y llamamos el archivo DISTANCIA.RTA.
5. En la pantalla, modificamos los valores de corriente y tensión de cada una de las fases, de acuerdo a la prueba que se este realizando.
6. Presionar X, para disparar la falla y efectuar la prueba.
7. Observar el panel frontal para verificar que el relevador respondió adecuadamente.
8. Registrar los resultados y resetear el relevador, tantas veces como se quiera efectuar pruebas.
9. Apagar la fuente multicanal.

Cuadro de Resumen

Definir corriente mínima de operación: $50P1P = 4 [A]$

Realizar las pruebas mostradas en la tabla 5.12.

Prueba	[A] o [V]	[°]	Falla	Distancia Esperada	Operación Esperada	Distancia Real	Operación Real
1	IA	0.00					
	IB	4.77					
	IC	4.77					
	VA	67.00		BC	75 millas	Z1 Φ	
	VB	44.32					
	VC	44.32					
2	IA	0.00					
	IB	4.47					
	IC	4.47					
	VA	67.00		BC	85 millas	Z2 Φ	
	VB	45.52					
	VC	45.52					
3	IA	0.00					
	IB	3.40					
	IC	3.40					
	VA	67.00		BC	135 millas	Z3 Φ	
	VB	50.14					
	VC	50.14					

Tabla 5.12 Mediciones Protección 21

Ejecución de la Prueba

Abrir el software de la fuente SEL-5401 y llamar el archivo DISTANCIA.RTA, se muestra la pantalla de la figura 5.85, en ella observamos el estado de falla.



Figura 5.85 Prueba de la Protección 21

Simularemos un sistema trifásico equilibrado, en el cual ocurrirán fallas entre fases en las tres zonas de protección, las cuales harán que el relevadore responda.

Una vez que analizamos lo que sucedera, podemos proceder a ejecutar las pruebas y registrar los resultados en la tabla 5.13, para ello modificamos tanto corrientes como tensiones según correponda, enseguida presionamos X, con lo cual empezará a correrse la prueba, como se ve en la figura 5.86.



Figura 5.86 Ejecución de la Prueba

Una vez concluida la prueba, si el relevador detectó la falla y por ende, respondió ante ésta, el panel frontal del relé se observará como en las figuras 5.87, 5.88 y 5.89, de acuerdo a la falla disparada:

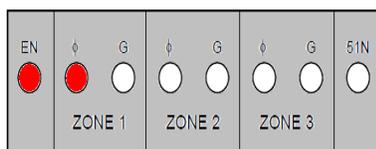


Figura 5.87 Falla en Zona 1

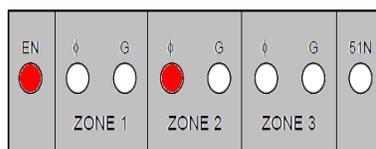


Figura 5.88 Falla en Zona 2

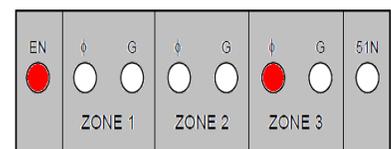


Figura 5.89 Falla en Zona 3



En los tres casos el encendido de los correspondientes led's nos indican que ocurrió un disparo de la protección de distancia, lo que corrobora que el relevador detectó la falla inyectada al sistema y por consiguiente que éste respondió adecuadamente.

Registro de Resultados

Prueba	[A] o [V]	[°]	Falla	Distancia Esperada	Operación Esperada	Distancia Real	Operación Real	
1	IA	0.00						
	IB	4.77						
	IC	4.77						
	VA	67.00		BC	75 millas	Z1 Φ	75 millas	Z1 Φ
	VB	44.32						
	VC	44.32						
2	IA	0.00						
	IB	4.47						
	IC	4.47						
	VA	67.00		BC	85 millas	Z2 Φ	85 millas	Z2 Φ
	VB	45.52						
	VC	45.52						
3	IA	0.00						
	IB	3.40						
	IC	3.40						
	VA	67.00		BC	135 millas	Z3 Φ	135 millas	Z3 Φ
	VB	50.14						
	VC	50.14						

Tabla 5.13 Resultados Protección 21



CONCLUSIONES

Esta tesis se enfoca en el diseño de pruebas que permitan por una parte, verificar el principio de funcionamiento de los relevadores microprocesados, y por otra, poner en marcha esos equipos, brindando a los futuros ingenieros la oportunidad de estar a la vanguardia en cuanto a tecnología de protecciones se refiere, o mínimo permitirles aprender a manejarla, dándoles así una herramienta más para su formación.

Se lograron actualizar las prácticas del laboratorio de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, mediante la aplicación de pruebas básicas en los relevadores multifuncionales similares a las que se realizan en los relevadores electromagnéticos. Estas pruebas nos permitieron demostrar el funcionamiento elemental de las funciones de protección: 50, 51, 67, 87 y 21, contenidas en los relevadores.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó la fuente multicanal, los relevadores multifuncionales y un programa que emula una terminal estándar, HyperTerminal, que permite establecer comunicación con el relevador y la fuente. Asimismo, nos apoyamos en un esquema de protección hecho para un sistema de distribución, que nos permitió diseñar y realizar los ajustes pertinentes para nuestras pruebas.

Al ir desarrollando este trabajo, nos percatamos de la importancia que tiene conjuntar los conocimientos que se proporcionan tanto teóricamente como de manera práctica en los equipos electromagnéticos con los que se pueden adquirir al aprender a manejar equipos de última generación. Así se logró revisar aspectos de tecnología e interrelacionarlos con otros conocimientos.

Todo esto con el fin de ampliar y reforzar los conocimientos teóricos, permitir una familiarización con las nuevas tecnologías desarrolladas y aplicadas en el ámbito de las protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, sin dejar de lado el aprendizaje que se adquiere en el equipo electromecánico, proporcionando así un material de apoyo para la asignatura de Protecciones que permita brindar una clase más didáctica y completa.

Parte de lo que conseguimos con este trabajo fue mostrar al estudiante de Ingeniería Eléctrica la importancia de una constante actualización de nuestros conocimientos, creando así herramientas que nos permitan ser más competitivos y alcanzar objetivos posibles.

Al respecto, se logró la ampliación de los horizontes del Ingeniero Eléctrico, para descubrir o hacer ver su profunda aportación en cualquier disciplina o proyecto. Igualmente importante es ayudar a ingenieros eléctricos de generaciones posteriores a descubrir nuevos horizontes en la aplicación de sus conocimientos, ya que el ingeniero eléctrico, con muy poco esfuerzo adicional, puede conseguir agregar valor a diversas actividades al asumir diferentes roles.



CURVAS DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO DE SOBRECORRIENTE



CURVAS DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO DE SOBRECORRIENTE

<i>A.1 Curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente.....</i>	<i>190</i>
<i>A.2 Ecuaciones y curvas del relevador SEL-387.....</i>	<i>191</i>
A.2.1 Curvas U.S.	191
A.2.2 Curvas I.E.C.	193
<i>A.3 Ecuaciones y curvas del relevador SEL-351.....</i>	<i>196</i>
A.3.1 Curvas U.S.	196
A.3.2 Curvas I.E.C.	198



A.1 Curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente

Tanto el relevador SEL-387 como el SEL-351 proporcionan 10 curvas para los elementos de sobrecorriente de tiempo: 5 del tipo U.S. y 5 del I.E.C, enlistadas en la tabla A.1.

Curvas U.S.	Curvas I.E.C
U1 = Moderadamente inversa	C1 = Clase A (Estándar inversa)
U2 = Inversa	C2 = Clase B (Muy inversa)
U3 = Muy inversa	C3 = Clase C (Extremadamente inversa)
U4 = Extremadamente Inversa	C4 = Inversa de tiempo largo
U5 = Inversa de tiempo corto	C5 = Inversa de tiempo corto

Tabla A.1 Curvas de los Elementos de Sobrecorriente de Tiempo

Éstas permiten seleccionar y ajustar el funcionamiento de los elementos de sobrecorriente de tiempo de acuerdo a las necesidades de protección. Todas son aplicables a la protección de fase, secuencia negativa y residual.

Para ambos relevadores, las correspondientes ecuaciones de las curvas están definidas en los siguientes términos, donde,

$$t_p = \text{tiempo de operación [s]}$$

$$t_r = \text{emulación del tiempo de reposición tipo disco de inducción electromecánico [s]}$$

$$TD = \text{ajuste de dial de tiempo}$$

$$M = \text{corriente aplicada en múltiplos del pickup} \begin{cases} M > 1 & \text{para tiempo de operación } (t_p) \\ M \leq 1 & \text{para tiempo de reposición } (t_r) \end{cases}$$

A continuación se detallan las ecuaciones y su correspondiente curva característica de cada uno de los elementos de sobrecorriente de tiempo:

- Relé SEL-387
 - Curvas U.S., ver figuras A.1 a A.5
 - Curvas I.E.C., ver figuras A.6 a A.10
- Relé SEL-351
 - Curvas U.S., ver figuras A.11 a A.15
 - Curvas I.E.C., ver figuras A.16 a A.20



A.2 Ecuaciones y curvas del relevador SEL-387

A.2.1 Curvas U.S.

Curva U1. Moderadamente Inversa

$$t_p = TD \left[0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{1.08}{1 - M^2} \right]$$

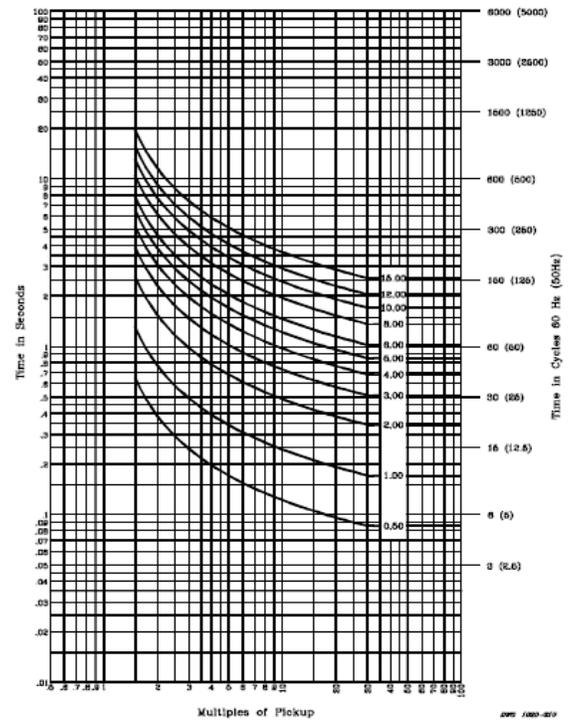


Figura A.1 Curva U1

Curva U2. Inversa

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

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

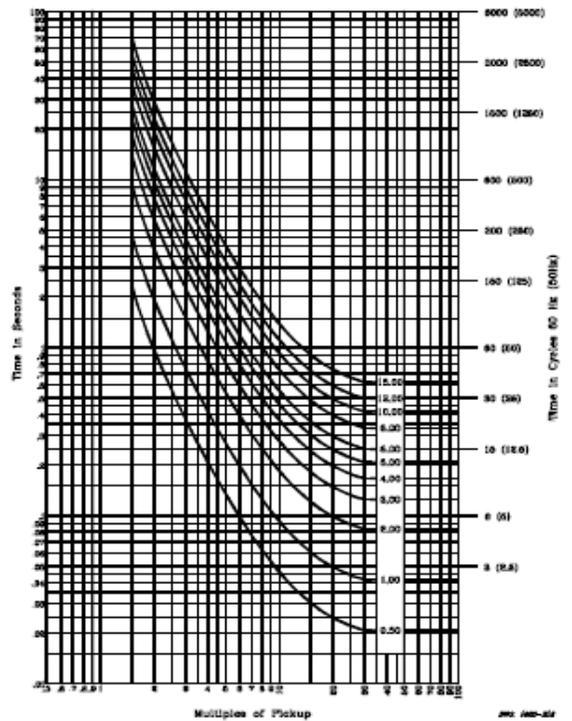


Figura A.2 Curva U2



Curva U3. Muy Inversa

$$t_p = TD \left[0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{3.88}{1 - M^2} \right]$$

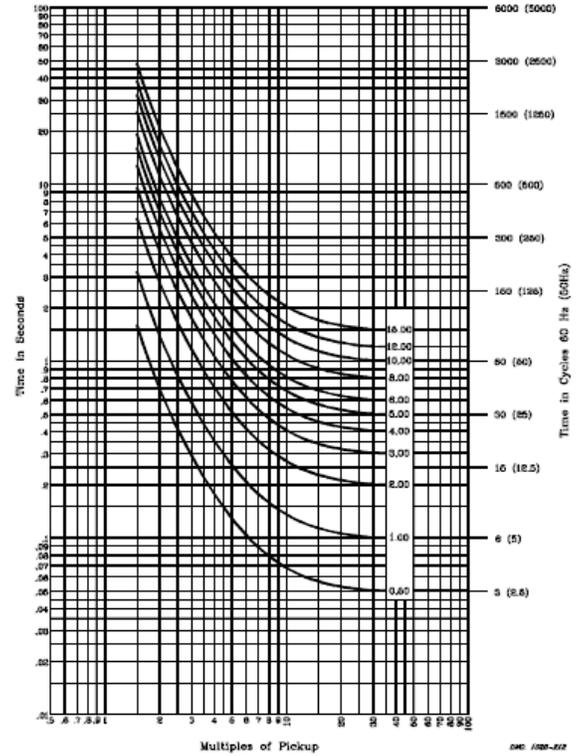


Figura A.3 Curva U3

Curva U4. Extremadamente Inversa

$$t_p = TD \left[0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{5.67}{1 - M^2} \right]$$

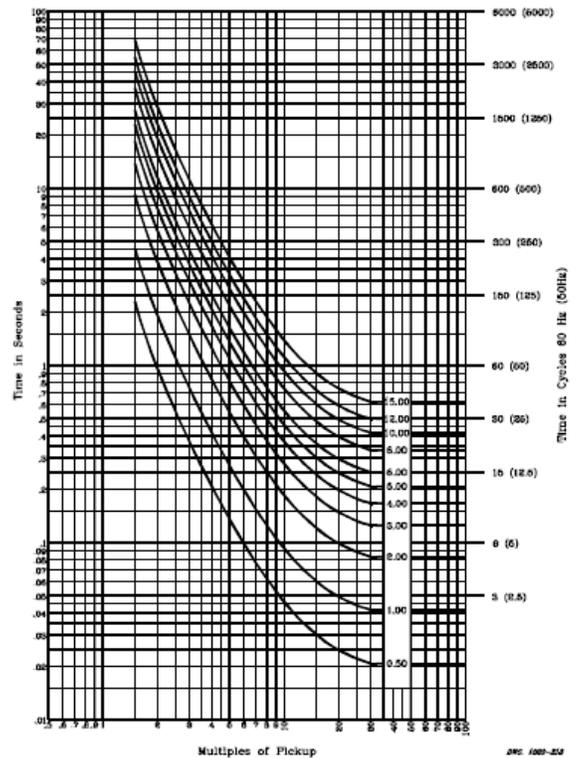


Figura A.4 Curva U4



Curva U5. Inversa de Tiempo Corto

$$t_p = TD \left[0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{0.323}{1 - M^2} \right]$$

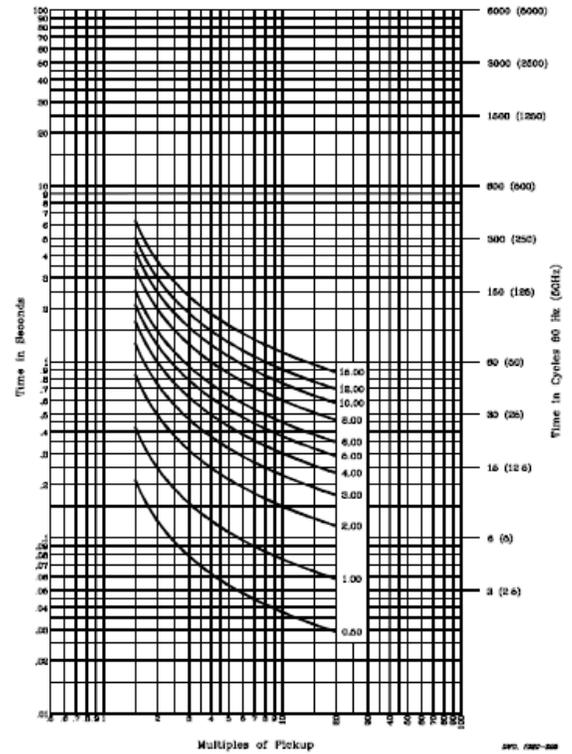


Figura A.5 Curva U5

A.2.2 Curvas I.E.C

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

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

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

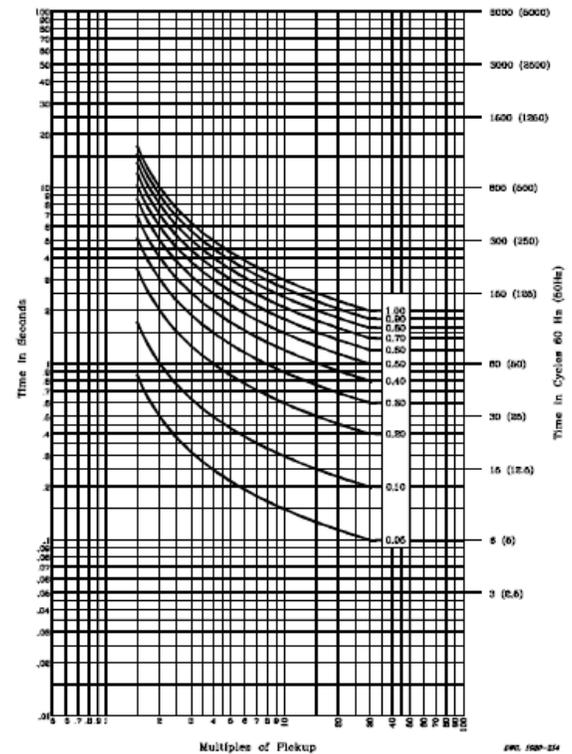


Figura A.6 Curva C1



Curva C2. Clase B (Muy Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{13.5}{M - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

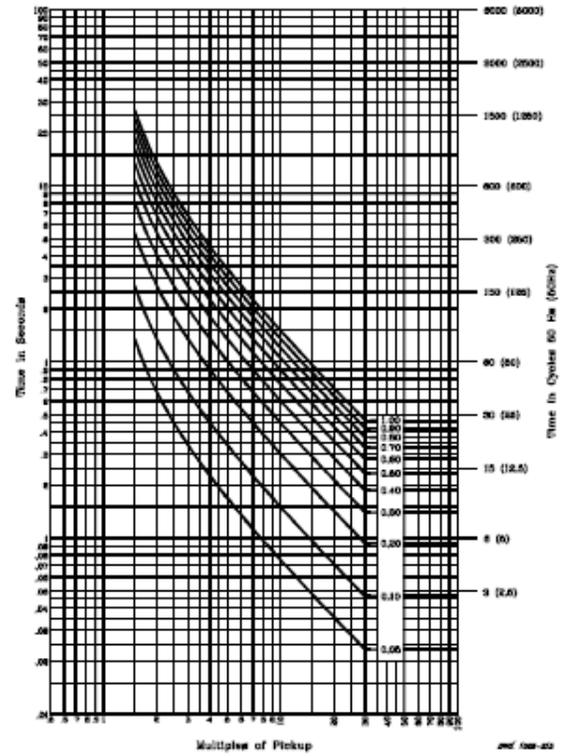


Figura A.7 Curva C2

Curva C3. Clase C (Extremadamente Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{80}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{80}{1 - M^2} \right]$$

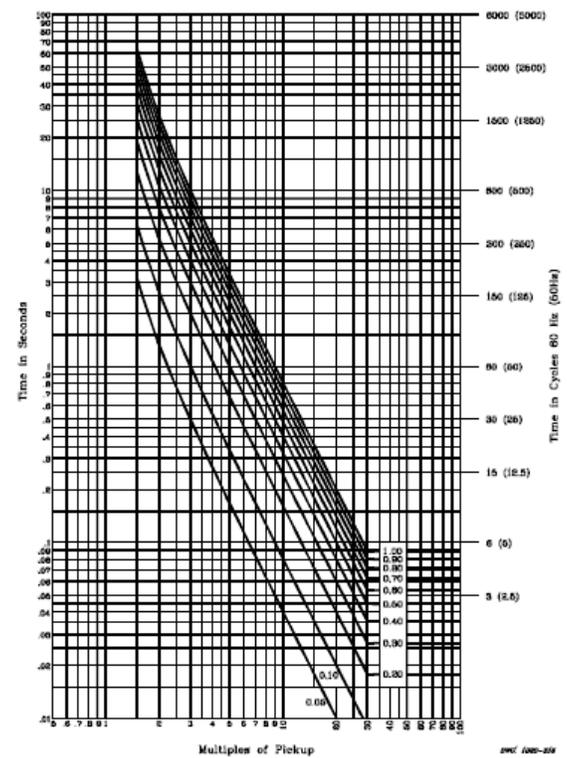


Figura A.8 Curva C3



Curva C4. Inversa de Tiempo Largo

$$t_p = TD \left[\frac{120}{M-1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{120}{1-M} \right]$$

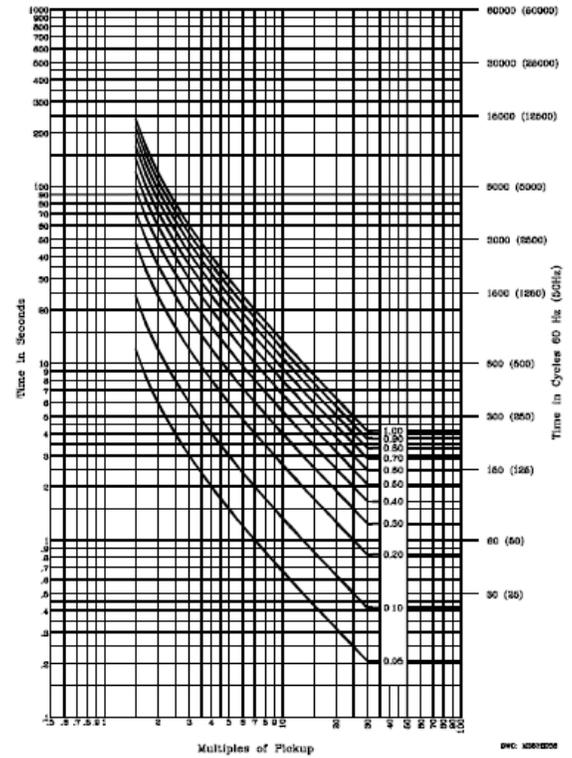


Figura A.9 Curva C4

Curva C5. Inversa de Tiempo Corto

$$t_p = TD \left[\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{4.85}{1-M^2} \right]$$

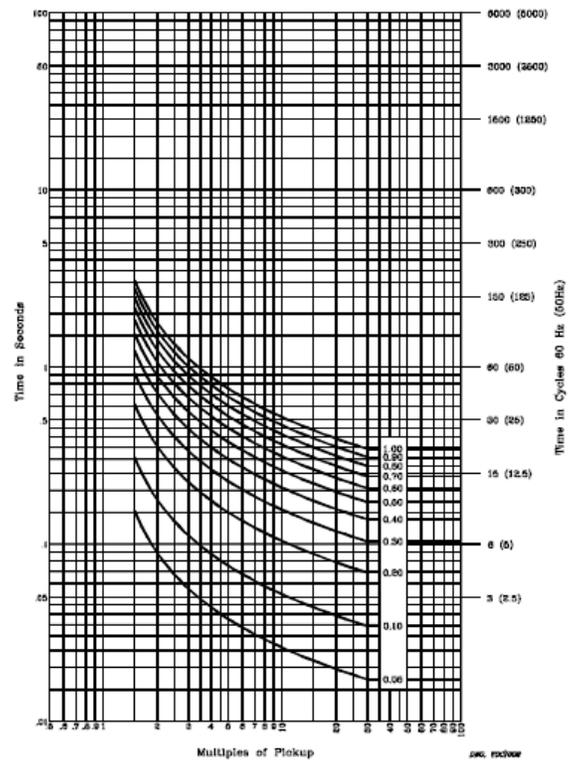


Figura A.10 Curva C5



A.3 Ecuaciones y curvas del relevador SEL-351

A.3.1 Curvas U.S.

Curva U1. Moderadamente Inversa

$$t_p = TD \left[0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{1.08}{1 - M^2} \right]$$

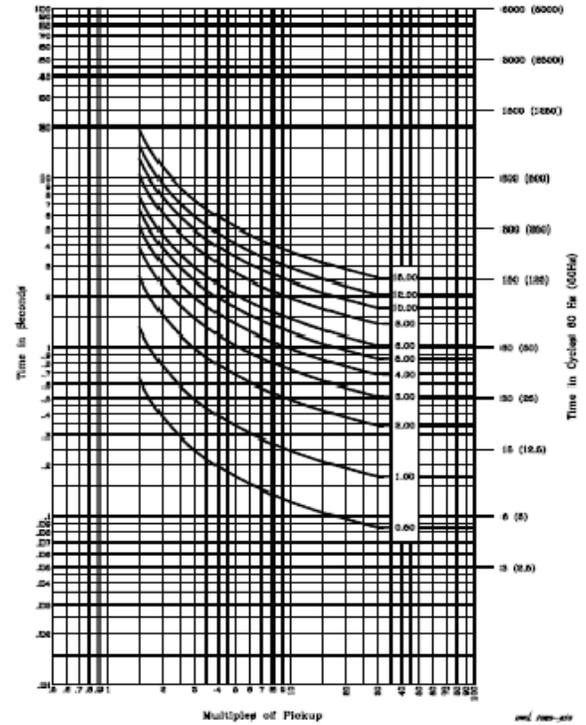


Figura A.11 Curva U1

Curva U2. Inversa

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

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

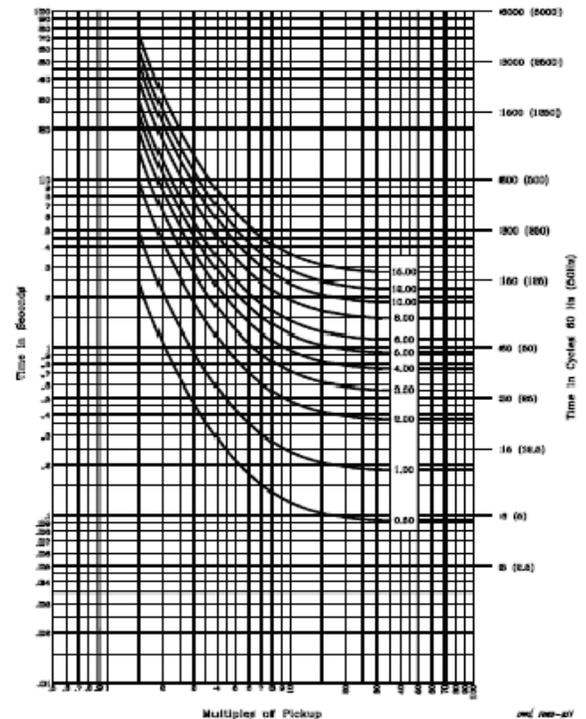


Figura A.12 Curva U2



Curva U3. Muy Inversa

$$t_p = TD \left[0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{3.88}{1 - M^2} \right]$$

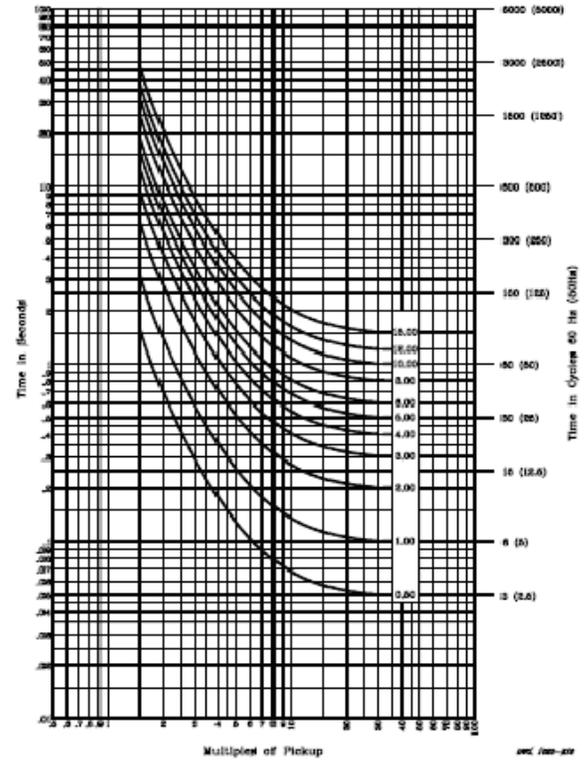


Figura A.13 Curva U3

Curva U4. Extremadamente Inversa

$$t_p = TD \left[0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{5.67}{1 - M^2} \right]$$

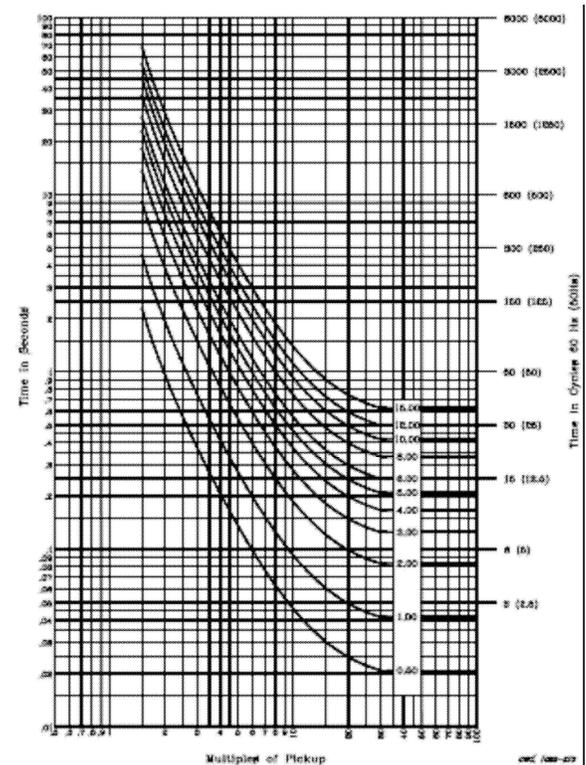


Figura A.14 Curva U4



Curva U5. Inversa de Tiempo Corto

$$t_p = TD \left[0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{0.323}{1 - M^2} \right]$$

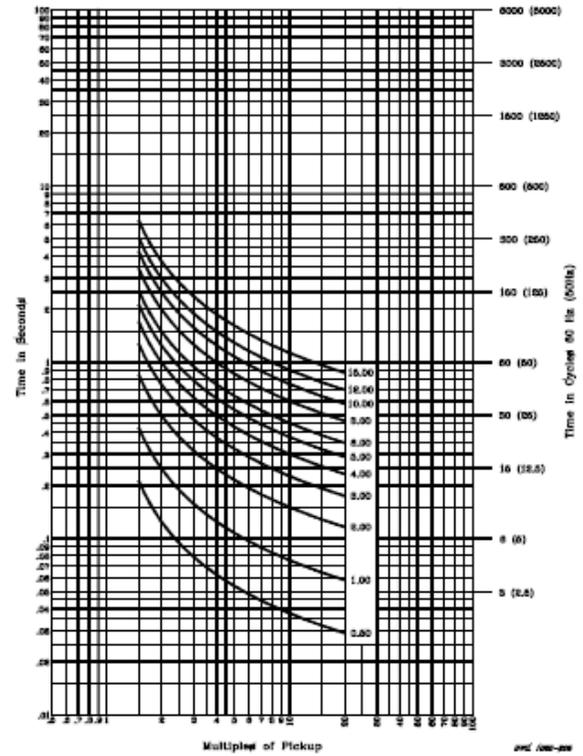


Figura A.15 Curva U5

A.3.2 Curvas I.E.C

Curva C1. Clase A (Estándar Inversa)

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

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

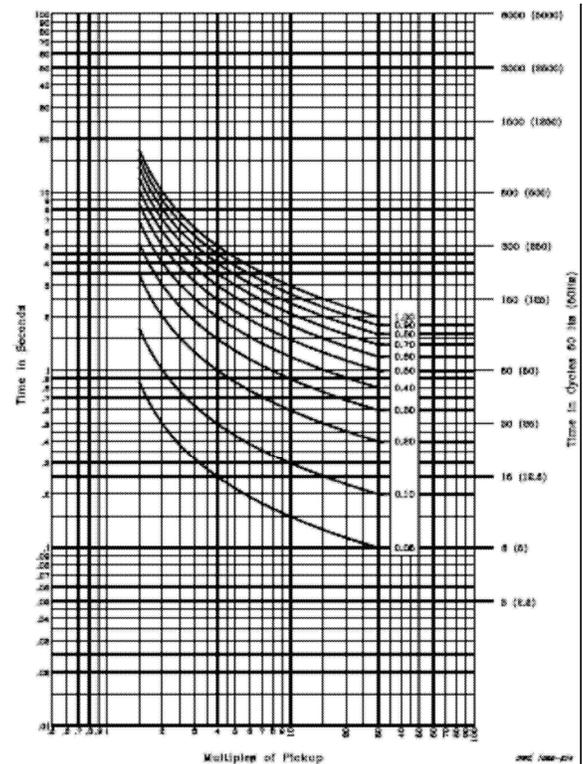


Figura A.16 Curva C1



Curva C2. Clase B (Muy Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{13.5}{M - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

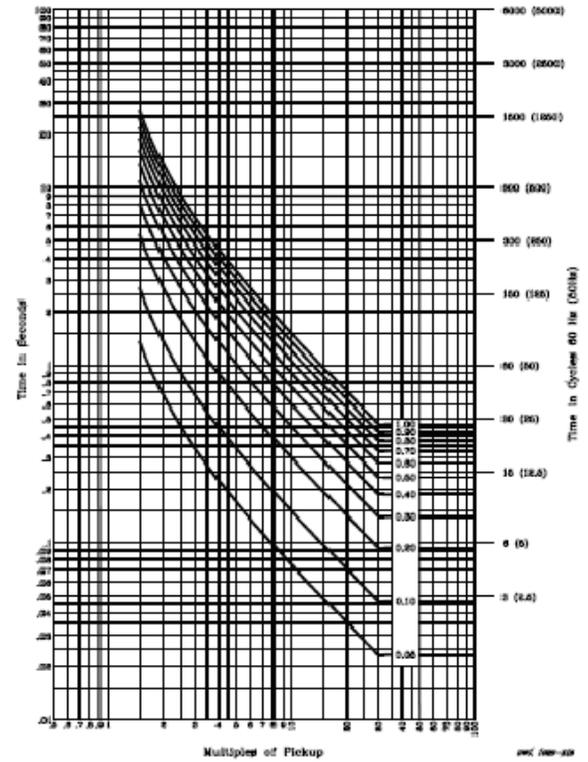


Figura A.17 Curva C2

Curva C3. Clase C (Extremadamente Inversa)

$$t_p = TD \left[\frac{80}{M^2 - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{80}{1 - M^2} \right]$$

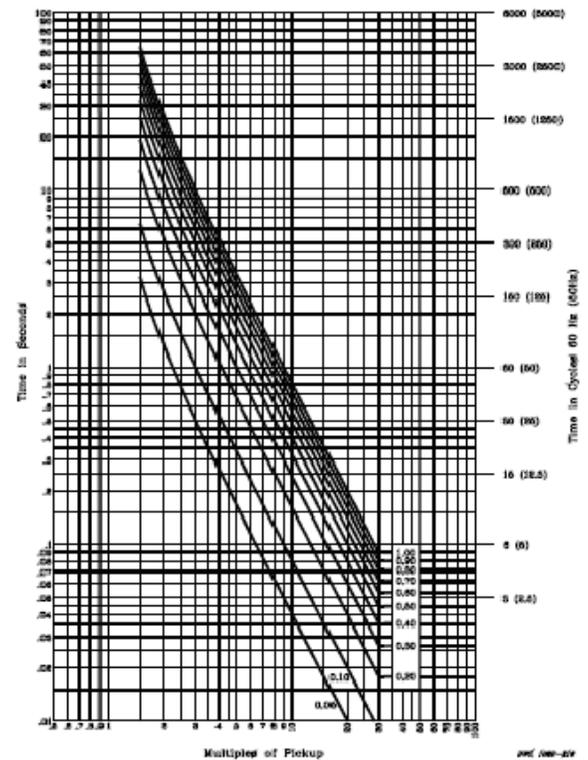


Figura A.18 Curva C3



Curva C4. Inversa de Tiempo Largo

$$t_p = TD \left[\frac{120}{M-1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{120}{1-M} \right]$$

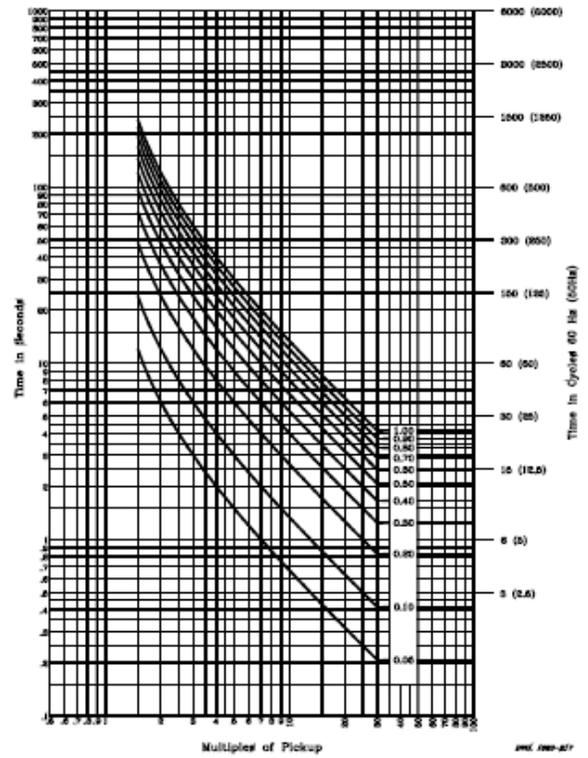


Figura A.19 Curva C4

Curva C5. Inversa de Tiempo Corto

$$t_p = TD \left[\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right]$$

$$t_r = TD \left[\frac{4.85}{1-M^2} \right]$$

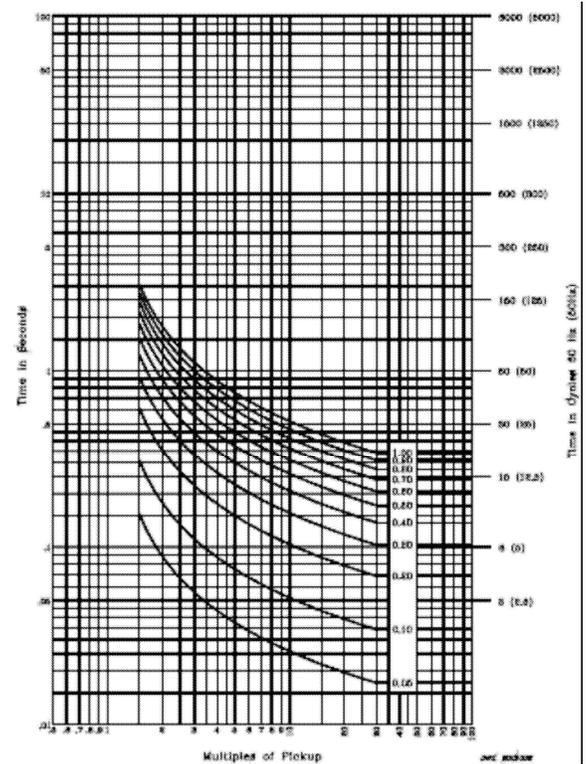


Figura A.20 Curva C5



RESUMEN DE COMANDOS DE LOS RELEVADORES SEL- 351 Y SEL-387



RESUMEN DE COMANDOS DE LOS RELEVADORES SEL-351 Y SEL-387

<i>B.1 Resumen de comandos del relé SEL-351</i>	<i>203</i>
B.1.1 Nivel de acceso 0	203
B.1.2 Nivel de acceso 1	203
B.1.3 Nivel de acceso B	204
B.1.4 Nivel de acceso 2	205
<i>B.2 Resumen de comandos del relé SEL-387</i>	<i>205</i>
B.2.1 Nivel de acceso 0	205
B.2.2 Nivel de acceso 1	206
B.2.3 Nivel de acceso B	207
B.2.4 Nivel de acceso 2	209



B.1 Resumen de comandos del relé SEL-351

B.1.1 Nivel de acceso 0

ACC	Acceso al Nivel 1. Si el puente interior de password de la tarjeta principal no está instalado, el relé solicita la password de acceso al Nivel 1, antes de autorizar el ingreso a dicho Nivel.
QUI	Retorno al nivel de acceso 0.

B.1.2 Nivel de acceso 1

2AC	Acceso al Nivel 2. Si el puente interior de password de la tarjeta principal no está instalado, el relé solicita la password de acceso al Nivel 2, antes de autorizar el ingreso a dicho Nivel.
BAC	Acceso al Nivel Breaker (Nivel de Acceso B). Si el puente interior de password de la tarjeta principal no está instalado, el relé solicita la password de acceso al Nivel B.
BRE	Despliega información del monitor de interruptor (disparos, corriente interrumpida, desgaste).
DAT	Muestra la fecha actual en el relé.
EVE n	Muestra el reporte de evento n con 4 muestras por ciclo (n = 1 hasta el evento de mayor numeración, donde 1 es el reporte más reciente: ver comando HIS). Si n es omitido, (comando EVE) se despliega el reporte más reciente.
EVE n R	Muestra el reporte de evento n en formato “raw” (no filtrado), con resolución de 16 muestras por ciclo.
EVE n A	Muestra el reporte de evento n con la sección análoga solamente.
EVE n D	Muestra el reporte de evento n con la sección digital solamente.
EVE n M	Muestra el reporte de evento n con la sección de comunicaciones análoga.
EVE n Sx	Muestra el reporte de evento n con x muestras por ciclo (x = 4 ó 16).
EVE n L	Muestra el reporte de evento n con 16 muestras por ciclo.
EVE n Ly	Muestra los primeros y ciclos del reporte de eventos n (y = 1 hasta el ajuste global LER).
GRO	Despliega el número del grupo activo.
HIS n	Muestra un breve resumen de los n últimos reportes de evento, donde 1 es la entrada más reciente. Si n no es especificado, (comando HIS), se despliegan todos los resúmenes de evento.
HIS C	Borra todos los reportes de evento de la memoria no volátil.
IRI	Fuerza al reloj interno del relé a intentar sincronización con entrada codificada de tiempo IRIG-B.
MET k	Despliega información de medida instantánea. Ingrese k para repetir la acción k veces.
MET X k	Despliega la misma información que el comando MET, con tensiones fase-fase y tensiones base. Ingrese k para repetir la acción k veces.



MET D	Despliega información de demanda y demanda máxima. Seleccione MET RD o MET RP para reponer
MET E	Despliega información de medida de energía. Seleccione MET RE para reponer.
MET M	Despliega información de medida de máximos/mínimos. Seleccione MET RM para reponer.
QUI	Quit. Retorna al Nivel de Acceso 0. Termina la conexión SEL Distributed Port Switch Protocol (LMD).
SER	Muestra el Registrador Secuencial de Eventos (SER) completo.
SER n	Muestra las últimas n filas del reporte SER (n = 1–512, donde 1 es la entrada más reciente).
SER m n	Muestra las filas m a n del reporte SER (m = 1–512).
SER d1	Muestra todas las filas del reporte SER registradas en la fecha especificada (ver formato de fecha en comando DAT).
SER d1 d2	Muestra todas las filas del reporte SER registradas entre las fechas d1 y d2, inclusive.
SER C	Borra el reporte SER desde la memoria no volátil.
SHO n	Muestra los ajustes del relé (sobrecorriente, recierre, temporizadores, etc.) del grupo n (n = 1–6, si no es especificado, por defecto es el grupo de ajustes activo).
SHO n L	Muestra los ajustes de las ecuaciones de control SELogic del grupo n (n = 1–6, si no es especificado, por defecto son las ecuaciones de control SELogic del grupo de ajustes activo).
SHO G	Muestra los ajustes globales.
SHO R	Muestra los ajustes SER.
SHO T	Muestra los ajustes de los rótulos de texto.
SHO P p	Muestra los ajustes del puerto serial p, (p = 1, 2, 3 o F; si no es especificado, por defecto es el puerto activo).
SHO	Para todos los comandos SHO, salta al ajuste especificado en “name”.
TAR R	Efectúa la reposición de la señalización de disparo del panel frontal.
TAR n k	Despliega una fila de Relay Word. Si n = 0–45, 49 ó 53 (dependiendo de la versión de firmware), despliega la fila n. Si n es el nombre de un elemento (ejemplo. 50A1) despliega la fila que contiene el elemento n. Ingrese k para repetir la acción k veces (k = 1–32767, si no es especificado, por defecto es 1).
TIM	Muestra o ajusta la hora (reloj de 24 horas). Muestre la hora actual, ingresando TIM. Ajuste la hora, ingresando TIM seguido de la hora deseada (ejemplo: ingresé TIM 22:47:36).

B.1.3 Nivel de acceso B

BRE n	Ingrese BRE W para precargar desgaste de interruptor. Ingrese BRE R para reponer la información del monitor de interruptor.
CLO	Cierra el interruptor (activa el Relay Word bit CC).
GRO n	Cambia el grupo de ajustes activo al grupo n (n = 1–6).
OPE	Abre el interruptor (activa el Relay Word bit OC).



PUL n k	Pulsa el contacto de salida n (donde n es uno de ALARM, OUT101–OUT107, OUT201–OUT212) durante k segundos. Especifique el parámetro n; k = 1–30 segundos; si no es especificado, por defecto es 1.
---------	---

B.1.4 Nivel de acceso 2

CON n	Controla el Relay Word bit RBn (Remote Bit n; n = 1–8). Ejecute CON n y el relé responde: CONTROL RBn. Luego, responda con una de las siguientes opciones: SRB n set Remote Bit n (activa el RBn). CRB n clear Remote Bit n (desactiva el RBn). PRB n pulsa Remote Bit n [activa el RBn por 1/4 ciclo]. COP m n Copia los ajustes de relé y lógicos desde el grupo m al grupo n (m y n son números 1–6).
PAS	Muestra las password existentes de acceso a Nivel 1, Nivel B y Nivel 2. PAS 1 xxxxxx Cambia la password de Acceso al Nivel 1 a xxxxxx. PAS B xxxxxx Cambia la password de Acceso al Nivel B a xxxxxx. PAS 2 xxxxxx Cambia la password de Acceso al Nivel 2 a xxxxxx. Ingresando DISABLE como password, se deshabilita el requerimiento de password para el nivel de acceso especificado.
SET n	Cambia ajustes del relé (sobrecorriente, recierre, temporizadores, etc.) del grupo n (n = 1–6, si no es especificado, por defecto es el grupo activo).
SET n L	Cambia ajustes de ecuaciones de control SELOGIC del n (n = 1–6, si no es especificado, por defecto son las ecuaciones de control SELOGIC del grupo de ajustes activo).
SET G	Cambia ajustes globales.
SET R	Cambia los ajustes SER y del Registrador LDP1.
SET T	Cambia los ajustes de rótulos de texto.
SET P p	Cambia ajustes del puerto serial p (p = F, 1, 2 ó 3; si no es especificado, por defecto es el puerto activo).
SET ... name	Para todos los comandos SET, salta al ajuste especificado en “name”.
SET ... TERSE	Para todos los comandos SET, TERSE deshabilita el comando automático SHO posterior a la entrada de ajustes.
STA C	Efectúa reposición de las advertencias / fallas de autocomprobación y reinicia el relé.
VER	Muestra la configuración del relé y su versión de firmware.

B.2 Resumen de comandos del relé SEL-387

B.2.1 Nivel de acceso 0

ACC	Ingreso al nivel de acceso 1.
QUI	Retorno al nivel de acceso 0.

**B.2.2 Nivel de acceso 1**

2AC	Ingreso al nivel de acceso 2.
BAC	Ingreso al nivel de acceso B.
BRE	Muestra contadores y corrientes de disparo e información de desgaste de hasta 4 interruptores.
CEV n	Muestra repote comprimido de evento de enrollado n, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Agregue para el reporte comprimido: DIF, de elementos diferenciales, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. R, raw, con información de enrollados, a $\frac{1}{16}$ de ciclo. Añada Sm, para $\frac{1}{m}$ ciclo.
DAT	Muestra la fecha actual en el relé.
DAT m/d/y	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = MDY.
DAT y/m/d	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = YMD.
EVE n	Muestra el reporte del evento estándar número n, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Agregue S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE D n	Muestra información digital del reporte de evento número n, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Agregue S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF1 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial1, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF2 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial2, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF3 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial3, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE R n	Muestra información analógica no filtrada del reporte de evento n, a $\frac{1}{16}$ de ciclo. Añada Sm, para $\frac{1}{m}$ ciclo.
EVE T	Muestra el resumen de evento.
GRO	Despliega el número del grupo de ajustes activo.
HIS n	Muestra un breve resumen de los últimos n reportes de evento.
HIS C	Borra el breve resumen y los correspondientes reportes de evento estándar.
INI	Reporta el número y tipo de tarjetas de entrada/salida.
IRI	Fuerza un intento de sincronización del reloj interno del relé con la entrada de código de tiempo IRIG-B.
MET k	Despliega la información de medida, en amperes primarios, k veces en la pantalla,
MET D k	Despliega la información de demanda, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET DIF k	Despliega información de medida diferencial, en múltiplos de TAP, k veces en la pantalla.
MET H	Genera reporte de espectro armónico de todas las corrientes de entrada, en amperes secundarios.
MET P k	Despliega información de demanda máxima, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET RD n	Reposición de valores de medida de demanda (n = 1, 2, 3, 4 A)
MET RP n	Reposición de valores de medida de demanda máxima (n = 1, 2, 3, 4 A)



MET SEC k	Despliega información de medida (magnitud y fase), en amperes secundarios, k veces en la pantalla.
QUI	Regresa al nivel de acceso 0.
SER n	Muestra las últimas n filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER).
SER m n	Muestra las filas de reporte m a n del registrador secuencial de eventos (SER).
SER d1	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) de fecha d1.
SER d1 d2	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) entre fechas d1 y d2.
SER C	Borra reportes de evento del registrador secuencial de eventos (SER) desde la memoria.
SHO n	Muestra ajustes del grupo n o del grupo activo.
SHO G	Muestra ajustes globales del relé.
SHO P	Muestra ajustes e identificación del puerto serial activo.
SHO P n	Muestra ajustes del puerto serial n (n=1,2,3,4).
SHO R	Muestra ajustes del registrador secuencial de eventos (SER).
STA	Muestra el estado de autocomprobación del relé.
STA C	Borra el reporte de estado desde la memoria y reinicializa el relé.
TAR R	Retorna LEDs del panel frontal a su operación regular y repone la señalización de disparo del panel frontal.
TAR n k	Muestra el estado de la fila n de Relay Word Bits (n = 0 a 41), k veces en la pantalla.

B.2.3 Nivel de acceso B

ACC	Ingreso al nivel de acceso 1.
2AC	Ingreso al nivel de acceso 2.
BRE	Muestra contadores y corrientes de disparo e información de desgaste de hasta 4 interruptores.
BRE R n	Restablece contadores y corrientes de disparo e información de desgaste del interruptor n (n =1,2,3,4,A).
BRE W n	Preajusta el porcentaje de desgaste de contacto de cada polo del interruptor n (n = 1, 2, 3 ó 4).
CEV n	Muestra repote comprimido de evento de enrollado n, a ¼ de ciclo. Agregue para el reporte comprimido: DIF, de elementos diferenciales, a ¼ de ciclo. R, raw, con información de enrollados, a 1/16 de ciclo. Añada Sm, para 1/m ciclo.
CLO n	Activa el Relay Word Bit CCn, para cerrar interruptor n, si CCn esta asignado a un contacto de salida.
DAT	Muestra la fecha actual en el relé.
DAT m/d/y	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = MDY.
DAT y/m/d	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = YMD.



EVE n	Muestra el reporte del evento estándar número n, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Agregue S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE D n	Muestra información digital del reporte de evento número n, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Agregue S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF1 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial1, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF2 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial2, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF3 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial3, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE R n	Muestra información análoga no filtrada del reporte de evento n, a $\frac{1}{16}$ de ciclo. Añada Sm, para $\frac{1}{m}$ ciclo.
EVE T	Muestra el resumen de evento.
GRO	Despliega el número del grupo de ajustes activo.
GRO n	Cambia a los ajustes del grupo n.
HIS n	Muestra un breve resumen de los últimos n reportes de evento.
HIS C	Borra el breve resumen y los correspondientes reportes de evento estándar.
ID	Despliega variada información de identificación y configuración del relé.
INI	Reporta el número y tipo de tarjetas de entrada/salida.
IRI	Fuerza un intento de sincronización del reloj interno del relé con la entrada de código de tiempo IRIG-B.
MET k	Despliega la información de medida, en amperes primarios, k veces en la pantalla,
MET D k	Despliega la información de demanda, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET DIF k	Despliega información de medida diferencial, en múltiplos de TAP, k veces en la pantalla.
MET H	Genera reporte de espectro armónico de todas las corrientes de entrada, en amperes secundarios.
MET P k	Despliega información de demanda máxima, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET RD n	Reposición de valores de medida de demanda (n = 1, 2, 3, 4 A)
MET RP n	Reposición de valores de medida de demanda máxima (n = 1, 2, 3, 4 A)
MET SEC k	Despliega información de medida (magnitud y fase), en amperes secundarios, k veces en la pantalla.
OPE n	Activa el Relay Word BIT OCn, para abrir interruptor n, sí OCn esta asignado a un contacto de salida.
PUL y k	Pulsa el contacto de salida y (y = OUT101,..., OUT107 y ALARM), por k segundos (k = 1 a 30 s), si k no se especifica el pulso es de 1 s.
QUI	Retorna al nivel de acceso 0.
SER n	Muestra las últimas n filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER).
SER m n	Muestra las filas de reporte m a n del registrador secuencial de eventos (SER).



SER d1	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) de fecha d1.
SER d1 d2	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) entre fechas d1 y d2.
SER C	Borra reportes de evento del registrador secuencial de eventos (SER) desde la memoria.
SHO n	Muestra ajustes del grupo n o del grupo activo.
SHO G	Muestra ajustes globales del relé.
SHO P	Muestra ajustes e identificación del puerto serial activo.
SHO P n	Muestra ajustes del puerto serial n (n=1,2,3,4).
SHO R	Muestra ajustes del registrador secuencial de eventos (SER).
STA	Muestra el estado de autocomprobación del relé.
TAR R	Retorna LEDs del panel frontal a su operación regular y repone la señalización de disparo del panel frontal.
TAR n k	Muestra el estado de la fila n de Relay Word Bits (n = 0 a 41), k veces en la pantalla.

B.2.4 Nivel de acceso 2

ACC	Ingreso al nivel de acceso 1.
BAC	Ingreso al nivel de acceso B.
BRE	Muestra contadores y corrientes de disparo e información de desgaste de hasta 4 interruptores.
BRE R n	Restablece contadores y corrientes de disparo e información de desgaste del interruptor n (n = 1,2,3,4,A).
BRE W n	Preajusta el porcentaje de desgaste de contacto de cada polo del interruptor n (n = 1, 2, 3 ó 4).
CEV n	Muestra repote comprimido de evento de enrollado n, a ¼ de ciclo. Agregue para el reporte comprimido: DIF, de elementos diferenciales, a ¼ de ciclo. R, raw, con información de enrollados, a 1/16 de ciclo. Añada Sm, para 1/m ciclo.
CLO n	Activa el Relay Word bit CCn, para cerrar interruptor n, si CCn esta asignado a un contacto de salida.
CON n	Controla el Relay Word bit RBn (Remote Bit n; n = 1 a 16).
COPY m n	Copia ajustes y lógicas desde el grupo de ajustes m al grupo de ajustes n.
DAT	Muestra la fecha actual en el relé.
DAT m/d/y	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = MDY.
DAT y/m/d	Ingresa fecha en esta forma, si DATE_F = YMD.
EVE n	Muestra el reporte del evento estándar número n, a ¼ de ciclo. Agregue S8, para 1/8 de ciclo.
EVE D n	Muestra información digital del reporte de evento número n, a ¼ de ciclo. Agregue S8, para 1/8 de ciclo.
EVE DIF1 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial1, a ¼ de ciclo. Añada S8, para 1/8 de ciclo.



EVE DIF2 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial2, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE DIF3 n	Muestra reporte de evento número n del elemento diferencial3, a $\frac{1}{4}$ de ciclo. Añada S8, para $\frac{1}{8}$ de ciclo.
EVE R n	Muestra información analógica no filtrada del reporte de evento n, a $\frac{1}{16}$ de ciclo. Añada Sm, para $\frac{1}{m}$ ciclo.
EVE T	Muestra el resumen de evento.
GRO	Despliega el número del grupo de ajustes activo.
GRO n	Cambia a los ajustes del grupo n.
HIS n	Muestra un breve resumen de los últimos n reportes de evento.
HIS C	Borra el breve resumen y los correspondientes reportes de evento estándar.
ID	Despliega variada información de identificación y configuración del relé.
INI	Reporta el número y tipo de tarjetas de entrada/salida.
IRI	Fuerza un intento de sincronización del reloj interno del relé con la entrada de código de tiempo IRIG-B.
MET k	Despliega la información de medida, en amperes primarios, k veces en la pantalla,
MET D k	Despliega la información de demanda, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET DIF k	Despliega información de medida diferencial, en múltiplos de TAP, k veces en la pantalla.
MET H	Genera reporte de espectro armónico de todas las corrientes de entrada, en amperes secundarios.
MET P k	Despliega información de demanda máxima, en amperes primarios, k veces en la pantalla.
MET RD n	Reposición de valores de medida de demanda (n = 1, 2, 3, 4 A)
MET RP n	Reposición de valores de medida de demanda máxima (n = 1, 2, 3, 4 A)
MET SEC k	Despliega información de medida (magnitud y fase), en amperes secundarios, k veces en la pantalla.
OPE n	Activa el Relay Word Bit OCn, para abrir interruptor n, si OCn esta asignado a un contacto de salida.
PAS	Muestra los passwords existentes de nivel de acceso 1, B y 2.
PAS 1 xxxxxx	Cambia el password del nivel de acceso 1 a xxxxxx.
PAS B xxxxxx	Cambia el password del nivel de acceso B a xxxxxx.
PAS 2 xxxxxx	Cambia el password del nivel de acceso 2 a xxxxxx.
PUL y k	Pulsa el contacto de salida y (y = OUT101, ..., OUT107 y ALARM), por k segundos (k = 1 a 30 s), si k no se especifica el pulso es de 1 s.
QUI	Retorna al nivel de acceso 0.
RES	Reposición de todos los elementos de sobrecorriente de tiempo inverso de los 4 enrollados.
SER n	Muestra las últimas n filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER).
SER m n	Muestra las filas de reporte m a n del registrador secuencial de eventos (SER).



SER d1	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) de fecha d1.
SER d1 d2	Muestra filas de reporte del registrador secuencial de eventos (SER) entre fechas d1 y d2.
SER C	Borra reportes de evento del registrador secuencial de eventos (SER) desde la memoria.
SET n	Cambia los ajustes del relé, n es el nombre del ajuste a partir del cual se empiezan a editar los ajustes, si n no se ingresa, se comienza en la primera línea.
SET G	Cambia ajustes globales.
SET P n	Cambia ajustes de puerto.
SET R	Cambia ajustes del registrador secuencial de eventos (SER).
SHO n	Muestra ajustes del grupo n o del grupo activo.
SHO G	Muestra ajustes globales del relé.
SHO P	Muestra ajustes e identificación del puerto serial activo.
SHO P n	Muestra ajustes del puerto serial n (n=1,2,3,4).
SHO R	Muestra ajustes del registrador secuencial de eventos (SER).
STA	Muestra el estado de autocomprobación del relé.
TAR R	Retorna LEDs del panel frontal a su operación regular y repone la señalización de disparo del panel frontal.
TAR n k	Muestra el estado de la fila n de Relay Word Bits (n = 0 a 41), k veces en la pantalla.



ESQUEMA DE CONEXIÓN



ESQUEMA DE CONEXIÓN

C.1 Esquema de conexión de la fuente SEL-AMS con un relevador SEL 214

C.2 Esquema de conexión de la fuente SEL-AMS con dos relevadores SEL 214

C.1 Esquema de conexión de la fuente SEL-AMS con un relevador SEL

Si se desea efectuar una operación real de estos equipos la forma de realizar las conexiones entre el relevador y la fuente se muestra en el diagrama de la figura C.1.

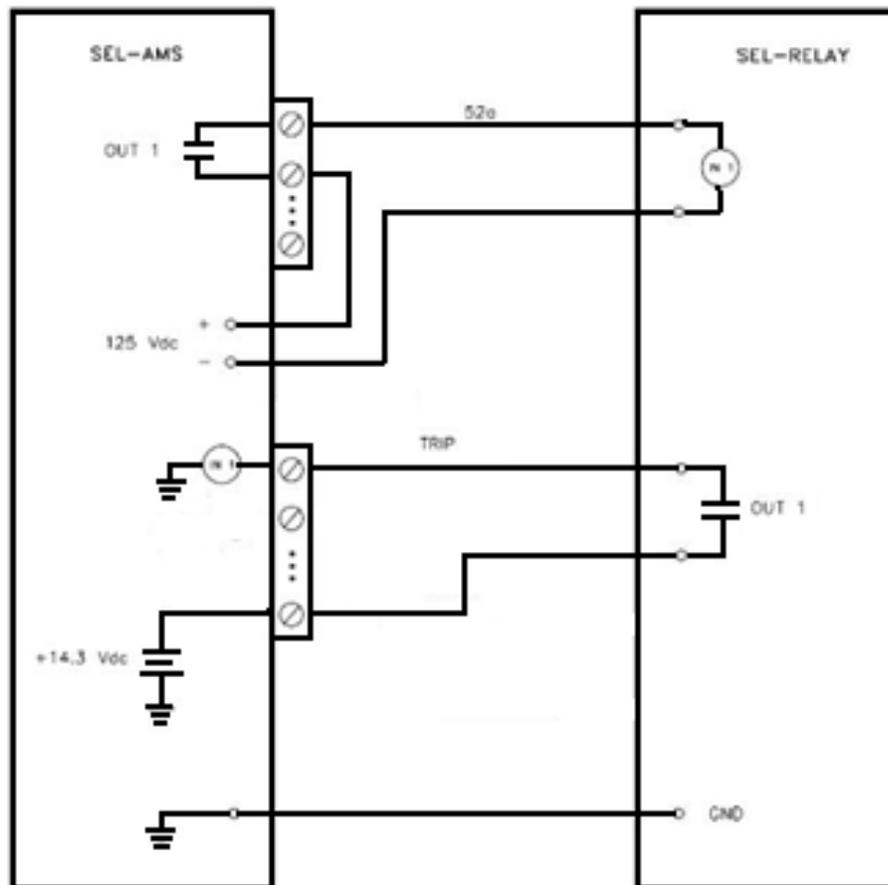


Figura C.1 Conexión entre Fuente y Relé

C.2 Esquema de conexión de la fuente SEL-AMS con dos relevadores SEL

Para el caso de querer emplear dos relevadores y la fuente al efectuar la operación real de los mismos, la forma correcta en que se deben realizar las conexiones entre éstos se muestra en el diagrama de la figura C.2.

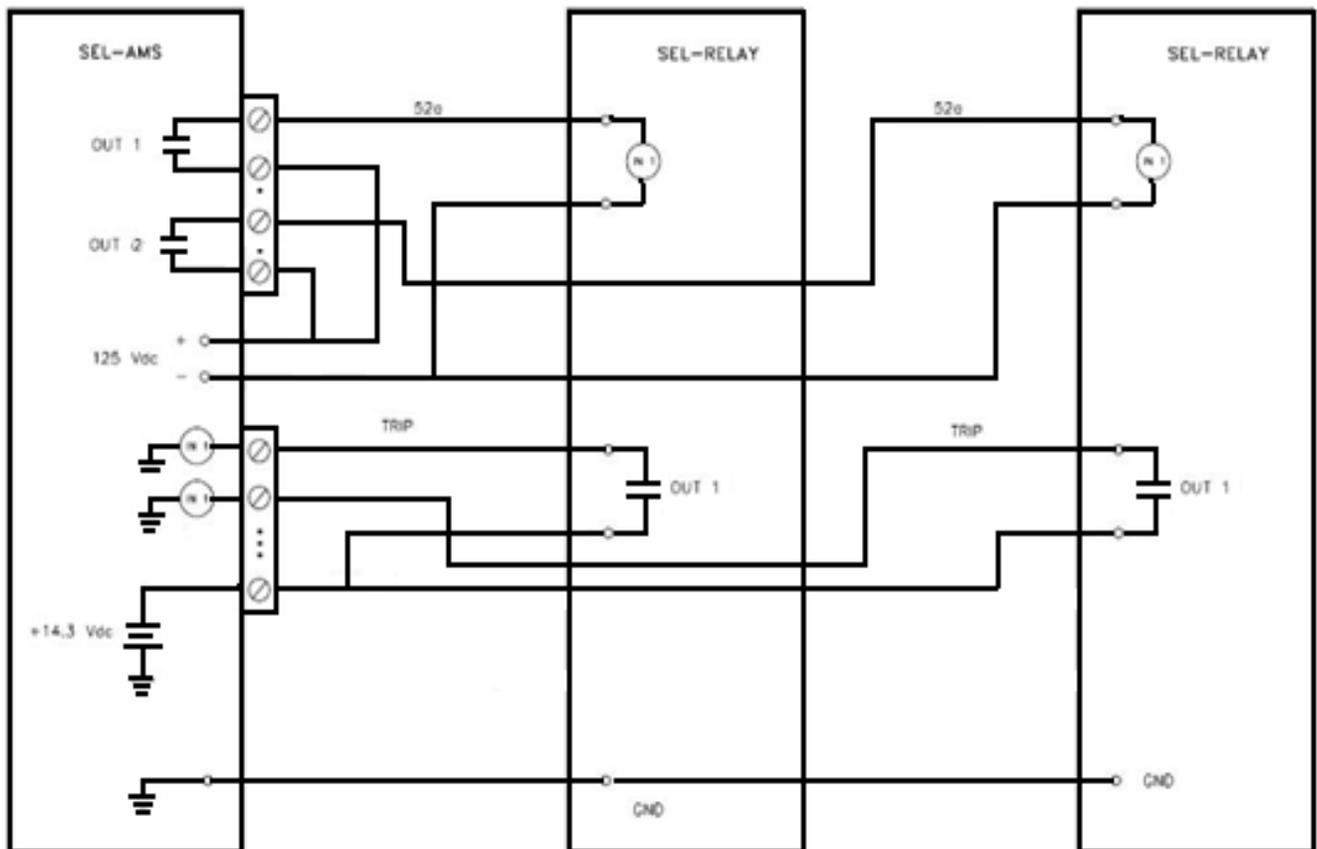


Figura C.2 Conexión entre Fuente y Dos Relevadores



BIBLIOGRAFÍA

Raúll Martín, José. *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª ed., 2000, 545 p.

Viqueira Landa, Jacinto. *Redes Eléctricas I*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004, 490 p.

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. Impreso en USA. 643 p.

Manual de Instrucción SEL-387-0, -5, -6, -SPN. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 2004. Impreso en USA. 617 p.

Instruction Manual SEL-121F-0, -1, -8, -IM. Schweitzer Engineering Laboratories, INC. 1992. Impreso en USA. 256 p.

Protective Relaying Application Guide. ALSTOM, USA, 475 p.

IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. Buff Book, IEEE Color Books Series, IEEE Press.

REFERENCIAS

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/deeindex.htm>

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/ie-temas/ie-03/ie-03dis.htm>

<http://www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/munoz.pdf>