



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN
CON RELEVADORES DIGITALES

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO
P R E S E N T A :
SIDNEY CASTILLEJOS MATUS



DIRECTOR DE TESIS: ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F.

2000

286295



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*Las decisiones que tomamos dictan
la vida que llevamos*



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA ELECTRICA

OFICIO FING/DIE/615/2000

ASUNTO: Solicitud de Jurado para
Examen Profesional.

M.C. GERARDO JOSE FERRANDO BRAVO
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA DE LA U.N.A.M.
P r e s e n t e .

A través de la Coordinación de Seminarios, el señor SIDNEY CASTILLEJOS MATUS con número de cuenta 9236751-9 de la carrera Ingeniero Eléctrico-Electrónico, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para efectuar su examen profesional, le solicita atentamente autorizarle, tanto la fecha:

28 de noviembre de 2000 a las 18:00 horas,

así como el siguiente jurado:

PRESIDENTE:	ING. ARTURO MORALES COLLANTES
VOCAL:	ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
SECRETARIO:	ING. DAVID VAZQUEZ ORTIZ
1ER. SPTE.:	ING. JUAN MANUEL HERNANDEZ OSNAYA
2DO. SPTE.:	ING. CESAR MAXIMILIANO LOPEZ-PORTILLO ALCERRECA

Para cualquier aclaración o duda al respecto, favor de comunicarse a la Coordinación de Seminarios y Servicio Social con el Ing. José Arturo Origel Coutiño, número telefónico 5622-3111.

A t e n t a m e n t e .

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 17 de noviembre de 2000

EL JEFE DE LA DIVISION

DR. SALVADOR LANDEROS AYALA

FIRMA DEL ALUMNO

EP-4

SLA*JAOC*1fc.

A la Universidad Nacional Autónoma de México,

En donde tuve la oportunidad de formar parte de la comunidad universitaria en dos de sus grandes escuelas: la Escuela Nacional Preparatoria plantel 9 "Pedro de Alba" en donde adquirí las bases para ingresar a la Facultad de Ingeniería de la cual me siento orgulloso ser egresado y cuya trayectoria en la formación de profesionales de la ingeniería data desde 1792, consolidándose en la actualidad como una institución líder en la formación de ingenieros capaces de afrontar los retos del presente y futuro.

A mis padres, Livia y Alfredo

Por su apoyo económico y moral brindado toda mi vida, principalmente durante mi estancia en la Universidad Nacional Autónoma de México y para lograr la consolidación de presente trabajo, el cual se los dedico tanto a ellos como a mis hermanas Rina, Ibett y Daniela.

A mis tíos, Sonia y Abel

Quienes me brindaron su apoyo desde el comienzo hasta el final de mi formación profesional.

Ami tío Victor,

Por su apoyo y orientación que me brindó durante todo este tiempo.

A "tío" Frank,

Por su amistad incondicional y el apoyo brindado para la terminación de esta tesis.

A todos mis amigos, con quienes he compartido parte de mi vida.

A mis profesores y maestros, especialmente a los de la Facultad de Ingeniería, quienes me transmitieron sus conocimientos y experiencias en los salones y laboratorios de la Facultad.

Al Ing. Francisco Cuevas Arteaga por su asesoramiento en la realización de este trabajo de tesis.

Al Ing. Elíseo Alcázar Ramírez, Jefe de Oficina de Protecciones de la Zona Tehuantepec, División de Distribución Sureste, por su apoyo durante mi estancia en la Comisión Federal de Electricidad.

Gracias a todos ellos.

*Gooooooya, Gooooooya, cachun cachun ra ra,
cachun cachun ra ra, Gooooooya, Universidad.*

El orgullo de ser Ingeniero Puma.


Sidney Castillejos Matus

Introducción	1
I. Generalidades	3
1.1. Descripción de los sistemas de distribución	4
1.1.1. Conceptos básicos	4
1.1.2. Definición de los elementos de los sistemas de distribución	4
1.1.3. Voltajes nominales en los sistemas de distribución	5
1.1.4. Arreglos para el sistema de distribución	6
1.2. Fallas	6
1.2.1. Naturaleza	6
1.2.2. Tipos, causas y consecuencias	7
1.3. Filosofía de la protección de sistemas eléctricos de potencia	10
1.3.1. Protección por relevadores	10
1.3.2. Zonas de protección	11
1.3.3. Características de la protección	12
1.3.4. Equipo asociado a los relevadores de protección	13
1.4. Protección de transformadores de potencia	14
1.4.1. Esquemas de protección para transformadores de potencia mayores de 10 MVA ..	14
1.4.2. Esquemas de protección para transformadores de potencia menores de 10 MVA ..	15
1.4.3. Protección primaria contra sobrevoltajes	16
1.4.4. Protección del sistema de enfriamiento del transformador	17
1.4.5. Protección de Buchholz	17
1.4.6. Protección de sobrecarga	18
1.4.7. Protección diferencial	18
1.4.8. Protección diferencial de neutro	19
1.4.9. Protección de sobrecorriente	19
1.4.10. Protección de sobreexcitación	20
1.5. Protección de alimentadores de distribución	21
1.5.1. Esquemas de protección para alimentadores de distribución	21
1.5.2. Protección de sobrecorriente	22
1.5.3. Protección de sobrecorriente direccional	23
1.6. Relevadores de protección estáticos y digitales	24
1.6.1. Relevadores estáticos	24
1.6.2. Relevadores digitales	24
II. Selección de los esquemas de protección	27
2.1. Descripción de la Subestación Eléctrica Espinal Uno	28
2.1.1. Datos de la subestación	28
2.1.2. Diagrama unifilar	28
2.1.3. Características de la carga	28
2.2. Selección del esquema de protección para el transformador de potencia	30
2.2.1. Descripción	30
2.2.2. Protección primaria y de respaldo	30
2.3. Selección del esquema de protección para los alimentadores de distribución	31
2.3.1. Descripción	31
2.3.2. Protección primaria y de respaldo	31
2.4. Relevador SEL-387	33
2.4.1. Introducción	33
2.4.2. Descripción general	33

2.4.3.	Especificaciones generales	34
2.4.4.	Especificación de funciones de corriente diferencial	36
2.4.5.	Especificación de funciones de sobrecorriente	39
2.4.6.	Ajuste de los elementos diferenciales	42
2.4.7.	Ajuste de los elementos de sobrecorriente	45
2.4.8.	Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	47
2.4.9.	Comunicaciones	49
2.5.	Relevador de distribución SEL-251	54
2.5.1.	Introducción	54
2.5.2.	Descripción general	55
2.5.3.	Especificaciones generales	57
2.5.4.	Especificaciones de funciones	59
2.5.5.	Elementos del relevador para disparos u otros propósitos	62
2.5.6.	Ecuaciones de las curvas de los elementos de tiempo de sobrecorriente	63
2.5.7.	Comunicaciones	64
III.	Coordinación de protecciones	68
3.1.	Variables a considerar	69
3.1.1.	Análisis de cortocircuito en la S. E. Espinal Uno	69
3.1.2.	Curva de daño del transformador de potencia (ESP-T1)	75
3.2.	Cálculo y ajustes de la protección diferencial del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno	78
3.2.1.	Cálculo y ajustes previos	78
3.2.2.	Compensación de fase	82
3.2.3.	Compensación de magnitudes	85
3.2.4.	Ajuste de los elementos diferenciales	86
3.2.5.	Ajuste de los elementos diferenciales de bloqueo por armónicas	89
3.2.6.	Resumen de ajustes de los elementos diferenciales del relevador SEL-387	90
3.3.	Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-251 de los alimentadores de distribución de la Subestación Eléctrica Espinal Uno	91
3.3.1.	Características del alimentador ESP 4010	91
3.3.2.	Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) del alimentador ESP 4010 ..	93
3.3.3.	Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) del alimentador ESP 4010	96
3.3.4.	Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50F) y de neutro (50N) del alimentador ESP 4010	99
3.3.5.	Ajustes y programación relacionados con la función de recierre, el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador	101
3.3.6.	Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-251	103
3.4.	Cálculo y ajustes de la protección de sobrecorriente del SEL-387 del banco T1 (ESP-T1) de la Subestación Eléctrica Espinal Uno	105
3.4.1.	Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)	105
3.4.2.	Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro del transformador (51NT) en el lado de 13.8 kV (ESP 42010)	109
3.4.3.	Protección de sobrecorriente de tiempo de fase (51F) en el lado de 115 kV (ESP 72010)	112

3.4.4.	Protección de sobrecorriente instantáneo de fase (50F) en el lado de 115 kV (ESP 72010)	116
3.4.5.	Protección de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) en el lado de 115 kV (ESP 72010)	117
3.4.6.	Ajustes y programación relacionados con el control de interruptores, medición, reporte de eventos y funcionamiento del relevador	120
3.4.7.	Resumen de ajustes y programación de los elementos de sobrecorriente del relevador SEL-387	122
3.5.	Curvas y gráficas de coordinación	123
3.5.1.	Curva de daño del transformador de banco ESP T1	124
3.5.2.	Curva de la protección diferencial del banco ESP T1	125
3.5.3.	Coordinación de fase del banco ESP T1	126
3.5.4.	Coordinación de neutro del banco ESP T1	127
3.5.5.	Coordinación de fase del banco ESP T1 y del circuito ESP 4010	128
3.5.6.	Coordinación de neutro del banco ESP T1 y del circuito ESP 4010	129
IV.	Puesta en servicio	130
4.1.	Equipo de alta tensión	131
4.1.1.	Interruptores	131
4.1.2.	Transformadores de corriente	133
4.1.3.	Transformadores de potencial	135
4.2.	Equipo de protección, control y medición	137
4.2.1.	Pruebas a los tableros de protección, control y medición	137
4.2.2.	Pruebas al cable de control	137
4.2.3.	Pruebas a los equipos de control y alarmas	137
4.2.4.	Pruebas al equipo de protecciones	138
V.	Conclusiones	140
	Anexos	142
	Bibliografía	156

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución, son el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas.

Un sistema de distribución esta conformado por diversos tipos de instalaciones, desde las líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, hasta las líneas y redes de distribución primarias y secundarias. Cada una de estas instalaciones dispone a su vez de diferentes equipos o dispositivos, cuyas funciones son muy amplias.

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un sistema de protección se establece bajo la premisa de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos o externos al sistema y su objetivo no es evitar tales fenómenos, sino minimizar sus efectos sobre el sistema.

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema de distribución.

El objetivo del presente trabajo de tesis es mostrar la selección adecuada de los esquemas de protección y la correcta coordinación de protecciones de una Subestación Eléctrica (S. E.) de Distribución de 115/13.8 KV, mediante el uso de relevadores de protección digitales.

En el capítulo I se hace un esbozo de los conceptos básicos requeridos para un estudio de protecciones de sistemas eléctricos.

El capítulo II está dedicado a la selección de los esquemas de protección para la S. E. y a la descripción de los relevadores digitales que se utilizarán para realizar la protección de la instalación eléctrica en estudio.

En el capítulo III se desarrolla el cálculo de los parámetros y variables necesarios para realizar la protección, así como el ajuste y programación de los relevadores digitales.

En el capítulo IV se hace mención de las pruebas que se realizan para la puesta en servicio de los esquemas de protección, así como también de los equipos primarios y auxiliares asociados.

El capítulo V está dedicado a las conclusiones obtenidas del presente trabajo de tesis.

En el presente trabajo se agrega un anexo en el cual se incluyen diagramas unifilares, de protección, de alambrado, etc., del banco de transformación y de los alimentadores de distribución de la S. E. Espinal Uno.

Al final se muestra la bibliografía utilizada durante el desarrollo de esta tesis.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Los sistemas eléctricos de potencia están básicamente integrados por tres grandes grupos:

- a) Sistemas de generación.
- b) Sistemas de transmisión.
- c) Sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son voltaje, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes:

- 1.- Líneas de subtransmisión.
- 2.- Subestaciones de distribución.
- 3.- Circuitos de medio voltaje.
- 4.- Transformadores de distribución.
- 5.- Circuitos de bajo voltaje.
- 6.- Acometidas.

1.1.2. DEFINICIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Líneas de subtransmisión.- Son los circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimentan e interconectan las subestaciones de distribución, los niveles de voltaje utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 y 69 KV.

Subestaciones de distribución.- Es el conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.

Circuitos de medio voltaje.- Son los circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de voltaje utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 KV.

Transformadores de distribución.- Es el equipo eléctrico que reduce el voltaje de los circuitos de voltaje medio al de bajo voltaje.

Circuitos de bajo voltaje.- Son los circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.

Acometidas.- Son los circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

1.1.3. VOLTAJES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los voltajes utilizados en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo a lo indicado en las tablas 1-1 y 1-2 respectivamente, mismas que se muestran a continuación.

TABLA 1-1. - VOLTAJES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CLASIFICACIÓN DE VOLTAJE	COMPONENTE DEL SISTEMA	VOLTAJE NOMINAL KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDO	CONGELADO
BAJO VOLTAJE (MENOR DE 1 KV)	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS DE BAJO VOLTAJE	0.120		
		0.120		
		0.120		
		0.120		
MEDIO VOLTAJE (MAYOR A 1 KV Y MENOR A 35 KV)	CIRCUITOS DE MEDIO VOLTAJE	13.8		2.4
		23		4.4
		34.5		6.9
				11.8
				20
ALTO VOLTAJE (MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV)	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	69	85	
		115	138	

TABLA 1-2. - LÍMITES DE LOS VOLTAJES NOMINALES PREFERENTES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

VOLTAJE NOMINAL (V)	TIPO DE SISTEMA	VOLTAJE DE SERVICIO MÍNIMO (V)	VOLTAJE DE SERVICIO MÁXIMO (V)
ACOMETIDAS Y SERVICIOS SECUNDARIOS			
120/240	1F-3H	108/206	132/264
240/120	3F-4H	216/108	264/132
220/127	3F-4H	198/114	242/140
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN			
13800	3F-3 ó 4H	12420	15180
23000	3F-3 ó 4H	20700	25300
34500	3F-3 ó 4H	31050	37500
SUBTRANSMISIÓN			
69000	3F-3H	62100	72500
115000	3F-3H	103500	123000

1.1.4. ARREGLOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los tipos de arreglos empleados en un sistema de distribución, permiten visualizar la flexibilidad o condición de carga a la que está sometido cada uno de sus elementos, siendo fundamental para la selección adecuada de la operación y ajuste de los dispositivos de protección.

En forma general se establecen sólo los tres tipos fundamentales de dichos arreglos:

Radial.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los elementos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.

Anillo.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por dos trayectorias, este arreglo aumenta en forma considerable la confiabilidad del sistema.

Mallado.- Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por múltiples trayectorias. Es el arreglo más confiable y costoso.

1.2. FALLAS

1.2.1. NATURALEZA

Para entender cómo funcionan las protecciones en un sistema eléctrico de potencia, es necesario definir lo que significa una falla.

Falla: Es una condición anormal que ocasiona una reducción en la resistencia de aislamiento básico, que puede ser entre los conductores de fase, entre conductores de fase y tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. Cabe mencionar, que la reducción de aislamiento no se considera como falla, hasta que produce algún efecto en el sistema; o sea, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia (Z) entre los conductores ya sea entre fases o de fase a tierra, a un valor inferior al de la impedancia de carga mínima normal para el circuito.

En los sistemas de distribución, se presentan principalmente dos tipos de fallas según su naturaleza:

- 1.- Transitorias.
- 2.- Permanentes.

Las fallas transitorias son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Ejemplos: contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por

contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Las fallas permanentes son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren recuperación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable".

1.2.2. TIPOS, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de los tipos y causas de falla se encuentran listados en la siguiente tabla:

TABLA 1-3. - TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS

PRICIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS	
TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	DEFECTOS O ERRORES DE DISEÑO, FABRICACIÓN INADECUADA, INSTALACIÓN INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN
ELÉCTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA, SOBRETENSIONES DINÁMICAS
TÉRMICA	FALLA DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTE, SOBRETENSIÓN, TEMPERATURA AMBIENTE
MECÁNICA	ESFUERZOS POR SOBRECORRIENTE, SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS AJENOS, NIEVE O VIENTO

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla, conocidas como fallas paralelo (shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla siguiente, para sistemas de distribución aéreos con conductor desnudo.

TABLA 1-4. - PROBABILIDAD DE OCURRENCIA PARA DIFERENTES FALLAS

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFASICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFASICA (entre dos fases)	5
TRIFASICA (entre las tres fases)	2

Para poder estudiar los tipos de fallas que existen en las líneas aéreas, es necesario tener una idea de la incidencia de las mismas en los diferentes equipos de un sistema eléctrico de potencia.

Ravindranath (1980)⁽⁹⁾ muestra en la tabla 1-5, la forma en que están distribuidas las fallas en las diversas secciones de un sistema de potencia.

TABLA 1-5. - FRECUENCIA DE LA OCURRENCIA DE UNA FALLA EN LAS DIFERENTES SECCIONES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

EQUIPO	% DEL TOTAL
Líneas de energía	50
Interruptores	15
Transformadores	12
Transformadores de corrientes y potencial	2
Equipo de control	3
Otros	8

Como se puede observar en la tabla 1-5, la incidencia de fallas en líneas de energía aéreas constituye el 50% del total de las fallas. Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, han demostrado que hasta el 95% de las fallas son de naturaleza transitoria.

Las causas típicas de dichas fallas pueden resumirse en:

- a) Conductores que por acción del viento se tocan.
- b) Descargas atmosféricas sobre algún aislador.
- c) Animales que "puentean" alguna superficie conectada a tierra con los conductores o conductores entre sí.
- d) Ramas de árboles, antenas, láminas, etc.

- e) Sobrecargas **momentáneas** que producen formas ondas de corrientes que pueden hacer operar los **dispositivos** de protección.
- f) Contaminación **ambiental**.
- g) Vandalismo.

Las fallas también se **pueden** clasificar en función de su origen y estos son:

1. La interrupción **puede** ocurrir con voltaje normal a causa de:
 - a) El deterioro del **aislamiento**.
 - b) El **daño debido** a hechos impredecibles, como animales sobre las líneas, cortocircuitos, **etc.**
2. La interrupción **puede** ocurrir por voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el **voltaje** normal. Esto sucede por:
 - a) Variaciones **ocasionadas** por la operación de los interruptores.
 - b) Variaciones **causadas** por rayos.

En cuanto a las **consecuencias**, se considera que el fuego es el más grave de una falla mayor no eliminada, ya **que puede** no sólo dañar la parte en que se originó, sino extenderse al sistema y ocasionar su **destrucción** total.

El tipo de falla **más común** y más peligroso es el cortocircuito, el cual puede ocasionar cualesquiera de las **siguientes** fallas:

- 1) Gran **reducción del** voltaje de la línea en una parte importante del sistema. Esto conduce a la **interrupción** del suministro de energía eléctrica a los consumidores y puede ocasionar **pérdidas** en la producción.
- 2) **Daños** a los **elementos** eléctricos del sistema.
- 3) **Daños** a otros **aparatos** del sistema, debido a **sobrecalentamiento** y a esfuerzos **mecánicos**.
- 4) **Perturbaciones** en la **estabilidad** del sistema eléctrico de potencia.
- 5) **Marcada reducción** en el voltaje que puede ocasionar que fallen los relevadores.
- 6) **Considerable reducción** en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al **sistema** que está fallando.

1.3. FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.3.1. PROTECCIÓN POR RELEVADORES

Un sistema eléctrico de potencia debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía, pero como la mayoría de las líneas son aéreas o elevadas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caída de objetos externos, daño a los aisladores, etc., es muy grande. Estos eventos pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino fallas eléctricas como se muestra en el apartado 1.2.2.

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores, detectan condiciones anormales tales como las fallas en los circuitos eléctricos y en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez posible el material defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al sistema. Su función es de prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla, y el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas. Sólo puede actuar después de que éstas se han presentado.

Resumiendo, una protección debe utilizarse para los siguientes fines:

- a) Detectar condiciones anormales en el equipo.
- b) Detectar fallas eléctricas.
- c) Proteger el equipo para disminuir los daños que ocasiona una falla (cortocircuito).

Todas las protecciones tienen dos funciones:

- Función principal: Es aquella en la que debe sacar de operación cualquier elemento de un sistema eléctrico de potencia que sufre un cortocircuito o cuando empieza a operar de una manera anormal, ya que podría causar daño o interferir con la operación del sistema.
- Función secundaria: Es la que se encarga de proporcionar todos los datos necesarios para la localización y el tipo de falla.

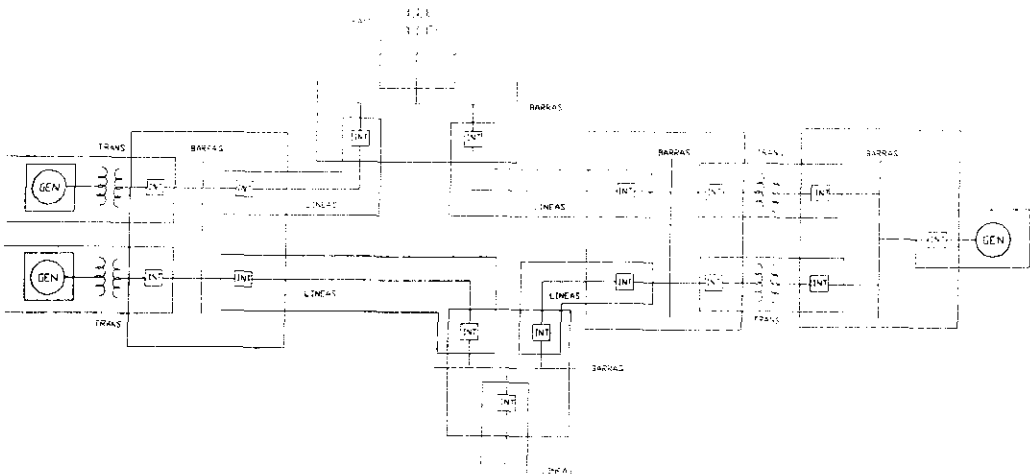
1.3.2. ZONAS DE PROTECCIÓN

Los relevadores tienen como filosofía general en su aplicación, la de dividir al sistema eléctrico de potencia en zonas de protección para protegerlo adecuadamente. Las "zonas de protección" se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, en el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico de potencia en cualquier situación anormal o de falla que se presente. Estas zonas son:

- 1) Generadores o grupos generador-transformador.
- 2) Transformadores.
- 3) Barras.
- 4) Líneas de transmisión y distribución.

Un típico sistema eléctrico de potencia y sus zonas de protección se muestran en la figura 1-1.

FIGURA 1-1. - TRASLAPE DE ZONAS DE PROTECCIÓN



La protección en cada zona está traslapada para evitar la posibilidad de que existan áreas desprotegidas. Por lo cual, es común instrumentar una protección primaria y una de respaldo. La primaria se refiere a que es la primera línea de protección. En la figura 1.1. las zonas indicadas representan las zonas de protección primaria de los diversos elementos del sistema eléctrico de potencia, esta debe desconectar únicamente el elemento dañado al ocurrir la falla dentro de su zona. Es evidente que existen fallas dentro de regiones donde se traslapan las zonas y por ello abrirán más interruptores del mínimo necesario.

En caso de que una falla no sea liberada por la protección primaria, entrará la protección de respaldo que desconecta una mayor parte del sistema. El respaldo puede ser local o remoto. En el local, la falla se aísla en la misma estación donde sucedió la falla o en el equipo asociado a la protección. En el respaldo remoto, se aísla la falla en la estación o estaciones más cercanas a la subestación donde está instalada la protección primaria, y su característica básica es que la cantidad de equipo de potencia desconectado y el tiempo son muy grandes, por lo que sostiene mucho la falla.

1.3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN

Un esquema de protección tiene las siguientes características fundamentales:

- a) Confiabilidad y Seguridad.- La confiabilidad es la característica que permite detectar fallas en las zonas que le corresponden. En cuanto a la seguridad, es aquella que impide operar con fallas fuera de las zonas que le corresponden. Esto se rige de acuerdo con sus “estados de operación” dependiendo de las restricciones que se cumplan. Las restricciones se dividen en:
 - 1) Restricciones de carga.- Es donde la demanda debe suministrarse por el sistema.
 - 2) Restricciones operativas.- Son aquellas que imponen límites máximos y mínimos sobre las variables del sistema como son voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva
- b) Rapidez.- Se refiere a que debe actuar rápidamente para aislar o eliminar una falla. En este rubro se utiliza el término de *instantáneo* para indicar que el esquema está libre de retrasos intencionales y el término de *alta velocidad* lo cual indica que el tiempo de operación es inferior a 50 ms.
- c) Selectividad.- Un sistema de protección es diseñado por zonas, las cuales deben cubrir completamente al sistema eléctrico sin dejar porciones desprotegidas. Cuando una falla ocurre, se requiere que la protección sea capaz de seleccionar y “disparar” únicamente los dispositivos de desconexión adyacentes a la falla. Esta propiedad de acción selectiva es también llamada “discriminación”.
- d) Economía.- Un dispositivo de protección que tiene una zona de influencia perfectamente definida, provee una mejor selectividad pero generalmente su costo es mayor. Los dispositivos de protección de alta velocidad ofrecen una mayor continuidad del servicio al reducir los daños provocados por una falla y los riesgos al personal, por tanto tienen un costo inicial mayor. Se refiere a que debe de ser económica para su utilización, así como para la distribución del servicio. Se debe procurar la máxima protección con el mínimo costo.

1.3.4. EQUIPO ASOCIADO A LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Los relevadores de protección al operar, actúan sobre un interruptor de potencia o sobre un relevador auxiliar y éste sobre el interruptor. Por otra parte, los voltajes y las corrientes de operación son recibidos a través de los transformadores de instrumento. Es decir, no existe una conexión directa entre el dispositivo de protección y el sistema o equipo eléctrico al cual protege.

Así entonces, el principal equipo asociado a un esquema de protección por relevadores es:

- a) Interruptor de potencia
- b) Transformadores de corriente
- c) Transformadores de potencial

INTERRUPTOR DE POTENCIA

Es un dispositivo que cierra o abre circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla.

Se seleccionan en base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de la instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de instalación.

La conexión o desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de corriente directa. Utiliza una fuente de corriente alterna (c.a.) o corriente directa (c.d.) para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte.

Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Son los dispositivos que proporcionan las señales de corriente del sistema eléctrico a los relevadores.

Las corrientes de los circuitos primarios, que son de gran magnitud, se reducen a los valores adecuados para la operación de los relevadores con la ayuda de los transformadores

de corriente (TC's). En consecuencia, los transformadores de corriente, en esencia, aíslan los circuitos secundarios (relevadores) de los circuitos primarios (o de potencia), y proveen en el secundario corrientes que son proporcionales a las del primario. El devanado primario del transformador de corriente (TC) se conecta en serie con la carga y conduce corrientes reales del sistema de potencia (normales y de falla). El secundario se conecta al circuito de medición o al relevador, los cuales, junto con la impedancia del devanado del transformador y la resistencia de las terminales, constituyen la carga del transformador (burden).

El TC trabaja en forma similar a cualquier otro transformador y, por lo tanto la corriente del primario tiene dos componentes, la corriente del secundario que es transformada en razón inversa a la relación de vueltas y la corriente de excitación que magnetiza al núcleo. Esta última corriente no se transforma y es la que ocasiona los errores de transformación. El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo del TC, se observa como un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación (localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación). Este efecto es conocido como saturación, y cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

En el caso de los sistemas de alto voltaje, no es posible conectar las bobinas de voltaje de los dispositivos de protección directamente al sistema; por lo tanto, es necesario disminuir el voltaje y, además, aislar el equipo de protección del circuito primario (de potencia). Esto se logra usando los transformadores de potencial (TP's). La capacidad del transformador de potencial se especifica en función de la carga máxima que entrega, sin rebasar los límites específicos de error. La capacidad de los TP's está generalmente limitada a unos cuantos centenares de volt-amperes y el voltaje en el secundario es, casi siempre, de 110 V entre fases.

1.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.4.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES DE 10 MVA

Los transformadores mayores de 10 MVA, disponen del esquema de protección más completo con dispositivos de detección interna y externa.

Entre los primeros sobresale la protección de BUCHHOLZ que detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador.

En la detección externa destaca la protección diferencial, misma que por su gran velocidad y selectividad despeja fallas tanto del transformador como de aquellos componentes o equipos que se encuentren dentro de la zona diferencial, que se delimita por la ubicación de los transformadores de corriente.

La protección de respaldo esta conformada por relevadores de sobrecorriente, y debe coordinarse con la protección de los alimentadores de distribución. Sus funciones son las de proteger al transformador contra fallas en las barras de bajo voltaje y contra fallas externas en caso de fallar la protección de los alimentadores. Adicionalmente protege al transformador contra condiciones de sobrecarga de cierta magnitud y duración, que pueden provocar sobrecalentamiento en el equipo reduciendo su vida útil.

Para la protección de respaldo de fase es común seleccionar relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso; y para la protección contra fallas de fase a tierra pueden utilizarse relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido.

El relevador de sobrecorriente de tiempo de neutro del transformador (51NT) para detectar fallas a tierra, debe conectarse del TC de neutro del transformador de potencia, ya que esta conexión da una mejor sensibilidad, que la obtenida de la conexión residual de una estrella. La función de este relevador es la de despejar las fallas en la barra de bajo voltaje y respaldar la operación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo de neutro (51N) de los alimentadores.

Al disponerse de un interruptor en alto voltaje, se recomienda que este relevador actúe sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de bajo voltaje del transformador.

Los relevadores que se encuentran instalados en el lado de bajo voltaje deben ser temporizados, por lo que normalmente no disponen o se deshabilita su unidad instantánea (50).

Adicionalmente, el transformador de potencia cuenta con los siguientes dispositivos internos, mismos que pueden cumplir con las funciones de protección, supervisión o alarma dependiendo del requerimiento establecido:

- Indicador y relevador del nivel de líquido o aceite aislante (71Q).
- Válvula y relevador de sobrepresión (63P).
- Indicador y relevador térmico de líquido o aceite aislante (26Q).
- Relevador e indicador térmico de sobrecarga del devanado (49T).

1.4.2. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MENORES DE 10 MVA

Los transformadores menores de 10 MVA, para la detección de fallas internas no cuentan con la protección diferencial y solo disponen de fusibles de potencia en el lado primario para tal función, coordinados con los relevadores de sobrecorriente de fase y tierra para fallas en las barras de baja tensión y respaldo de los alimentadores.

Las subestaciones que emplean este esquema de protección son aquellas en las cuales por la capacidad de sus transformadores no se justifica económicamente, ni técnicamente el empleo de un interruptor en el lado de alto voltaje.

Para la protección externa del transformador se emplean los mismos fusibles de potencia en el lado de alto voltaje y relevadores de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje.

En este arreglo los fusibles de potencia son los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de bajo voltaje.

Para la protección contra fallas de línea a tierra se utilizan relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por su característica menos inversa permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados sobre las líneas de distribución.

Los relevadores de sobrecorriente de fase operan sobre el interruptor de banco de bajo voltaje protegiendo al transformador contra sobrecargas sostenidas y evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y su tiempo de reposición es considerable.

El relevador 51NT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia, como se mencionó en el apartado anterior. La función de este relevador es despejar las fallas en las barras de bajo voltaje y respaldar la operación de los relevadores 51N de los alimentadores. Las fallas en el devanado de bajo voltaje del transformador son despejadas únicamente por los fusibles de potencia.

Los relevadores que se encuentran asociados para operar sobre el interruptor de banco de bajo voltaje deben ser temporizados, por lo que normalmente no disponen o se deshabilita su unidad instantánea (50).

Adicionalmente, el transformador de potencia puede contar con los mismos dispositivos internos señalados en el apartado anterior, aunque con las limitaciones derivadas de la ausencia de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión, por lo que pierden su utilidad, *estos dispositivos pueden aprovecharse si la subestación cuenta con control supervisorio que permita monitorear las señales de alarma por condiciones anormales en el transformador.*

1.4.3. PROTECCIÓN PRIMARIA CONTRA SOBREVOLTAJES

Los transformadores debido a buena calidad de los aislantes y no contener partes en movimiento, pueden ser construidos a precios razonables, con una rigidez dieléctrica equivalente al *aparellaje de alto voltaje. Consecuentemente, la protección contra sobrevoltajes se lleva a cabo con los dispositivos previstos en las instalaciones para la coordinación del aislamiento.*

El aislamiento de los transformadores y del *aparellaje* corresponde a un nivel superior, mientras los *apartarrayos* constituyen un nivel inferior de protección. Se precisa, pues, que cada línea conectada a una instalación esté equipada de *apartarrayos* y si las conexiones interiores de la instalación son largas, hay que prever además *apartarrayos* conectados lo

más cerca posible del transformador. Es usual por razones de economía instalar solamente apartarrayos en el transformador y no en las líneas.

A pesar de la coordinación de aislamiento pueden producirse descargas en el borne neutro de los transformadores que operan en sistemas flotantes a causa de fenómenos conocidos, provocando oscilaciones de voltaje, lo que aconseja instalar un apartarrayo en el punto neutro.

Si el transformador dispone de un conmutador de tomas instalado en el neutro, es asimismo necesario, para asegurar su protección, instalar un apartarrayo en el borne neutro.

1.4.4. PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Para aquellos transformadores que por su potencia precisan de refrigeración forzada, es sabido que, en caso de fallo de las instalaciones auxiliares que aquella precisa, su potencia queda reducida de acuerdo con especificaciones que el constructor facilita.

Para ese caso, aparte de las oportunas alarmas que den cuenta de una situación anómala, deberá disponerse de un automatismo que al cabo de cierto tiempo permitido desconecte el transformador. Similar resultado se puede obtener con un control por termómetro de contacto de la temperatura del aceite.

El enfriamiento de los transformadores de potencia se clasifica en los siguientes grupos:

- Clase OA. Enfriamiento por aire, con circulación natural
- Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín, con circulación natural.
- Clase FA. Enfriamiento por aire, con circulación forzada.
- Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire con circulación forzada.

1.4.5. PROTECCIÓN DE BUCHHOLZ

La protección de Buchholz se emplea en los transformadores de potencia que emplean aceite como medio refrigerante y tienen tanque conservador (depósito de expansión), permite detectar las fallas en el interior del transformador por lo que la protección del transformador se debe complementar con otros elementos que detecten también fallas externas al mismo.

Las fallas más importantes que pueden ser detectadas por un relevador Buchholz son las siguientes:

- Defectos de aislamiento.
- Rotura de conductores.
- Contactos defectuosos.

- Calentamiento del núcleo del transformador.
- Sobrecargas bruscas o corto circuito.
- Variaciones en el nivel de aceite, resultado de una fuga.
- Descomposición química del aceite.

Su funcionamiento está basado en que el arco que se produce en caso de fallas incipientes, descompone térmicamente el aceite aislante del transformador, provocando un desprendimiento de gases que suben a la superficie en forma de burbujas y que hacen operar al relevador de Buchholz, operando una alarma o provocando el disparo.

1.4.6. PROTECCIÓN DE SOBRECARGA

Los transformadores se pueden encontrar sometidos a sobrecargas durante largos períodos de tiempo estando éstas limitadas por el límite de la elevación de temperatura de los devanados y el medio refrigerante que se use. Las sobrecargas excesivas en los transformadores producen deterioros en los aislamientos y fallas subsecuentes por lo que es necesario contar con indicadores de temperatura con alarma de tal forma que indiquen oportunamente cuando los límites permisibles de temperatura se están excediendo.

1.4.7. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La protección diferencial es muy apropiada para detectar fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas, ya que los transformadores de corriente de la misma abarcan dichas partes de la instalación. Conviene recordar que la protección diferencial de un transformador debe disponer de elementos de filtrado que eviten desconexiones intempestivas debidas a la corriente de excitación.

Normalmente, se trata de elementos que responden a los armónicos de segundo y quinto orden. La armónica de segundo orden es característica de la corriente de magnetización; la armónica de quinto orden aparece en caso de sobreexcitación de la máquina. En un buen relevador, a partir de cierto nivel desaparece el frenado por la armónica de quinto orden, ya que una fuerte sobreexcitación tiende a producir un daño.

En la protección diferencial de transformadores se dan varias circunstancias que dificultan su planteamiento, a saber:

- Las corrientes a uno y otro lado del transformador son de distinta magnitud.
- Los transformadores de corriente, al emplear relaciones de transformación distintas, no compensan esa diferencia.
- El grupo de conexión del transformador introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria.
- Si los transformadores de corriente se conectan en estrella no pueden compensar este desfase.
- En la sensibilidad del relevador diferencial debe tenerse en cuenta el efecto producido por la regulación (sí existe).

- Si uno de los arrollamientos puede dar corriente de falla a tierra y el otro no, será preciso filtrar las componentes homopolares en sólo un lado del transformador.

La protección diferencial no se ciñe exclusivamente al transformador, sino que cubre la zona comprendida entre los transformadores de corriente. Por lo tanto, quedan protegidos todos los equipos que forman parte del bloque de transformación.

La utilización de relevadores diferenciales con elementos de estabilización permite ajustar el relevador a un valor más bajo sin que se produzcan disparos intempestivos.

1.4.8. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE NEUTRO

Cuando la corriente de falla a tierra está limitada, puede ocurrir que la protección diferencial del transformador no sea sensible a la misma y, por tanto, no dar disparo en caso de falla a tierra dentro de la zona protegida. La forma más usual de limitar la corriente de falla a tierra consiste en instalar en el neutro y tierra una impedancia limitadora: resistencia o reactancia de puesta a tierra. Cuando el neutro es artificial (compensador o transformador de puesta a tierra) es la impedancia propia de estos equipos la que limita a la corriente de falla a tierra.

La protección diferencial de neutro se basa en la comparación de la corriente de neutro a uno y otro lado de la zona limitada por los transformadores de corriente.

La protección diferencial de neutro, al igual que otras protecciones, tienen un límite de sensibilidad, de forma que es posible que no sea capaz de detectar fallas a tierra muy próximas al extremo interior del arrollamiento.

1.4.9. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Con las protecciones descritas hasta ahora, el transformador queda debidamente protegido con respecto a fallas internas. No obstante, pueden producirse fallas externas que, con la excepción de las protecciones de sobretensión (demasiado lentas), no serían detectadas de no instalarse protecciones que actúen de reserva de las protecciones principales de barras, líneas y cables que se alimentan del transformador.

Se recomienda proteger al transformador en el lado de alto voltaje, mediante relevadores de sobrecorriente de fase (51F) o fusibles de potencia según corresponda, contra sobrecargas a partir del 200% de su capacidad OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA1/FA2, y desde el 150% de su capacidad OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA.

Estas protecciones deben tomar en cuenta la corriente de magnetización (inrush) que se presenta al energizar un transformador, debiendo prevenirse por tanto la operación en falso de la protección instalada en el lado de alto voltaje, sea esta a base de relevadores o de fusibles de potencia.

De manera similar sucede con el efecto de carga fina, que es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que al momento de energizar el transformador pueden presentarse, debiendo la protección permanecer inmune a su presencia. La experiencia ha determinado que dicho efecto puede alcanzar (dependiendo de la naturaleza de las cargas conectadas al sistema) magnitudes de 2 a 6 veces la corriente nominal en OA del transformador durante períodos hasta de 1 segundo.

La protección en el lado de alto voltaje del transformador, debe protegerlo contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras de baja tensión.

Se considera conveniente también proteger al transformador contra cargas desbalanceadas para un valor alrededor del 30% de la capacidad nominal en OA utilizando un relevador de sobrecorriente (51NT) de respaldo conectado al TC del neutro del transformador.

La protección de neutro en el lado de bajo voltaje del transformador, debe protegerlo contra algunas fallas internas a tierra como las ocurridas en ciertas porciones del devanado secundario y contra fallas externas a tierra, especialmente si ocurren en las barras colectoras de bajo voltaje.

Los relevadores de sobrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal OA del transformador.

En las subestaciones que utilizan este arreglo de protección además de otro en alto voltaje, debe establecerse la coordinación entre ambas.

De manera particular para instalaciones con arreglos en ambos lados del transformador, el elemento 51N con conexión residual en el lado de baja tensión puede ajustarse a un valor entre el 10% y el 50% de la corriente nominal del transformador sin que este sea superior al ajuste dado al 51NT.

1.4.10. PROTECCIÓN DE SOBREENCENDIMIENTO

Cuando un transformador se energiza inicialmente, un transitorio de magnetización o corriente de excitación aparece y ésta puede aparecer como una falla interna para los relevadores diferenciales. Los valores pico de las corrientes magnetizantes de inserción pueden ser del orden de 8 a 12 veces el valor pico de la corriente a plena carga.

La corriente de magnetización de un transformador depende de los siguientes factores y su duración se considera típicamente de 0.1 segundos.

- Capacidad del transformador.
- Magnetismo residual o remanente del núcleo.
- Punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización.
- Ubicación del transformador dentro del sistema eléctrico.

El valor máximo de esta corriente de magnetización se puede obtener de la tabla 1-6 y debe considerarse para prevenir operaciones en falso de la protección al energizar el transformador.

TABLA 1-6. - MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN PARA TRANSFORMADORES

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN O INRUSH (rms)
500 A 2500	8 x I nom
MAYOR DE 2500	10 - 12 x I nom

1.5. PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.5.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

En lo que respecta a los alimentadores de distribución, desde el punto de vista de esquemas de protección se tienen básicamente dos opciones, mismas que dependen principalmente del tamaño y tipo de la subestación:

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA, los cuales se protegen con restauradores automáticos con protección contra sobrecorrientes de fallas entre fases y de fase a tierra.
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA, en los cuales se utiliza la protección de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada (50F/51F), de neutro instantánea y temporizada (50N/51N), y función de recierre automático (79).

Pueden distinguirse tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- Tipo rural.- Con dos tipos de carga, la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por pequeños motores, y alumbrado y la que alimenta a grandes sistemas de bombeo.
- Tipo urbano.- Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- Tipo industrial.- Urbano o rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, estos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, a través:

- Restauradores en subestaciones rurales pequeñas con niveles de falla menores.
- Interruptores de potencia asociados a esquemas conformados por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TC's cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual, en subestaciones urbanas o con circuitos del tipo industrial y niveles de falla considerable.

Para el caso de restauradores, debe disponerse además de los dispositivos detectores de fase, de accesorios que permitan la operación en fallas a tierra.

El esquema a base de relevadores, cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50). También debe disponer para líneas aéreas, de un relevador o función de recierre automático (79) que permita recerrar el interruptor cuando este abre por la acción de los relevadores de sobrecorriente para liberar fallas transitorias, que son las que se presentan en un gran porcentaje en los sistemas de distribución aéreos.

Si una falla es permanente, el relevador de recierre (79) tiene la habilidad para dejar al interruptor bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó no ha despejado la falla.

La operación de la unidad de sobrecorriente de disparo instantáneo, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es un fusible o un restaurador.

1.5.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 7 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50F/51F, 50N/51N).

Los relevadores de sobrecorriente de fase deben ajustarse a una corriente de arranque (pick-up) que permita llevar una determinada sobrecarga para efectos de crecimiento, acciones de operación y mantenimiento, atención de situaciones emergentes, etc.; como por ejemplo un 200% de la corriente de carga máxima (se recomienda en la mayoría de los casos que este margen nunca sea menor al 150%).

En las redes de distribución, los relevadores de sobrecorriente, en sus modalidades de tiempo fijo o tiempo dependiente de la corriente, constituyen la protección de sobrecorriente básica contra cortocircuitos.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo dependiente (características inversa, muy inversa y extremadamente inversa) se emplean con preferencia en redes malladas o de longitudes importantes, ofreciendo curvas muy selectivas con los fusibles de posibles derivaciones del circuito principal.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo fijo se emplean con preferencias en redes de poca longitud.

Cuando la línea es larga, una falla a tierra lejana puede dar lugar a una corriente de neutro débil, de un nivel similar a la corriente capacitiva que la línea puede aportar en caso de falla a tierra en otro circuito conectado a las mismas barras. En este caso, para obtener disparos selectivos del elemento de neutro será preciso dotarlo de características direccionales, polarizándolo con la tensión residual o bien con la corriente de neutro del transformador de potencia. Cuando se desee que la protección de sobrecorriente de la línea o cable selectiva con los fusibles instalados en sus derivaciones, y dado que la falta a tierra es la común de los posibles cortocircuitos, el elemento de neutro deberá tener una curva de disparo adecuada a la curva de fusión de los fusibles. Esto implica dos dificultades: en primer lugar, no es posible detectar fallas a tierra muy lejanas y de un valor de corriente que no llegue a fundir ningún fusible; en segundo lugar, toda falla transitoria a tierra en una derivación supondría la fusión de un fusible, lo que supone una disminución de la calidad del servicio a los consumidores conectados en la derivación que ha sufrido la falla a tierra.

Por estos motivos, puede ser interesante que el relevador de neutro tenga un elemento de disparo instantáneo, ajustado a un valor inferior al nivel de arranque del elemento de tiempo inverso. Así, en el caso de una falla a tierra en una derivación, el elemento instantáneo de neutro desconectará el interruptor de la línea antes de que funda el fusible. Si la línea tiene equipo de reconexión, es posible que después de la reconexión se haya eliminado la falla, con lo cual se ha evitado la fusión del fusible a costa de una breve interrupción del suministro.

En cuanto a los elementos instantáneos de fases, éstos se ajustan a cuatro o cinco veces la corriente de arranque de los elementos de tiempo inverso y –normalmente- no se retarda el disparo. Si existen otros elementos de disparo instantáneo, será preciso establecer la necesaria selectividad. Lo más fácil es introducir una temporización adicional de 0.3 a 0.5 segundos. También puede conseguirse selectividad mediante un cálculo previo de cortocircuitos, ajustando los elementos instantáneos de acuerdo con los resultados, de forma que operen exclusivamente para cortocircuitos en su zona.

Cuando existan varios elementos instantáneos de fase en cadena, puede ser preferible no ponerlos en servicio y dejar que la selectividad la efectúen los elementos de tiempo inverso.

1.5.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Esta protección se aplica a líneas y cables de media tensión no radiales, y consta de los mismos relevadores y elementos de medida que la protección de sobrecorriente, con la inclusión de la característica direccional. Los ángulos característicos de la función direccional dependen del propio circuito (línea o cable) y del sistema de puesta a tierra del neutro de la red.

La aplicación más usual de este tipo de protección es en redes malladas con alimentación por un solo extremo.

En las redes de distribución totalmente malladas la protección de sobrecorriente direccional no asegura la selectividad, por lo que en estos casos se aplican protecciones de distancia y diferenciales longitudinales.

1.6. RELEVADORES DE PROTECCIÓN ESTÁTICOS Y DIGITALES

1.6.1. RELEVADORES ESTÁTICOS

Los primeros diseños de relevadores estáticos se desarrollaron en la década de los 70's, fueron basados en la alta confiabilidad del transistor planar de silicio, esto marcó el inicio para el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos; le siguieron los circuitos digitales y más tarde memorias y microprocesadores.

Con estos componentes se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en sus dimensiones y libre de mantenimiento.

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, *la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.*

1.6.2. RELEVADORES DIGITALES

Con la aplicación de los microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son: medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía.

Lo anterior se realiza mediante el muestreo y la manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos y en un solo módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección.

Los relevadores microprocesados o digitales están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- Unidades de entrada analógicas: corriente y voltaje.
- Unidades de entrada digitales: contactos del interruptor, etc.

- Filtros pasa bajas.
- Fuente de alimentación.
- Microprocesador para funciones de protección.
- Microprocesador para funciones de medición.
- Memoria RAM para registro de eventos.
- Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- Unidades de salida: contactos de disparo y alarma.
- Puertos de comunicación.
- Display y teclado.
- Leds para señalización de banderas y piloto de encendido.
- Unidad de autodiagnóstico y monitoreo.

A continuación se muestran los diagramas de bloques de los relevadores digitales de sobrecorriente y diferencial. (Figuras 1-2 y 1-3).

FIGURA 1-2. - DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN RELEVADOR DIGITAL DE SOBRECORRIENTE

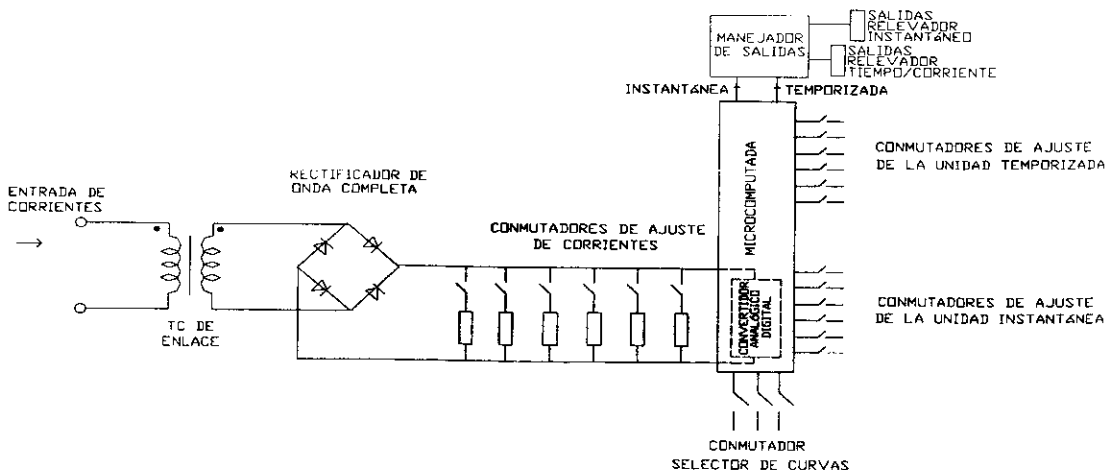
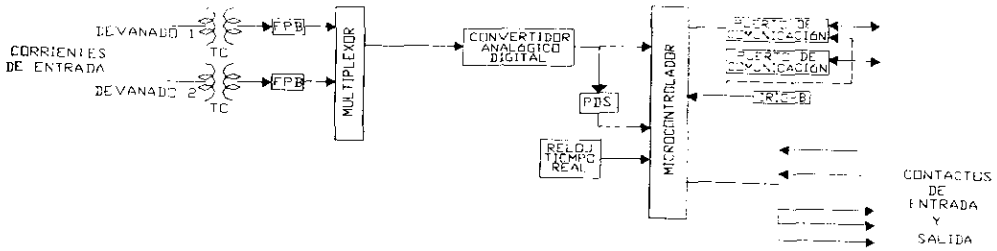


FIGURA 1-3. - DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN RELEVADOR DIGITAL DIFERENCIAL



CAPÍTULO II

SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESPINAL UNO

2.1.1. DATOS DE LA SUBESTACIÓN

La S. E. 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 en 13.8 KV (ESP 4010, ESP 4020, ESP 4030 y ESP 4040).

NIVELES DE VOLTAJE

- Alto voltaje: 115 KV
- Bajo voltaje: 13.8 KV

TRANSFORMADOR

- Voltaje: 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

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

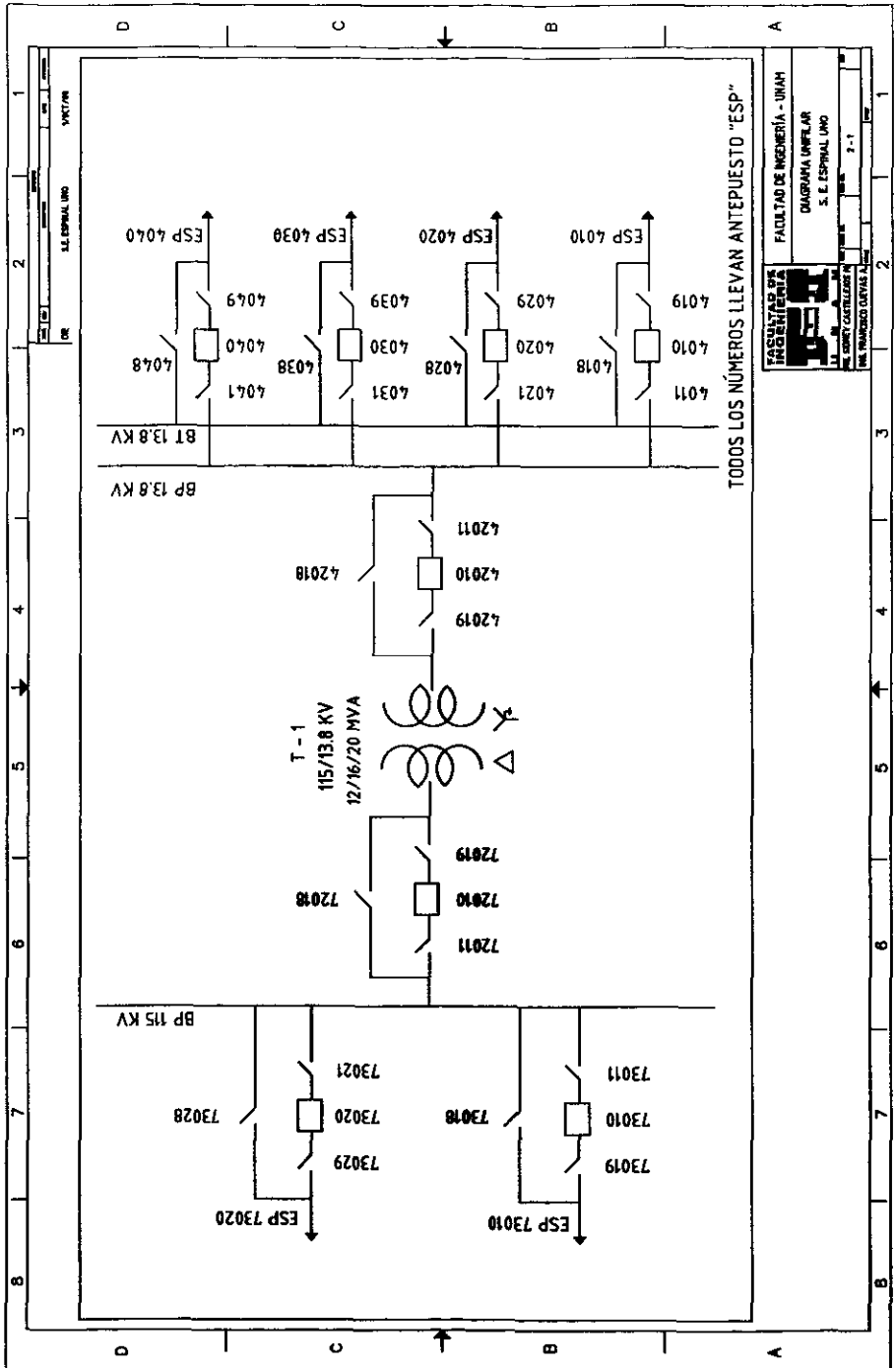
2.1.2. DIAGRAMA UNIFILAR


El arreglo de la subestación es de anillo en alta tensión, y radial con barra principal y de transferencia en baja tensión.

Ver figura 2-1

2.1.3. CARACTERÍSTICA 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.




 FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAH
 DIAGRAMA UNIFILAR
 S. E. ESPINAL UNO
 2-1

2.2. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.2.1. 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) 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 bajo voltaje de transformador (27T).

2.2.2. 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 2-2).

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 2-2).

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 2-2).

2.3. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

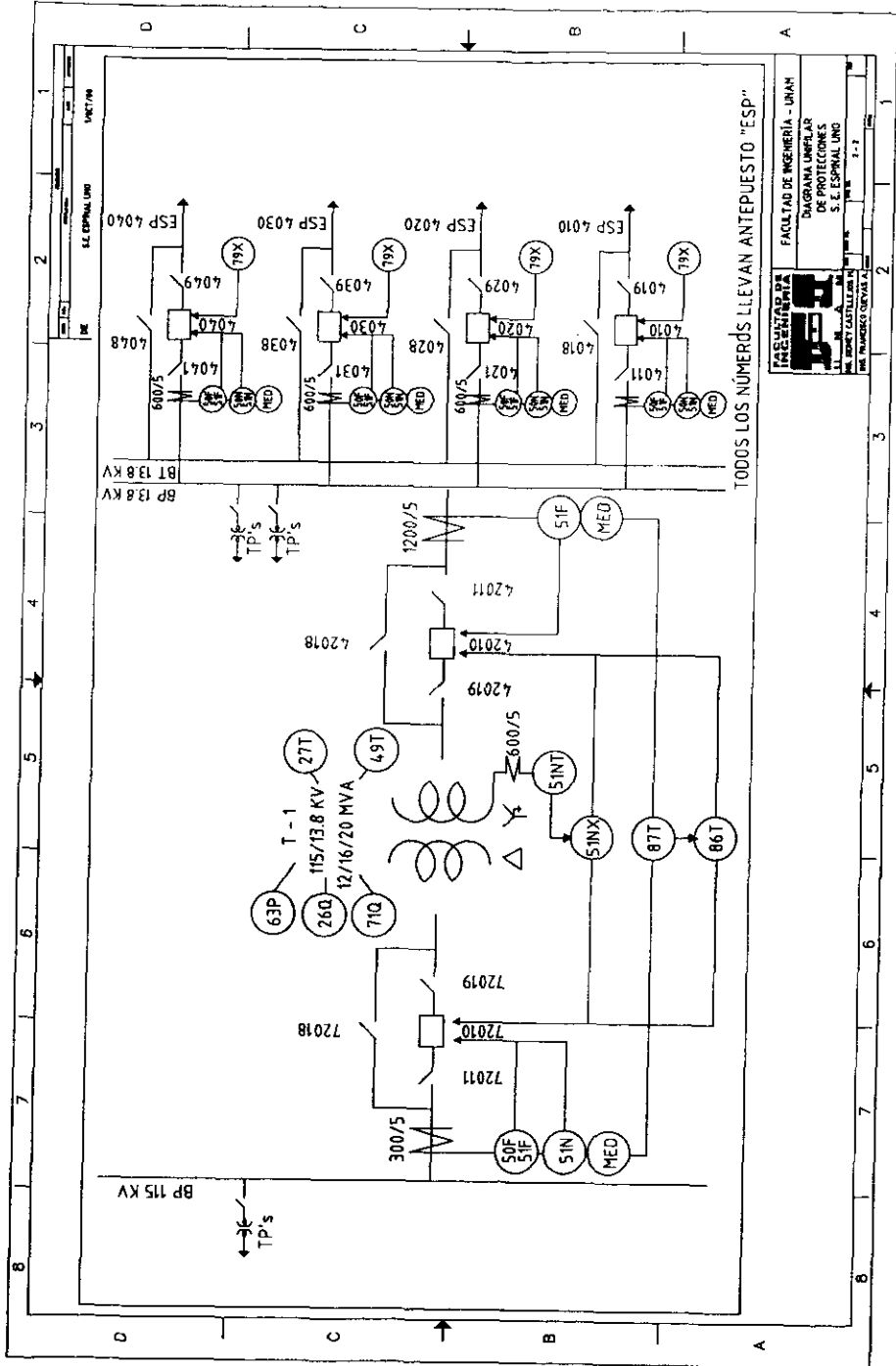
2.3.1. DESCRIPCIÓN

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).

2.3.2. PROTECCION 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 adelante de su ubicación en la red de distribución. Los equipos de protección sobre la red distribución pueden ser restauradores, seccionalizadores y fusibles. (Ver figura 2-2).

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 2-2).



UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA
FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAH
DIAGRAMA UNIFILAR
DE PROTECCIONES
S. C. ESPINAL UNID
 TÍTULO: ...
 ALUMNO: ...
 FECHA: ...
 PÁG. 2-7

2.4. RELEVADOR SEL-387

2.4.1. INTRODUCCIÓN

El relevador SEL-387 de corriente diferencial y sobrecorriente proporciona cuatro entradas para protección diferencial de corriente de porcentaje variable y cuatro grupos de elementos de sobrecorriente en un diseño. 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 se usa para proteger transformadores de potencia de dos a cuatro devanados, buses, reactores, generadores, grandes motores u otros aparatos de potencia multiterminales. Las aplicaciones de tres o cuatro terminales, permite conexiones separadas de los transformadores de corriente a dos interruptores conectados en el mismo devanado del transformador como en esquemas de bus en anillo o interruptor y medio.

2.4.2. DESCRIPCIÓN GENERAL

PROTECCIÓN DE CORRIENTE DIFERENCIAL

El relevador SEL-387 incluye elementos independientes de corriente diferencial restringidos y no restringidos. El elemento restringido tiene una doble pendiente, con característica de restricción de porcentaje variable. Cuando se requiera se pueden ajustar las funciones de bloqueo de segunda y quinta armónica para proporcionar seguridad al elemento diferencial para condiciones en las que no existe falla. El bloqueo de segunda armónica previene disparos en falso durante la magnetización del núcleo de la máquina, y la detección de la quinta armónica previene la operación durante la sobreexcitación de la máquina. Un elemento diferencial no restringido separado actúa rápidamente en fallas internas de gran magnitud.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

El relevador SEL-387 proporciona elementos de sobrecorriente no direccionales para cada devanado/terminal:

- Sobrecorriente de fase: Tres niveles instantáneos, de tiempo definido y de tiempo dependiente
- Sobrecorriente residual: Instantáneo, de tiempo definido y de tiempo dependiente
- Sobrecorriente de secuencia negativa: Instantáneo, de tiempo definido y de tiempo dependiente

En suma, el relevador SEL-387 tiene dos funciones especiales de sobrecorriente:

- sobrecorriente combinada (de tiempo para fase y tierra), para corrientes sumadas de los devanados 1 y 2, y de los devanados 3 y 4.
- Protección de restricción de falla a tierra (REF) para sensibilidad de la detección de falla a tierra en devanados conectados en estrella aterrizada.

Los ajustes del pickup del elemento de sobrecorriente y las características de operación son independientes de los ajustes del elemento diferencial. Más elementos pueden ser controlados por par.

ENTRADAS OPTOAISLADAS Y CONTACTOS DE SALIDA PROGRAMABLES

El relevador SEL-387 está equipado con mejoradas ecuaciones de control SELOGC™ que permiten diseñar un esquema tradicional de disparo o control. Las funciones de las ecuaciones de control SELOGIC incluyen tiempos, disparos, reportes de eventos y contactos de salida de control del relevador independientes. 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 descadas.

2.4.3. ESPECIFICACIONES GENERALES

CORRIENTES DE ENTRADA DE C.A.:

- Corriente nominal de I_N : 1 A ó 5 A, 50 ó 60 Hz, rotación de fases ABC o ACB, $3 \cdot I_N$ continuos, $100 \cdot I_N$ por 1 seg., mediciones lineales simétricas a $3 \cdot I_N$, burden: menor que $0.1 \cdot I_N$ VA a I_N A secundarios. Cuatro entradas trifásicas totales.

RANGO DE CORRIENTES DE LOS CONTACTOS DE SALIDA:

- 30 A (IEEE C37.90)
- 6 A continuos
- Protección MOV: 250 V ca, 330 V cd, 40J.
- Tiempo de cierre: 4 ms típicamente.

RANGO DE ENTRADAS LÓGICAS PARA EL OPTOAISLADOR:

Entradas de niveles sensibles (Seis entradas totales)

- 48 V cd: Min. Pickup/Dropout 28.8 V cd; Max. Pickup 38.4 V cd; Max. V 60 V cd
- 125 V cd: Min. Pickup/Dropout 75 V cd; Max. Pickup 105 V cd; Max. V 150 V cd
- 250 V cd: Min. Pickup/Dropout 150 V cd; Max. Pickup 200 V cd; Max. V 300 V cd
- Corriente = 4 mA a voltaje nominal

FUENTE DE VOLTAJE:

- 125/250 V: 85-350 V cd ó 85-264 V ca, menor que 15 W
- 24/48 V cd: 20-/60 V cd, menor que 15 W

COMUNICACIONES SERIALES:

- Un puerto frontal y dos puertos posteriores EIA-232, 9 pines, conectores sub-D
- Un puerto posterior EIA-485 con 2.1 KV cd de aislamiento.
- Selección de Baud (por puerto): 300, 1200, 2400, 4800, 9600 ó 19200

FUNCIONES DE MEDICIÓN:

Funciones de amperímetro instantáneo y de demanda: de fase, residual, secuencia positiva y secuencia negativa.

- Precisión de la medición (corrientes de fase): $\pm 1.5\% \pm 0.02 * I_N$, y $\pm 1.5^\circ$
- Precisión de la medición (corrientes de secuencia): $\pm 3.0\% \pm 0.02 * I_N$, y $\pm 2^\circ$
- Rango de precisión: $(0.4-31) * I_N$

Cantidades diferenciales de operación y restricción, segunda y quinta armónicas.

- Precisión de la medición: $\pm 5\% \pm 0.02 * I_N$

Contenido de armónicas de las corrientes de fase, de la fundamental hasta la 15^{ava} armónica.

- Precisión de la medición: $\pm 5\% \pm 0.02 * I_N$

POTENCIA DIELECTRICA:

- Voltaje y corrientes de entrada: 2500 V ca por 10 seg.
- Fuente de alimentación, entradas lógicas y contactos de salida: 3000 V cd por 10 seg.

TEMPERATURA DE OPERACIÓN:

- -40°C a 85°C (-40°F a 185)

DIMENSIONES:

- 88.1 mm x 438.2 mm x 228.6 mm (altura-largo-ancho)

PESO DE LA UNIDAD:

- 6.8 Kg.

2.4.4. ESPECIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE CORRIENTE DIFERENCIAL

RENDIMIENTO DEL ELEMENTO DIFERENCIAL

Precisión del Pickup:

- 5 A $\pm 5\% \pm 0.10$ A secundarios
- 1 A $\pm 5\% \pm 0.02$ A secundarios
- Tiempo de pickup del elemento no restringido (Min/Typ/Max): 0.8/1.0/1.9 ciclos
- Tiempo de pickup del elemento restringido (Min/Typ/Max): 1.5/1.6/6.2 ciclos

RENDIMIENTO DEL ELEMENTO DE MEDICIÓN DE ARMÓNICAS

Precisión del Pickup:

- 5 A $\pm 5\% \pm 0.10$ A secundarios Exactitud del tiempo de retraso: $\pm 0.1\% \pm 0.25$ ciclos
- 1 A $\pm 5\% \pm 0.02$ A secundarios Exactitud del tiempo de retraso: $\pm 0.1\% \pm 0.25$ ciclos

OPERACIÓN DEL ELEMENTO DIFERENCIAL

El relevador SEL-387 tiene tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3). Estos elementos emplean cantidades de operación (IOP) y de restricción (IRT) calculadas de las corrientes de entradas de los devanados. La característica usada se muestra en la figura 2-3. La característica puede ser ajustada como una u otra de una pendiente con característica diferencial de porcentaje, o como una pendiente doble con característica diferencial de porcentaje variable. El disparo ocurre si la cantidad de operación es más grande que el valor de la curva, para una cantidad particular de restricción. Un nivel de pickup mínimo para la cantidad de operación debe ser satisfecho.

Los cuatro ajustes que definen la característica son:

- O87P = Mínimo nivel de IOP requerido para operación
- SLP1 = Pendiente inicial, comenzando en el origen e interceptando a O87P en $IRT = O87P * 100 / SLP1$
- IRS1 = Limite de operación de IRT para SLP1
- SLP2 = Segunda pendiente, si es usada; debe ser mayor que o igual a SLP1

Con una selección cuidadosa de estos ajustes, el usuario puede duplicar cercanamente las características de los relevadores diferenciales existentes los cuales han estado en uso por muchos años.

La figura 2-4 ilustra la manera en la cual las cantidades de operación y de restricción son obtenidas para usarlas en la característica. Los ajustes de las corrientes trifásicas son compensados por el ángulo de fase y los efectos de interacción de fase introducidos por la conexión de los devanados del transformador y 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.

El resultado de las corrientes de la fase A, fase B y fase C de cada devanado son entonces introducidas a los elementos diferenciales 87R-1, 87R-2 y 87R-3, respectivamente. En cada elemento, las corrientes de devanado son sumadas en un sumador de fasores. La magnitud de este resultado es IOP. Las magnitudes de las corrientes de devanado son entonces sumadas en un simple sumador de escalares y dividido por dos. Este resultado es IRT. Para corrientes de carga balanceada, estos cálculos producen resultados ideales de $IOP = 0$ y $IRT = 1$.

Los elementos diferenciales restringidos son supervisados por los elementos de segunda y quinta armónica que bloquean 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. El usuario también puede 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 resultará en bloquear todos los elementos si alguno es bloqueado.

Hay también un ajuste para el elemento diferencial no restringido, 87U-1, 87U-2 y 87U-3. Este simplemente compara la cantidad de operación IOP al valor de ajuste (87UP), típicamente alrededor de diez veces el tap, y dispara si este nivel es excedido. Esto es esencialmente una unidad instantánea de ajuste bastante alto que el nivel de pickup para cuando una falla interna ha ocurrido.

Una función de alarma adicional para la quinta armónica, , que advierte de sobreexcitación, emplea umbrales separados (TH5P) y un tiempo ajustable (TH5D). Estos pueden ser útiles para aplicaciones de transformadores en o cerca de estaciones generadoras.

FIGURA 2-3.- CARACTERÍSTICA DIFERENCIAL DE RESTRICCIÓN DE PORCENTAJE.

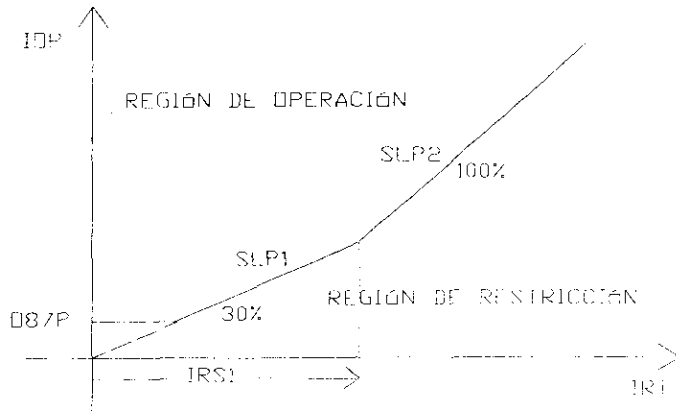
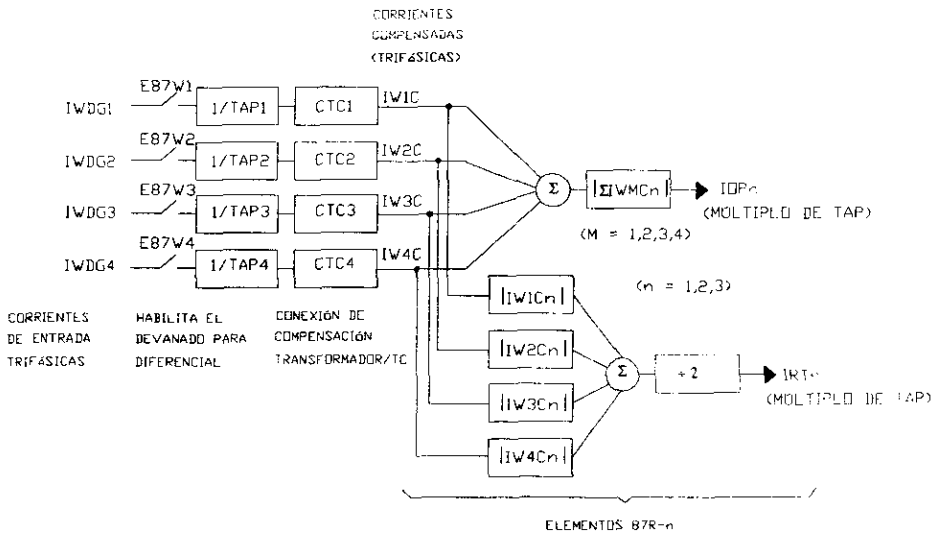


FIGURA 2-4.- LÓGICA DEL ELEMENTO DIFERENCIAL DE LAS CANTIDADES DE CORRIENTES (OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN).



2.4.5. ESPECIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE

El relevador SEL-387 tiene once elementos de sobrecorriente para cada una de las cuatro corrientes trifásicas de entrada. Hay nueve elementos controlados por par que abarcan un elemento instantáneo, un elemento de tiempo definido y un elemento de tiempo dependiente para cada corriente de fase, secuencia negativa y residual. Los elementos de fase operan sobre las corrientes de fase A, B o C alguna vez. Los dos elementos restantes, 50Pn3 y 50Pn4, son separados de las fases para asistir en la identificación de fase para propósitos de tarjetas o para funciones del tipo de sensado de nivel. Estos elementos no son controlados por par.

Los cuatro elementos adicionales de sobrecorriente combinada están diseñados para operar sobre la suma de las corrientes de fase de dos terminales del relevador. Dos elementos de tiempo inverso, uno para corriente de fase y otro para corriente residual, operan con la suma de las corrientes de los devanados 1 y 2. Dos elementos idénticos mas operan con la suma de las corrientes de los devanados 3 y 4. Estos elementos operan sobre corriente de entrada o salida total del transformador cuando los TC's de dos interruptores de configuración de bus en anillo o interruptor y medio son usadas, eliminando el efecto de la circulación de flujo de corriente del bus hasta ambos interruptores. Estos elementos nos son controlados por par.

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL DEVANADO 1

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE	Elementos instantáneos	Elementos de tiempo definido	Elementos de tiempo dependiente
Fase (Ia, Ib e Ic)	50P12, 13*, 14*	50P11	51P1
Secuencia negativa (IQ = 3*I2)	50Q12	50Q11	51Q1
Residual (IR = Ia + Ib + Ic)	50N12	50N11	51N1
Rango de Pickup 5 (A)	0.25-100 A	0.25-100 A	0.5-16 A
Rango de Pickup 1 (A)	0.05-20 A	0.05-20 A	0.1-3.2 A
Retraso de tiempo definido		0-16,000 ciclos	

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL DEVANADO 2

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE	Elementos instantáneos	Elementos de tiempo definido	Elementos de tiempo dependiente
Fase (Ia, Ib e Ic)	50P22, 23*, 24*	50P21	51P2
Secuencia negativa (IQ = 3*I2)	50Q22	50Q21	51Q2
Residual (IR = Ia + Ib + Ic)	50N22	50N21	51N2
Rango de Pickup 5 (A)	0.25-100 A	0.25-100 A	0.5-16 A
Rango de Pickup 1 (A)	0.05-20 A	0.05-20 A	0.1-3.2 A
Retraso de tiempo definido		0-16,000 ciclos	

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL DEVANADO 3

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE	Elementos instantáneos	Elementos de tiempo definido	Elementos de tiempo dependiente
Fase (Ia, Ib e Ic)	50P32, 33*, 34*	50P31	51P3
Secuencia negativa (IQ = 3*I2)	50Q32	50Q31	51Q3
Residual (IR = Ia + Ib + Ic)	50N32	50N31	51N3
Rango de Pickup 5 (A)	0.25-100 A	0.25-100 A	0.5-16 A
Rango de Pickup 1 (A)	0.05-20 A	0.05-20 A	0.1-3.2 A
Retraso de tiempo definido		0-16,000 ciclos	

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL DEVANADO 4

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE	Elementos instantáneos	Elementos de tiempo definido	Elementos de tiempo dependiente
Fase (Ia, Ib e Ic)	50P42, 43*, 44*	50P41	51P4
Secuencia negativa (IQ = 3*I2)	50Q42	50Q41	51Q4
Residual (IR = Ia + Ib + Ic)	50N42	50N41	51N4
Rango de Pickup 5 (A)	0.25-100 A	0.25-100 A	0.5-16 A
Rango de Pickup I (A)	0.05-20 A	0.05-20 A	0.1-3.2 A
Retraso de tiempo definido		0-16,000 ciclos	

Nota: (*) Todos los elementos son controlados por par, excepto 50Pn3 y 50Pn4, los cuales consisten de elementos de fase separados, por ejemplo, 50An3, 50Bn3, 50Cn3 ("n" denota el devanado). Algún elemento de pickup 50A, 50B ó 50C declara al elemento correspondiente 50P.

RENDIMIENTO DEL ELEMENTO INSTANTÁNEO Y DE TIEMPO DEFINIDO

I_{NOM}	Precisión del Pickup	Precisión del tiempo de retraso**
5 A	±3% ±0.10 A sec. (estado estable)	±0.1% ±0.25 ciclos
	±5% ±0.10 A sec. (estado transitorio)*	±0.1% ±0.25 ciclos
1 A	±3% ±0.02 A sec. (estado estable)	±0.1% ±0.25 ciclos
	±5% ±0.02 A sec. (estado transitorio)*	±0.1% ±0.25 ciclos

* ±6% para corriente de secuencia negativa

** Tiempo de Pickup (Typ/Max): 0.75/1.2 ciclos

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEPENDIENTE

Diez formas de curvas:

Ajuste de la curva de sobrecorriente de tiempo dependiente:

- U1
- U2
- U3
- U4
- U5
- C1
- C2
- C3

Forma de la curva de tiempo dependiente:

- U.S. Moderadamente inversa
- U.S. Inversa
- U.S. Muy inversa
- U.S. Extremadamente inversa
- U.S. Inversa de tiempo corto
- IEC Estándar inversa
- IEC Muy inversa
- IEC Extremadamente inversa

C4 IEC Inversa de tiempo largo
 C5 IEC Inversa de tiempo corto

Rangos de ajustes del tiempo de retraso: 0.5-15, en pasos de 0.01; curvas US
 0.5-1.0, en pasos de 0.01; curvas IEC

Precisión del tiempo: $\pm 4\% \pm 1.5$ ciclos para $2 \leq M \leq 30$;
 (M0 múltiplo del valor de pickup)
 Curvas de operación sobre tiempo definido para $M > 300$

Características de reset. Y= Habilita la simulación del reset de un disco de inducción.
 (51PnRS, 51QnRS, 51NnRS) N= Elemento de reset si la corriente está por debajo del pickup por un ciclo
 n= Número del devanado

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE COMBINADOS DE TIEMPO INVERSO

ENTRADAS 51PC1 Y 51NC1: IAW1 + IAW2, IBW1 + IBW2, ICW1 + ICW2
 ENTRADAS 51PC2 Y 51NC2: IAW3 + IAW4, IBW3 + IBW4, ICW3 + ICW4

Rendimiento: como para los elementos de devanados de tiempo inverso, listados atrás.
 Los elementos de sobrecorriente combinados de tiempo inverso no son controlados por par.

2.4.6. AJUSTE DE LOS ELEMENTOS DIFERENCIALES

A continuación se muestran los ajustes del relevador SEL-387, definiciones y rangos de ajustes de los elementos diferenciales.

ETIQUETA DE AJUSTE	DEFINICIÓN	LIMITES
RID	Identificador del relevador	39 caracteres, (0-9, A-Z, -, /, . espacio)
TID	Identificador de la terminal	59 caracteres, (0-9, A-Z, -, /, . espacio)
E87W1	Habilita el devanado 1 para la diferencial	Y, N
E87W2	Habilita el devanado 2 para la diferencial	Y, N
E87W3	Habilita el devanado 3 para la diferencial	Y, N
E87W4	Habilita el devanado 4 para la diferencial	Y, N
WICT	Conexión del TC del devanado 1 (delta, estrella)	D, Y

W2CT	Conexión del TC del devanado 2 (delta, estrella)	D, Y
W3CT	Conexión del TC del devanado 3 (delta, estrella)	D, Y
W4CT	Conexión del TC del devanado 4 (delta, estrella)	D, Y
CTR1	Relación del TC del devanado 1 (I_{PRIM}/I_N)	1-50,0000
CTR2	Relación del TC del devanado 2 (I_{PRIM}/I_N)	1-50,0000
CTR3	Relación del TC del devanado 3 (I_{PRIM}/I_N)	1-50,0000
CTR4	Relación del TC del devanado 4 (I_{PRIM}/I_N)	1-50,0000
MVA	Capacidad máxima del transformador, MVA trifásicos	OFF, 0.2-5,000 MVA
ICOM	Define la compensación interna de la conexión del devanado/TC	Y, N
W1CTC	Compensación de la conexión del devanado 1	0-12
W2CTC	Compensación de la conexión del devanado 2	0-12
W3CTC	Compensación de la conexión del devanado 3	0-12
W4CTC	Compensación de la conexión del devanado 4	0-12
VWDG1	Voltaje línea-línea del devanado 1	1-1000 KV
VWDG2	Voltaje línea-línea del devanado 2	1-1000 KV
VWDG3	Voltaje línea-línea del devanado 3	1-1000 KV
VWDG4	Voltaje línea-línea del devanado 4	1-1000 KV
TAP1	TAP de la corriente del devanado 1 (el relevador realiza los cálculos basados en los MVA, etc.; el usuario puede definirlo si MVA=OFF)	$(0.1-31)*I_N$; Nota: $TAP_{MAX}/TAP_{MIN} \leq 7.5$
TAP2	TAP de la corriente del devanado 2 (como con TAP1)	$(0.1-31)*I_N$

TAP3	TAP de la corriente del devanado 3 (como con TAP1)	$(0.1-31)*I_N$
TAP4	TAP de la corriente del devanado 4 (como con TAP1)	$(0.1-31)*I_N$
O87P	Corriente de pickup mínima para la operación del elemento restringido, por unidad de TAP	$(0.1-1.0)TAP$; Nota: $TAP_{MIN} * O87P \geq 0.1 * I_N$
SLP1	Pendiente 1 del elemento restringido, en porcentaje	5-100%
SLP2	Pendiente 2 del elemento restringido, en porcentaje	OFF, 25-200%
IRS1	Limite de la pendiente 1 del elemento restringido; intersección de SLP1 y SLP2. (Sólo es usado si SLP2 no está en OFF.	$(1.0-20.2)*TAP$; Nota: $TAP_{MAX} * IRS1 \leq 31.0 * I_N$
U87P	Nivel de corriente de pickup para la operación del elemento no restringido	$(1.0-20.2)*TAP$; Nota: $TAP_{MAX} * U87P \leq 31.0 * I_N$
PCT2	Bloqueo por la segunda armónica por un porcentaje de la fundamental	OFF, 5-100%
PCT5	Bloqueo por la quinta armónica por un porcentaje de la fundamental	OFF, 5-100%
TH5P	Umbral de alarma por quinta armónica	OFF, $(0.02-3.2)*TAP$; Nota: $TAP_{MIN} * TH5P \geq 0.05 * I_N$; $TAP_{MAX} * TH5P \leq 31.0 * I_N$
TH5D	Pickup del tiempo de retraso para la alarma de quinta armónica	0-8000 ciclos
IHBL	Bloqueo independiente por armónicas (bloquea sólo el elemento 87 restringido si detecta exceso de segunda o quinta armónica)	Y, N (N= algún elemento de armónicas bloqueado, bloquea todos los elementos 87R)

2.4.7. AJUSTE DE LOS ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE

A continuación se muestran los ajustes del relevador SEL-387, definiciones y rangos de ajustes de los elementos de sobrecorriente (n= 1, 2, 3 y 4).

ETIQUETA DE AJUSTE	DEFINICIÓN	LIMITES
EOCn	Habilita el devanado n para los elementos de sobrecorriente y umbrales de demanda	Y, N
50Pn1P	Pickup de tiempo definido de fase	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Pn1D	Retraso de tiempo definido de fase	0-16000 ciclos
50Pn1TC	Control de par de tiempo definido de fase	Ecuaciones de control SELOGIC
50Pn2P	Pickup instantáneo de fase de nivel 2	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Pn2TC	Control de par instantáneo de fase de nivel 2	Ecuaciones de control SELOGIC
50Pn3P	Pickup instantáneo de fase de nivel 3	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Pn4P	Pickup instantáneo de fase de nivel 4	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
51PnP	Corriente de pickup inversa de fase	OFF, (0.1-3.2)*I _N , A sec
51PnC	Característica de la curva de tiempo inverso de fase	U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5
51PnTD	Dial de tiempo inverso de fase	US 0.5-15, IEC 0.05-1
51PnRS	Reset electromecánico inverso de fase	Y, N
51PnTC	Control de par inverso de fase	Ecuaciones de control SELOGIC
50Qn1P	Corriente de pickup de tiempo definido de secuencia negativa	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Qn1D	Retraso de tiempo definido de secuencia negativa	0.5-16000 ciclos
50Qn1TC	Control de par de tiempo definido de secuencia negativa	Ecuaciones de control SELOGIC
50Qn2P	Corriente de pickup instantánea de secuencia negativa	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec

51QnP	Corriente de pickup inversa de secuencia negativa	OFF, (0.1-3.2)*I _N , A sec
51QnC	Característica de la curva de tiempo inverso de secuencia negativa	U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5
51QnTD	Dial de tiempo inverso de secuencia negativa	US 0.5-15, IEC 0.05-1
51QnRS	Reset electromecánico de secuencia negativa	Y, N
51QnTC	Control de par inverso de secuencia negativa	Ecuaciones de control SELOGIC
50Nn1P	Corriente de pickup de tiempo definido residual	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Nn1D	Retraso de tiempo definido residual	0-16000 ciclos
50Nn1TC	Control de par de tiempo definido residual	Ecuaciones de control SELOGIC
50Nn2P	Corriente de pickup instantánea residual	OFF, (0.05-20)*I _N , A sec
50Nn2TC	Control de par instantáneo residual	Ecuaciones de control SELOGIC
51NnP	Corriente de pickup de tiempo inverso residual	OFF, (0.1-3.2)*I _N , A sec
51NnC	Característica de la curva de tiempo inverso residual	U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5
51NnTD	Dial de tiempo inverso residual	US 0.5-15, IEC 0.05-1
51NnRS	Reset electromecánico de tiempo inverso residual	Y, N
51NnTC	Control de par de tiempo inverso residual	Ecuaciones de control SELOGIC
	AJUSTES DE LOS ELEMENTOS COMBINADOS DE DEVANADO	(m=1: W1+W2; m=2: W3+W4)
EOCC	Habilita los elementos de sobrecorriente combinados	Y, N
51PCmP	Característica de la curva de tiempo de fase combinado	OFF, (0.1-3.2)*I _N , A sec
51PCmC	Forma de la curva de tiempo inverso de fase combinado	U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5
51PCmTD	Dial de tiempo inverso de fase combinado	US 0.5-15, IEC 0.05-1

51PCmRS	Reset electromecánico de tiempo inverso de fase combinado	Y, N
51NCmP	Corriente de pickup de tiempo inverso residual combinado	OFF, (0.1-3.2)*I _N , A sec
51NCmC	Característica de la curva de tiempo inverso residual combinado	U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5
51NCmTD	Dial de tiempo inverso residual combinado	US 0.5-15, IEC 0.05-1
51NCmRS	Reset electromecánico de tiempo inverso residual combinado	Y, N

Nota: Todos los ajustes de pickup de los elementos de secuencia negativa son en términos de 3I₂.

2.4.8. ECUACIONES DE LAS CURVAS DE LOS ELEMENTOS TIEMPO DEPENDIENTE DE SOBRECORRIENTE

Las siguientes ecuaciones de sobrecorriente de tiempo son aplicables a los elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa y residual.

CURVA U1: U.S. MODERADAMENTE INVERSA

$$T_p = TD \left[0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{1.08}{1 - M^2} \right]$$

CURVA U2: U.S. INVERSA

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

CURVA U3: U.S. MUY INVERSA

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

CURVA U4: U.S. EXTREMADAMENTE INVERSA

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

CURVA U5: U.S. INVERSA DE TIEMPO CORTO

$$T_p = TD \left[0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{0.323}{1 - M^2} \right]$$

CURVA C1: IEC ESTANDAR INVERSA

$$T_p = TD \left[\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{13.5}{1 - M^2} \right]$$

CURVA C2: IEC MUY INVERSA

$$T_p = TD \left[\frac{13.5}{M - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

CURVA C3: IEC EXTREMADAMENTE INVERSA

$$T_p = TD \left[\frac{80.0}{M^2 - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{80.0}{1 - M^2} \right]$$

CURVA C4: IEC INVERSA DE TIEMPO LARGO

$$T_p = TD \left[\frac{120.0}{M - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{120.0}{1 - M} \right]$$

CURVA C5: IEC INVERSA DE TIEMPO CORTO

$$T_p = TD \left[\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right] \quad T_r = TD \left[\frac{4.85}{1 - M^2} \right]$$

Donde:

T_p = Tiempo de operación en seg.

T_r = Tiempo de reset (restablecimiento) en seg. (reset del tiempo de retraso)

TD = Ajuste del tiempo del dial

M = Múltiplos de pickup (múltiplos de T_{ap}). Para tiempo de operación de la curva (T_M), $M > 1$. Para tiempo de reset (T_r), $M \leq 1$

2.4.9. COMUNICACIONES

DESCRIPCIÓN

El relevador SEL-387 está equipado con cuatro puertos seriales; un puerto EIA-232 en la parte frontal, dos puertos EIA-232 y un puerto EIA-485 en la parte posterior. La comunicación se establece conectando una terminal a uno de los puertos seriales con el cable apropiado. Se pueden conectar computadoras, modems, convertidor de protocolos, impresoras, un SEL-PRTU, un SEL-2020, un SEL-2885, un puerto serial SCADA, y/o RTU's para comunicaciones locales o remotas.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-387

Nivel de Acceso 0

ACC Entra al nivel de acceso 1. Si el puente correspondiente al password en la tarjeta principal no está puesto, el relevador preguntará por el password para poder entrar al nivel 1.

Nivel de Acceso 1

2AC Entra al nivel de acceso 2. Si el puente correspondiente al password en la tarjeta principal no está puesto, el relevador preguntará por el password para poder entrar al nivel 2.

BAC Entra al nivel de acceso de interruptor (nivel de acceso B). Si el puente correspondiente al password no está puesto, el relevador preguntará por el password para poder entrar al nivel B.

BRE Reporte de interruptores, muestra contadores de disparos, corrientes de interrupción acumuladas y estimación del desgaste de las cámaras de hasta cuatro interruptores.

CEV n Muestra el registro de eventos (con parámetros de devanado) número n, a una resolución de ¼ de ciclo.
 Agregar DIF para reporte comprimido de cantidades diferenciales, a una resolución de ¼ de ciclo.
 Agregar R para reporte comprimido de cantidades de devanado sin filtrar, a una resolución de 1/16 de ciclo.
 Agregar Sm para resolución de 1/m ciclos (m= 4 ó 8 para datos filtrados; m= 4, 8, 16, 32 ó 64 para datos sin filtrar).

DAT Muestra la fecha actual del relevador.

DAT m/d/y Entrada de la fecha (Mes/Día/Año) en el formato de ajuste DATE_F=MDY.

DAT y/m/d	Entrada de la fecha(Año/Mes/Día) en el formato de ajuste DATE_F=YMD.
EVE n	Muestra el reporte de evento número n con resolución de ¼ de ciclo. Agregar S8 para resolución de 1/8 de ciclo.
EVE D n	Muestra el reporte de datos digitales del evento número n con resolución de ¼ de ciclo. Agregar S8 para resolución de 1/8 de ciclo.
EVE DIF1 n	Muestra el reporte número n de cantidades diferenciales del elemento 1 con resolución de 1/16 de ciclo. Agregar S8 para resolución de 1/8 de ciclo.
EVE DIF2 n	Muestra el reporte número n de cantidades diferenciales del elemento 2 con resolución de 1/16 de ciclo. Agregar S8 para resolución de 1/8 de ciclo.
EVE DIF3 N	Muestra el reporte número n de cantidades diferenciales del elemento 3 con resolución de 1/16 de ciclo. Agregar S8 para resolución de 1/8 de ciclo.
EVE R n	Muestra el reporte número n para cantidades analógicas sin filtrar, con resolución de 1/16 de ciclo. Agregar Sm para resolución de 1/m de ciclos (m= 4, 8, 16, 32, 64).
GRO	Muestra el número de grupo activo de ajuste.
HIS n	Muestra un breve resumen de los últimos n reportes de eventos.
HIS C	Borra el resumen correspondiente a los reportes de eventos.
INI	Comando INICIO reporta el número y tipo de tarjetas E/S en el relevador.
IRI	Hace un intento de sincronización del reloj interno a la entrada IRIG-B.
MET k	Muestra mediciones primarias instantáneas. Añadir k para medir más veces.
MET D k	Muestra datos de demanda actual y demanda máxima en amperes primarios. Añadir k para medir más veces.
MET DIF k	Muestra medición de cantidades diferenciales en múltiplos de tap. Añadir k para medir más veces.

MET H	Genera un reporte de eventos de componentes armónicas de todas las entradas de corriente, mostrando niveles desde la 1 ^a hasta la 15 ^a armónicas.
MET P k	Muestra los valores de demanda máxima en amperes primarios. Añadir k para medir más veces.
MET RD n	Restablece los valores almacenados de demanda actual. (n= 1, 2, 3, 4, A)
MET RP n	Restablece los valores almacenados de demandas máximas. (n= 1, 2, 3, 4, A)
MET SEC k	Muestra mediciones de datos(magnitud y ángulo de fase), en amperes secundarios. Añadir k para medir más veces.
QUI	Salir. Regresar al nivel de acceso 0. Termina SEL la conexión del protocolo (LMD).
SER n	Muestra los últimos n renglones del registrador secuencial de eventos (SER).
SER m n	Muestra renglones del m hasta el n del registrador secuencial de eventos (SER).
SER d1	Muestra renglones del registrador secuencial de eventos (SER) correspondientes a la fecha d1.
SER d1 d2	Muestra renglones del registrador secuencial de eventos (SER) ocurridos entre las fechas d1 y d2. La entrada de la fecha depende del ajuste del formato de fecha DATE_F (= MDY o YMD).
SER C	Borra de la memoria los registros almacenados en el SER.
SHO n	Muestra los ajustes del relevador (sobrecorriente, recierre, cronómetros, etc.) para el grupo n.
SHO L n	Muestra los ajustes de las ecuaciones de control SELOGIC para el grupo n.
SHO G	Muestra los ajustes globales.
SHO P n	Muestra los ajustes correspondientes al puerto n.
SHOR	Muestra los ajustes correspondientes al registrador secuencial de eventos (SER).

STA	Muestra el estado del relevador en su auto-prueba. STA C resetea los valores obtenidos de avisos/fallas de la auto-prueba.
TAR R	Restablece las banderas del panel frontal.
TAR n k	Muestra un renglón de Relay Word. Si n=0 hasta 41, muestra el renglón n. Añadir F para exhibir los bits en la segunda fila de LED's del panel frontal.
TIM	Muestra o ajusta la hora (formato de 24 horas). Muestra la hora actual del relevador dando solamente el comando TIM. Por ejemplo la hora 22:47:36 es ajustada dando el comando TIM 22:47:36.
TRI	Graba en la memoria un reporte de eventos.

Nivel de Acceso B

BRE R n	Restablece los contadores de disparos, corrientes de interrupción acumuladas y estimación del desgaste de las cámaras para el interruptor n (n= 1, 2, 3 ó 4).
BRE W n	Preajusta el porcentaje de desgaste para cada polo del interruptor n (n=1, 2, 3 ó 4).
CLO	Activa el bit CCn del Relay Word. Si CCn está asignado a un contacto de salida (ejemplo: OUT102=CC1), entonces este contacto cerrará si el comando CLO es ejecutado. El puente JMP24B debe estar puesto en la tarjeta principal del relevador para habilitar este comando.
GRO n	Cambiar el grupo activo de ajuste al grupo n.
OPE	Activa el bit OCn del Relay Word. Si OCn está asignado a un contacto de salida (ejemplo: OUT101=OC1), entonces este contacto cerrará si el comando OPE es ejecutado. El puente JMP24B debe estar puesto en la tarjeta principal del relevador para habilitar este comando.
PUL y k	Se obtiene un pulso en el contacto de salida y (y=OUT101, ..., OUT107, OUT2XX, OUT3XX y ALARM), durante k (1-30) segundos. El parámetro n debe ser especificado. Si k no es especificado toma un valor de 1.

Nivel de Acceso 2

CON n	Control del Bit RBn del Relay Word (remote bit n; n=1 hasta 16). al ejecutar el comando CON n el relevador responde: CONTROL RBn. Después hay que ejecutar uno de los siguientes comandos: SRB n set remote bit n (activar RBn). CRB n clear remote bit n (desactivar RBn). PRB n pulse remote bit n (activar RBn durante 1/8 de ciclo).
COP m n	Copiar ajustes del relevador y de lógica del grupo m al grupo n.
PAS	Muestra los passwords correspondientes de los niveles 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. Si xxxxxx es DISABLE (en mayúsculas), se deshabilita el password para el nivel dado.
RES	Comando RESET51, restablece todos los elementos de sobrecorriente de tiempo inverso de los cuatro devanados, incluyendo los elementos combinados.
SET n	Cambia los ajustes del relevador (sobrecorriente, diferencial, etc.) del grupo n.
SET G	Cambia los ajustes globales.
SET P n	Cambia los ajustes del puerto n.
SET R	Cambia los ajustes del registrador secuencial de eventos (SER).

2.5. RELEVADOR DE DISTRIBUCIÓN SEL-251

2.5.1. INTRODUCCIÓN

El relevador SEL-251 está diseñado para proteger líneas de distribución para todo tipo de falla. La siguiente lista esboza las características de protección, funcionamiento y versatilidad que se obtiene cuando se aplica el relevador SEL-251 en las instalaciones.

- Desarrollo de esquemas tradicionales y avanzados usando las ecuaciones de control SELOGIC™.
- Elementos de sobrecorriente de fase con voltaje de control para seguridad de carga.
- Elementos de sobrecorriente de secuencia negativa de rechazo de carga para una mayor sensibilidad para la protección de falla de fase.
- Elementos de sobrecorriente de tierra y residual para cubrir fallas a tierra.
- Característica de reset electromecánico para los elementos de sobrecorriente de tiempo.
- Elementos de sobrecorriente para inhibir el reset de recierre para evitar molestias en el ciclo de disparo – cierre.
- Coordinación de secuencia de recierre de líneas para evitar disparos innecesarios para fallas lejanas.
- Seis grupos de ajuste seleccionables para cubrir la protección de los alimentadores en contingencias.
- Circuito de monitoreo de interruptor que acumula la corriente interrumpida en cada polo para ayuda en el mantenimiento.
- Localizador de fallas que reduce el tiempo de patrullaje de la línea y el tiempo de interrupción para incrementar la fiabilidad del servicio.
- Once ciclos de reporte de eventos simplificados de falla y análisis del sistema.
- Amplia medición de voltaje, corriente, potencia, desbalance y demanda.
- Conexión del display de relevador SEL-RD para un fácil acceso a la información.

El relevador SEL-251 mejora varios aspectos de la protección de alimentadores:

- Seguridad: supervisión de bajo voltaje y secuencia negativa que evita invasión de carga.
- Fiabilidad: hardware comprobado en campo, y nuevos conceptos de soporte.
- Sensibilidad: elementos de sobrecorriente de secuencia negativa para una mejor cobertura de fallas de fase.
- Flexibilidad: ecuaciones de control SELOGIC™ manejables para todo esquema conveniente.
- Capacidad: conlleva al relevador de transmisión para aplicaciones de distribución.
- Economía: bajo precio y características únicas hacen al relevador de un valor excepcional.

2.5.2. DESCRIPCIÓN GENERAL

El relevador SEL-251 protege, controla y monitorea alimentadores de distribución. Ofrece nuevas y únicas características importantes, ecuaciones de control SELOGIC programables por el usuario, elementos de sobrecorriente de secuencia negativa y grupos de ajustes seleccionables. El diseño avanzado del relevador mejora la seguridad, fiabilidad, sensibilidad y operación.

ECUACIONES DE CONTROL SELOGIC: EL PRÓXIMO PASO EN LA LOGICA DE RELEVADORES PROGRAMABLES

En 1987, SEL inventa la máscara lógica programable. El relevador SEL-251 ofrece ecuaciones de control SELOGIC, el próximo paso en la lógica de relevadores programables por el usuario. Las ecuaciones de control SELOGIC incluyen funciones AND, OR Y NOT, elección de tiempo, y entradas y salidas programables. Las ecuaciones de control SELOGIC adicionan potencia y flexibilidad mientras simplifican programación.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE, TIERRA Y SECUENCIA NEGATIVA

Los elementos de sobrecorriente de fase y secuencia negativa detectan fallas de fase. Los elementos de sobrecorriente de secuencia negativa rechazan carga trifásica y provee mayor sensibilidad en la cobertura de fallas entre fases. Los elementos de sobrecorriente de fase *son necesarios para fallas trifásicas donde las cantidades de secuencia negativa no son producidas.*

En alimentadores fuertemente cargados, el par de control de bajo voltaje de los elementos de sobrecorriente de fase adiciona seguridad. Elección entre el par de control de bajo voltaje trifásico o bifásico. Cuando los elementos de sobrecorriente de fases son usados sólo para fallas trifásicas, la opción de bajo voltaje trifásico mejora la seguridad.

Los elementos de sobrecorriente de tierra y residual detectan fallas a tierra, y con entradas externas se puede seleccionar el par de control de los elementos de sobrecorriente.

Hay dos opciones de característica de reset para los elementos de sobrecorriente de tiempo. Una opción resetea el elemento si la corriente está por debajo del pickup por menos de un ciclo. La otra opción simula los elementos de un disco de inducción electromecánico donde el tiempo de reset depende del tiempo de ajuste del dial (palanca), el porcentaje de viaje del disco, y de la cantidad de corriente entre cero y el pickup.

RELEVADOR DE RECIERE SOFISTICADO DE MÚLTIPLE DISPARO QUE INCLUYE INHIBIDOR DE RESET Y COORDINACIÓN DE SECUENCIA

El relevador de recierre permite cuatro recierres con disparo separados, ajustables a intervalos de tiempo abierto e intervalo de tiempo de reset. Durante las condiciones de sobrecorriente el relevador de recierre inhibe el intervalo de tiempo de reset del intervalo de reset. Esto previene que el relevador de recierre se resetee cuando una condición de disparo

es inminente. El tiempo de cierre en una falla puede limitarse con el contacto de salida CLOSE afirmando que las condiciones de recierre cancelado están programadas. Una entrada programable puede ser usada como una entrada habilitada de recierre habilitando o deshabilitando el relevador de recierre.

El relevador SEL-251 incluye coordinación de secuencia fácilmente programable que mantiene al relevador de acuerdo con el restaurador de la línea, previniendo disparos indeseables para fallas lejanas.

SEIS GRUPOS DE AJUSTES SELECCIONABLES Y LÓGICA

El relevador reserva seis grupos de ajustes. Se selecciona el grupo de ajuste activo por un contacto de entrada o un comando. El uso de estos grupos de ajustes cubre un ancho rango de la protección del alimentador de distribución en contingencias. Los grupos de ajuste seleccionables hacen al relevador SEL-251 ideal para aplicaciones de bus amarrado e interruptor sustituto y otras aplicaciones que requieren frecuentemente cambios en los ajustes.

RENDIMIENTO DEL CIRCUITO DE MONITOREO DE INTERRUPTOR DE LA SECUENCIA DEL INTERRUPTOR Y AYUDA EN LA PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Circuito de disparo de interruptor separado que contabiliza los diferentes disparos y enumera los disparos iniciados por el relevador y los disparos externos. Acumula las corrientes interrumpidas por el relevador y disparos externos indicando el deterioro y desgarres del interruptor sobre una base polo por polo.

La lógica de disparo por falla provee funciones de alarma y falla de interruptor. Una alarma de falla de cierre indica al circuito de interruptor problemas del circuito de cierre o de mecanismo. El monitoreo del circuito de disparo detecta cortocircuito o circuitos abiertos anormales en el circuito de disparo del circuito de interruptor o en las condiciones de entrada.

LOCALIZADOR DE FALLAS QUE REDUCE EL TIEMPO DE PATRULLAJE DE LA LÍNEA Y EL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN

El relevador SEL-251 incluye un localizador de fallas el cual usa condiciones de tipo de falla, prefalla y falla que provee una exacta estimación de la localización de fallas sin canales de comunicación, transformadores de instrumentos especiales, o información de impedancia, aun durante condiciones de flujo de carga considerable y resistencia de falla. La localización de falla reduce el tiempo de patrullaje de la línea y el tiempo de interrupción.

ANÁLISIS DE OPERACIONES UTILIZANDO REPORTES DE EVENTOS

Once ciclos de reporte de eventos disparados por condiciones seleccionadas por el usuario que provee la información de corriente, voltaje y secuencia de eventos que se necesita para comprender el funcionamiento del relevador y el circuito de interruptor, así como los esfuerzos sobre los alimentadores para toda falla.

AMPLIA MEDICIÓN QUE MANTIENE LA PROTECCIÓN, OPERACIÓN Y ANÁLISIS DE DEMANDA

El relevador mide el voltaje y la corriente de fase, secuencia negativa, y secuencia cero, así como también los megawatts y los megavars. Los valores de demanda y demanda pico para corriente, megawatts y megavars también están disponibles. La medición también mantiene la protección, porque se puede inspeccionar las cantidades de monitoreo de los elementos del relevador. Checa la invasión de carga y desbalances por mediciones instantáneas de demanda y demanda pico.

ACCESO A LA INFORMACIÓN DEL RELEVADOR SEL-251 VÍA EL DISPLAY DE RELEVADOR SEL-RD

Se pueden conectar hasta cuatro relevadores SEL-251 a un display de relevador SEL-RD. Se accede a la información de la tarjeta del relevador, medición, estados, historial de fallas, y circuito de interruptor vía el display de relevador. Se puede cambiar aun el grupo activo de ajuste vía el display.

2.5.3. ESPECIFICACIONES GENERALES

VOLTAJES DE ENTRADAS:

115, 208, ó 230 V nominal entre fases, trifásico, conexión de 4 hilos 150 V de fase a neutro para límites de saturación.

CORRIENTES DE ENTRADA:

5 A nominal	110 A límite de saturación
15 A continuos	500 A un segundo rango térmico

RANGO DE CORRIENTES DE CONTACTOS DE SALIDA:

30 A (IEEE C37.90)
6 A continuos

RANGO DE ENTRADAS LÓGICAS PARA EL OPTOAISLADOR:

24 V cd: 15-30 V cd 125 V cd: 80-150 V cd
48 V cd: 30-60 V cd 250 V cd: 150-300 V cd
Corriente = 4 mA a voltaje nominal

FUENTE DE VOLTAJE:

24/48 V: 20/60 V cd 125/250 V: 85-350 V cd ó 85-264 V ca
10 W nominal, 14 W máximo (todas las salidas del relevador energizadas)

COMUNICACIONES:

Dos puertos seriales de comunicación EIA RS-232-C (el puerto 2 tiene conexiones frontales y posteriores)

DIMENSIONES:

8.81 cm x 48.26 cm x 29.62 cm (altura-largo-ancho)

ENTRADA DE CÓDIGO DE TIEMPO:

El relevador acepta el código de tiempo demodulado IRIG-B

MONTAJE:

Disponibilidad para configuración de montaje horizontal y vertical

POTENCIA DIELECTRICA:

Voltaje y corrientes de entrada: 2500 V ca por 10 seg.
Otras: 3000 V cd por 10 seg. (excluyendo los puertos EIA RS-232-C)

TEMPERATURA DE OPERACIÓN:

-40° F a 158°F (-40°C a 70°C)

PESO DE LA UNIDAD:

7.3 Kg.

2.5.4. ESPECIFICACIÓN DE FUNCIONES

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE FASE PARA FALLAS DE FASE Y TRIFÁSICAS**51T** ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE FASE

- Familias de curvas: moderadamente inversa, inversa, muy inversa y extremadamente inversa
- Tiempo del dial (palanca): 0.5 a 15.00 en pasos de 0.01
- Pickup (51P): 1 a 12 A $\pm 2\%$ de ajuste ± 0.1 A secundarios
- Tiempo de retraso o tiempo de reset de un ciclo
- Sincronización: $\pm 5\%$ y ± 1 ciclo para corrientes entre 2 y 20 múltiplos del pickup
- Par controlable internamente y externamente

50LT ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO DE FASE

- Pickup (50L): 0.5 a 100 A $\pm 2\%$ de ajuste ± 0.1 A secundarios
- Tiempo de retraso: 0 a 16,000 ciclos en pasos de 1 ciclo
- Par controlable internamente y externamente

50H ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO DE FASE

- Pickup: 0.5 a 100 A $\pm 2\%$ de ajuste ± 0.1 A secundarios
- Par controlable internamente y externamente

50C ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO DE FASE

- Pickup: 0.5 a 100 A $\pm 2\%$ de ajuste ± 0.1 A secundarios
- Puede ser usado para sustituir el voltaje de control a través del ajuste de la opción TCI

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA PARA FALLAS ENTRE FASES**51QT** ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE SECUENCIA NEGATIVA

- Elemento de medición de la corriente de secuencia negativa $3I_2$
- Familias de curvas: moderadamente inversa, inversa, muy inversa y extremadamente inversa
- Tiempo del dial (palanca): 0.5 a 15.00 en pasos de 0.01
- Pickup (51QP): 1 a 12 A $\pm 3\%$ de ajuste ± 0.18 A secundarios
- Tiempo de retraso o tiempo de reset de un ciclo
- Sincronización: $\pm 5\%$ y ± 1 ciclo para corrientes entre 2 y 20 múltiplos del pickup

- Par controlable externamente

50QT ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO DE SECUENCIA NEGATIVA

- Elemento de medición de la corriente de secuencia negativa $3I_2$
- Pickup (50Q): 0.5 a 100 A $\pm 3\%$ de ajuste ± 0.18 A secundarios
- Tiempo de retraso: 0 a 16,000 ciclos en pasos de 1 ciclo
- Par controlable externamente

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA Y RESIDUAL PARA FALLAS A TIERRA

51NT ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE TIERRA Y RESIDUAL

- Familias de curvas: moderadamente inversa, inversa, muy inversa y extremadamente inversa
- Tiempo del dial (palanca): 0.5 a 15.00 en pasos de 0.01
- Pickup (51NP): 0.25 a 12 A secundarios
- Tiempo de retraso o tiempo de reset de un ciclo
- Sincronización: $\pm 5\%$ y ± 1 ciclo para corrientes entre 2 y 20 múltiplos del pickup
- Par controlable externamente

50NLT ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO DE TIERRA Y RESIDUAL

- Pickup (50NL):
0.5 a 100 A secundarios ($1 \leq 51NP \leq 12$ A secundarios)
0.25 a 50 A secundarios ($0.5 \leq 51NP < 1$ A secundarios)
0.125 a 25 A secundarios ($0.25 \leq 51NP < 0.5$ A secundarios)
- Tiempo de retraso: 0 a 16,000 ciclos en pasos de 1 ciclo
- Par controlable externamente

50NH ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO DE TIERRA Y RESIDUAL

- Pickup: mismo rango que 50NLT
- Par controlable externamente

EXACTITUD

La exactitud del pickup del elemento residual es dependiente de los ajustes de 51NP. La exactitud del pickup de los elementos 51NP, 50NL, y 50NH se muestra abajo en donde se dan los rangos de ajustes de 51NP.

$1.0 \leq 51NP \leq 12 \text{ A sec}$	Pickup $\pm 2\% \pm 0.100 \text{ A sec}$
$0.5 \leq 51NP < 1 \text{ A sec}$	Pickup $\pm 2\% \pm 0.050 \text{ A sec}$
$0.25 \leq 51NP < 0.5 \text{ A sec}$	Pickup $\pm 2\% \pm 0.025 \text{ A sec}$

ELEMENTO DE VOLTAJE PARA INDICACIÓN O CONTROL INTERNO DE BAJO VOLTAJE Y VOLTAJE SANO (27)

- Elemento de voltaje entre fases 27AB, 27BC, 27CA
- Rango de ajuste: 0 a 250 V secundarios entre líneas $\pm 5\%$, $\pm 1 \text{ V}$
- Dos límites de ajuste: 27H y 27L (alto y bajo, respectivamente)
- El elemento 27 es válido si el voltaje está entre 27H y 27L
- El usuario selecciona cualquiera de las condiciones trifásica o entre fases
- El esquema implementa desprendimiento de carga por bajo voltaje
- Los elementos de sobrecorriente de fase seleccionan internamente el par de control

FUNCIONES DE TIEMPO DE RETRASO 52A O 52B

Los ajustes del tiempo de retraso de pickup y salida (52APU y 52ADO, respectivamente) son provistos para generar las funciones 52AT y 52BT. Los bits 52AT y 52BT pueden ser usados para supervisar los elementos de sobrecorriente para las condiciones de magnetización.

TIEMPO DE DISPARO POR FALLA QUE DETECTA FALLA DE INTERRUPTOR O DISPARO LENTO**TIEMPO DE CIERRE POR FALLA QUE DETECTA FALLAS DE CIERRE O CIERRE LENTO****ALARMA DE CIRCUITO DE MONITOREO DE DISPARO QUE VERIFICA EL CIRCUITO DE DISPARO Y VERIFICA ESTADO DE ENTRADA AL CIRCUITO DE INTERRUPTOR**

2.5.5. ELEMENTOS DEL RELEVADOR PARA DISPARO U OTROS PROPÓSITOS

Los 48 bits del Relay Word contienen elementos del relevador, resultados lógicos intermedios y variables lógicas programables.

TABLA 2-1.- RELAY WORD DEL SEL-251

R1	51P	50L	50H	51QP	50Q	51NP	50NLT	50NH
R2	51T	50LT	50C	51QT	50QT	51NT	50NLT	27
R3	79RS	79CY	79LO	79SH	52AT	52BT	IN6	IN5
R4	PDEM	QDEM	NDEM	TF	CF	TCMA	ST	TRIP
R5	A	B	C	D	E	F	G	H
R6	J	KT	!L	V	W	X	Y	ZT

- 51P Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo de fase
- 50L Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo definido de fase
- 50H Elemento de sobrecorriente instantáneo de fase
- 51QP Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa
- 50Q Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo definido de secuencia negativa
- 51NP Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo de tierra y residual
- 50NL Pickup del elemento de sobrecorriente de tiempo definido de tierra y residual
- 50NH Elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra y residual

- 51T Elemento de sobrecorriente de tiempo de fase
- 50LT Elemento de sobrecorriente de tiempo definido de fase
- 50C Elemento de sobrecorriente instantáneo de fase (Puede sustituir el voltaje de control por 27)
- 51QT Elemento de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa
- 50QT Elemento de sobrecorriente de tiempo definido de secuencia negativa
- 51NT Elemento de sobrecorriente de tiempo de tierra y residual
- 50NLT Elemento de sobrecorriente de tiempo definido de tierra y residual
- 27 Elemento de bajo voltaje de fase para par de control interno

- 79RS Relevador de recierre en estado de reset
- 79CY Relevador de recierre en estado ciclo de recierre
- 79LO Relevador de recierre en estado de vigilancia
- 79SH Bit de disparo; que declara la selección de los disparo de los ajustes de M79SH

52AT	Tiempo de retraso de 52A
52BT	Inverso de 52AT
IN6	Bit de entrada IN6; que declara que el voltaje de control es aplicado en la entrada IN6
IN5	Bit de entrada IN5; que declara que el voltaje de control es aplicado en la entrada IN5
PDEM	Umbral excedido de la corriente de demanda de fase
QDEM	Umbral excedido de la corriente de demanda de secuencia negativa
NDEM	Umbral excedido de la corriente de demanda de tierra y residual
TF	Condición de falla de disparo
CF	Condición de falla de cierre
TCMA	Alarma de monitoreo del circuito de disparo

2.5.6. ECUACIONES DE LAS CURVAS DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO DEPENDIENTE DE SOBRECORRIENTE

Las siguientes ecuaciones de sobrecorriente de tiempo son aplicables a los elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa, y de tierra y residual.

Hay dos opciones de características de reset para los elementos de sobrecorriente de fase, de secuencia negativa y de tierra y residual vía los ajustes de 51RS, 51QRS, y 51NRS, respectivamente. La primera opción resetea el elemento si la corriente está por debajo del pickup por menos de un ciclo. La otra opción (reset del tiempo de retraso) simula el elemento de un disco de inducción electromecánico, donde el tiempo de reset depende del ajuste del dial (palanca), el porcentaje de viaje del disco, y de la cantidad de corriente entre el pickup y cero.

CURVA 1: MODERADAMENTE INVERSA

$$T_M = TD \left[0.157 + \frac{0.668}{M - 1} \right] \qquad T_r = \frac{TD}{0.949 - 0.936M}$$

CURVA 2: INVERSA

$$T_M = TD \left[0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right] \qquad T_r = \frac{TD}{0.172 - 0.168M}$$

CURVA 3: MUY INVERSA

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

$$T_r = \frac{TD}{0.246 - 0.240M}$$

CURVA 4: EXTREMADAMENTE INVERSA

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

$$T_r = \frac{TD}{0.194 - 0.192M}$$

Donde:

T_M = Tiempo de operación en seg.

T_r = Tiempo de reset en seg. (reset del tiempo de retraso)

TD = Ajuste del tiempo del dial

M = Múltiplos de pickup. Para tiempo de operación de la curva (T_M), $M > 1$. Para tiempo de reset (T_r), $M \leq 1$

2.5.7. COMUNICACIONES

DESCRIPCIÓN

El relevador es ajustado y operado vía interfaces de comunicaciones seriales conectados a una terminal computadora y/o a un modem o el SEL-PRTU. Las comunicaciones se sirven de estos propósitos:

- 1.- El relevador responde a los comandos que abarcan todas las funciones, por ejemplo, ajustes, medición y operaciones de control.
- 2.- El relevador genera un registro de eventos para la aseveración de los disparos de salida, comando para un evento disparado, o para el arranque de algún elemento de relevador que registre un evento disparado.
- 3.- El relevador transmite mensajes en respuesta a los cambios en el estado del sistema, por ejemplo, advertencia de auto-prueba.

Es imposible deshabilitar algún relevador o funciones de control vía comunicaciones, a menos que un usuario entre erróneamente.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-251

Nivel de Acceso 0

ACCESS Entra al nivel de acceso 1, si el password ingresado es correcto (si la protección por password está habilitada). Al tercer intento no exitoso los contactos de alarma (ALARM) pulsan cerrados por un segundo.

Nivel de Acceso 1

2ACCESS Entra al nivel de acceso 2, si el password ingresado es correcto (si la protección por password está habilitada). Este comando siempre pulsa los contactos de alarma (ALARM) cerrados por un segundo.

BREAKER Muestra los disparos acumulados del circuito de disparo del interruptor disparados por el relevador y disparos externos (contabiliza al circuito de disparo del interruptor). También muestra las corrientes de interrupción acumuladas en cada polo del circuito de interruptor para disparos por relevador y externos. Los valores de corriente son mostrados en KA (kiloamperes).

BREAKER R Restablece los contadores del circuito de disparo de interruptor y las corrientes interrumpidas acumuladas a cero para ambos disparos por relevador y externos.

DATE m/d/y Ajustes o muestra de fecha. DAT 4/1/93 ajusta la fecha a 1 de abril de 1993. El código de tiempo de entrada IRIG-B sustituye existencia de los ajustes de mes y día. El comando DATE pulsa los contactos de alarma (ALARM) cuando el año ingresado difiere del año almacenado. Para mostrar solamente la fecha, ingrese DATE.

EVENT n Ajuste o muestra de registro de eventos. EVE o EVE1 muestra el evento más reciente; EVE12 muestra el evento más viejo (n= 1, 2, ..., 11, 6 12).

HISTORY Muestra la fecha (DATE), tiempo (TIME), eventos (EVENT), localización (LOCAT), disparos (SHOT), tarjetas (TARGETS) y corriente máxima de falla (CURR), para los últimos 12 eventos.

IRIG Hace un intento inmediato de sincronización del reloj interno del relevador al código de tiempo de entrada (IRIG-B).

METER n Muestra los valores de corrientes de fase, residual y de secuencia negativa; los valores actuales de potencia real y reactiva; los valores actuales de voltaje de línea - neutro, línea - línea, secuencia cero y secuencia negativa. La opción n muestra los datos de METER n veces.

- METER D Muestra los valores de demanda y demanda pico de los valores de corriente de fase, residual y de secuencia negativa y de los valores de potencia real y reactiva.
- METER RD Restablece los valores de demanda.
- METER RP Restablece los valores de demanda pico.
- QUIT Regresa el control al nivel de acceso 0; regresa la muestra de tarjetas a las tarjetas del relevador.
- SHOWEST n Muestra los ajustes del grupo de ajuste n sin afectarlos (n = 0, 1, 2, 3, 4, 5, ó 6).
- STATUS Muestra el estado del relevador en auto-prueba.
- TARGET n k Muestra datos y ajustes de los led's de las tarjetas como sigue (n = 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 ó 8):
- | | |
|-------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| TAR 0: Tarjeta del panel forntal | TAR 1: Renglón R1 del Relay Word |
| TAR 2: Renglón R2 del Relay Word | TAR 3: Renglón R3 del Relay Word |
| TAR 4: Renglón R4 del Relay Word | TAR 5: Renglón R5 del Relay Word |
| TAR 6: Renglón R6 del Relay Word | TAR 7: Estados de entradas |
| TAR 8: Estados de los contactos de salida | La opción k muestra los datos de las tarjeta k veces |
- TARGET R Limpia las tarjetas y regresa a la tarjeta 0 (TAR 0).
- TIME h/m/s Ajusta o muestra la hora. TIM 13/32/00 ajusta el reloj a 1:32:00 PM. La sincronización por IRIG-B sustituye este ajuste. Para mostrar solamente la hora, ingrese TIME.
- TRIGGER Genera y guarda un reporte de evento (disparado).

Nivel de Acceso 2

- CLOSE Cierra el circuito de interruptor, si reconoce el puente ajustado.
- COPY m n Copia los ajustes del grupo m al grupo n (m y n es igual a una combinación de 1, 2, 3, 4, 5 ó 6). Limpia los buffers. Si n es el grupo activo de ajuste, los contactos de salida de alarma (ALARM) pulsan cerrados.

GROUP n Designa el grupo de ajuste activo cuando las entradas de selección de grupo de ajuste no son asignadas a entradas, o todas las entradas de selección de grupo de ajuste asignadas a cada entrada no son declaradas ($n = 1, 2, 3, 4, 5$ ó 6). Los contactos de salida de alarma (ALARM) pulsan cerrado cuando el grupo activo es cambiado. La ejecución del comando GROUP n no limpia el buffer de evento.

OPEN Abre el circuito de interruptor, si reconoce el puente ajustado.

PASSWORD Muestra o ajusta los passwords.

SET n p Inicia el procedimiento de ajuste para el grupo de ajuste n ($n = 1, 2, 3, 4, 5$ ó 6). La opción p dirige al relevador a empezar el procedimiento de ajuste para el grupo de ajuste n desde el ajuste p (por ejemplo, si $p = 51P$, el procedimiento de ajuste comienza con el ajuste 51p, esquivando todos los ajustes que están antes de 51P). Si la opción p no es ingresada, el procedimiento de ajuste comienza desde el principio.

El relevador limpia los buffers de evento cuando los nuevos ajustes son almacenados. Si n es el grupo activo de ajuste, los contactos de salida de alarma (ALARM) pulsan cerrados.

SET G p Inicia el procedimiento de ajuste para el grupo de ajuste global. La opción p dirige al relevador a empezar el procedimiento de ajuste para el grupo de ajuste global desde el ajuste p (por ejemplo, si $p = TDUR$, el procedimiento de ajuste comienza con el ajuste TDUR, esquivando todos los ajustes que están antes de TDUR). Si la opción p no es usada, el procedimiento de ajuste comienza desde el principio.

El comando SET G pulsa los contactos de alarma (ALARM) cerrados y limpia los buffers de evento cuando nuevos ajustes son almacenados.

CAPÍTULO III

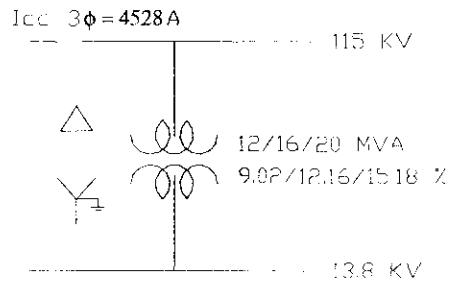
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

3.1. VARIABLES A CONSIDERAR

3.1.1. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN LAS S. E. ESPINAL UNO

ANÁLISIS PARA UNA FALLA TRIFÁSICA

En alta tensión (115 KV):



$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_{BASE} = 115 \text{ KV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} * KV_{BASE}}$$

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

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

$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3} * KV * I_{CC3\phi}}{10^3}$$

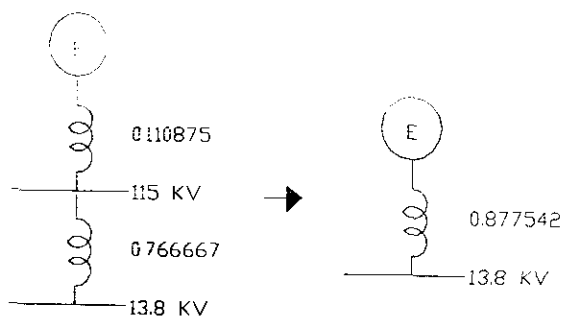
$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3} * 115 * 4528}{10^3} = 901.92 \text{ MVA}$$

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

$$Z_{RED} = \frac{100}{901.92} = 0.110875 \text{ p.u.}$$

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

La red de secuencia positiva correspondiente es:



Por lo tanto,

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

En baja tensión (13.8 KV):

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_{BASE} = 13.8 \text{ KV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} * KV_{BASE}}$$

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

$$I_{CC3\phi} = \frac{I}{Z_1}$$

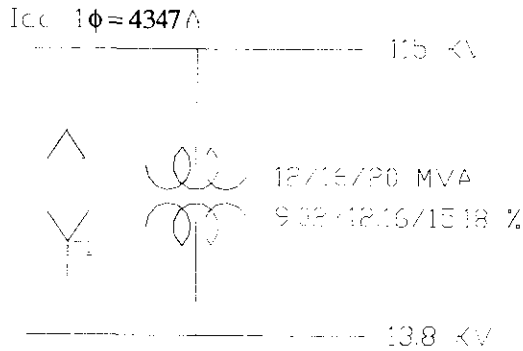
$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{0.877542} = 1.139546 \text{ p.u.}$$

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

En alta tensión (115 KV):



$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_{BASE} = 115 \text{ KV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} * KV_{BASE}}$$

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

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

$$P_{CC1\phi} = \frac{\sqrt{3} * KV * I_{CC1\phi}}{10^3}$$

$$P_{CC1\phi} = \frac{\sqrt{3} * 115 * 4347}{10^3} = 865.86 MVA$$

$$Z_{RED(sec 0)} = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC1\phi}} p.u.$$

$$Z_{RED(sec 0)} = \frac{100}{865.86} = 0.115492 p.u.$$

$$X_{T(sec 0)} = X_{T(sec +)} = X_{T(sec -)} = 0.766667 p.u.$$

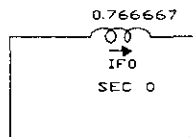
Del estudio de cortocircuito trifásico se obtuvo que:

$$Z_1 = Z_2 = 0.877542 p.u.$$

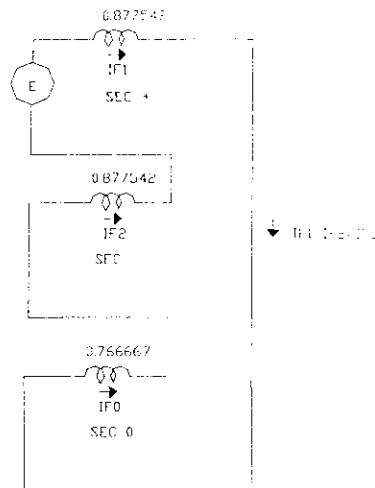
La red de secuencia positiva y negativa correspondientes son:



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



Al unir las redes de secuencia para el caso de una falla monofásica, se tiene que:



$$I_{F0} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_{F0} = \frac{1}{0.877542 + 0.877542 + 0.766667} = \frac{1}{2.521751} = 0.39655 \text{ p.u.}$$

$$I_{CC1\phi} = 3 * I_{F0}$$

$$I_{CC1\phi} = 3 * 0.39655 = 1.18965 \text{ p.u.}$$

En baja tensión (13.8 KV):

$$MVA_{BASE} = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_{BASE} = 13.8 \text{ KV}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} * KV_{BASE}}$$

$$I_{BASE} = \frac{100 * 10^3}{\sqrt{3} * 13.8} = 4183.697 A$$

La corriente de cortocircuito monofásica en 13.8 KV es:

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

3.1.2. CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA (ESP-T1)

Datos del transformador:

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.

$$I_n = 12000 / (\sqrt{3} \times 13.8) = 502.043712338 A$$

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

$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3} * I_{CC3\phi} * KV}{1000} = MVA_{CC3\phi}$$

$$P_{CC3\phi} = \frac{\sqrt{3} * 4528 * 115}{1000} = 901.913497 MVA_{CC3\phi}$$

Entonces, dado que

$$Z_s = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC3\phi}}$$

$$Z_s = \frac{12}{901.313497} = 0.013305 p.u.$$

Los puntos de la curva de daño del transformador son:

Datos:

Categoría III

$$I_n = 502.043712 \text{ A}$$

$$Z_t = 0.092$$

$$Z_s = 0.013305$$

Punto 1:

$$T = 2 \text{ seg}$$

$$I = 502.043712 / (0.092 + 0.013305) = 4767.520175 \text{ A}$$

Punto 2:

$$T = 8 \text{ seg}$$

$$I = (502.043712 \times 0.5) / (0.092 + 0.013305) = 2383.760089 \text{ A}$$

Punto 3:

$$T = 5000 \times (0.092 + 0.013305)^2 = 55.445715 \text{ seg}$$

$$I = (502.043712 \times 0.5) / (0.092 + 0.013305) = 2383.760089 \text{ A}$$

Punto 4:

$$T = 50 \text{ seg}$$

$$I = 502.043712 \times 5 = 2510.218562 \text{ A}$$

Punto 5

$$T = 60 \text{ seg}$$

$$I = 502.043712 \times 4.75 = 2384.707634 \text{ A}$$

Punto 6:

$$T = 300 \text{ seg}$$

$$I = 502.043712 \times 3 = 1506.131137 \text{ A}$$

Punto 7:

$$T = 1800 \text{ seg}$$

$$I = 502.043712 \times 2 = 1004.087425 \text{ A}$$

Tipo de curva ANSI
Categoría III para fallas frecuentes.

TRAZO DE LA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR T1

I amp. (13.8 KV)	T (seg)
1004.087425	1800
1506.131137	300
2384.707634	60
2510.218562	50
2383.760089	55.445715
2383.760089	8
4767.520175	2

Ver gráfica 3.5.1

3.2. CÁLCULO Y AJUSTES DE LA PROTECCION DIFERENCIAL SEL-387 DEL BANCO T1 (ESP-T1) DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESPINAL UNO

3.2.1. CÁLCULO 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:

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 sólo se habilitan en el relevador, los correspondientes a:

E87W1= Y

E87W2= Y

TC's:

La conexión de los TC's será en estrella en alto y en bajo voltaje 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)

Lado de alto voltaje:

$$I_{AT_NOM} = \frac{MVA_{MAX}}{\sqrt{3} \times KV_{NOM}}$$

$$I_{AT_NOM} = \frac{20}{\sqrt{3} \times 115} = 100.408742A$$

$$I_{AT_MAX} = \frac{MVA_{MAX}}{\sqrt{3} \times KV_{MIN}}$$

$$I_{AT_MAX} = \frac{20}{\sqrt{3} \times 106.375} = 108.54999A$$

$$I_{AT_MIN} = \frac{MVA_{MAX}}{\sqrt{3} \times KV_{MAX}}$$

$$I_{AT_MIN} = \frac{20}{\sqrt{3} \times 117.875} = 97.959748A$$

$$I_{AT_PROM} = \sqrt{I_{AT_MAX} \times I_{AT_MIN}}$$

$$I_{AT_PROM} = \sqrt{108.54999 \times 97.959748} = 103.119007296A$$

Lado de bajo voltaje:

$$I_{BT} = \frac{MVA_{MAX}}{\sqrt{3} \times KV}$$

$$I_{BT} = \frac{20}{\sqrt{3} \times 13.8} = 836.73952A$$

SELECCIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TC (RTC)

En alto voltaje:

Para la selección de la RTC se hace lo siguiente:

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

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

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

Seleccionamos la $RTC = 300/5 = 60/1$, y probamos la segunda condición.

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

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_n = \frac{12 * 1000}{\sqrt{3} * 115} = 60.245A$$

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

$$200\% I_n = 2 * 60.245 = 120.49A$$

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{120.49}{60} = 2.008A$$

Por lo tanto, se cumple con la condición 2.

Ahora probaremos si cumple con la condición uno

$$I_{cc_{SECMAX}} = \frac{I_{cc_{MAX 3\phi 115KV}}}{RTC} < 100$$

$$I_{cc_{SEC_{MAX}}} = \frac{4528}{60} = 75.46667A$$

Por lo tanto, la RTC seleccionada es de 300/5.

En bajo voltaje:

Para la selección de la RTC se hace lo siguiente:

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

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

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

Seleccionamos la RTC = 300/5 = 60/1, y probamos la segunda condición.

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

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_n = \frac{12 * 1000}{\sqrt{3} * 13.8} = 502.044A$$

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

$$200\% I_n = 2 * 502.044 = 1004.088A$$

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.088}{60} = 16.7348A$$

Como el valor de la corriente calculada es mayor que 5 A; seleccionamos el siguiente valor de RTC 400/5 = 80/1.

$$I_{sec_{MAX}} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.088}{80} = 12.5511A$$

Como el valor es todavía mayor que 5 A. seleccionamos el siguiente valor de la RTC
 $1200/5 = 240/1$.

$$I_{sec_MAX} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.088}{240} = 4.1837 A$$

Por lo tanto, se cumple con la condición 2.

Ahora probaremos si cumple con la condición uno.

$$I_{CC_SECMAX} = \frac{I_{CC_MAX\ 13.8KV}}{RTC} < 100$$

$$I_{CC_SECMAX} = \frac{4767.52}{240} = 19.8647 A$$

Por lo tanto, la RTC seleccionada es de 1200/5.

Si seleccionamos una RTC de 300/5 para el lado de alta tensión y una RTC de 1200/5 para el lado de baja tensión, se tienen los siguientes ajustes:

CTR1= 60

CTR2= 240

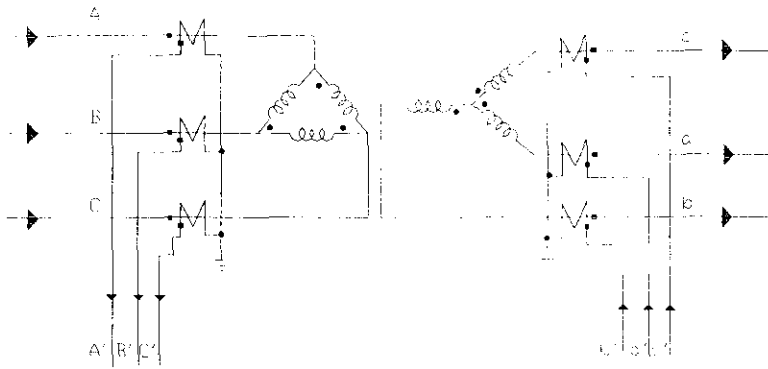
El ajuste correspondiente a la capacidad máxima del transformador de potencia es:

MVA= 20.0

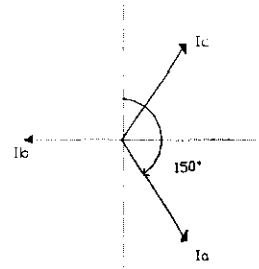
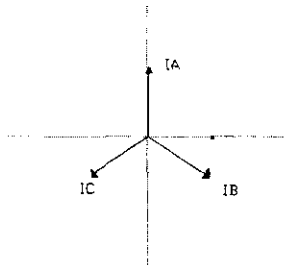
3.2.2. COMPENSACIÓN DE FASE

Debido a que el transformador de potencia pertenece al grupo vectorial Dy5, esto porque en el lado de alto voltaje se tiene una conexión delta y en el lado de bajo voltaje se tiene una conexión estrella, así también porque existe un defasamiento entre ambos lados de 150° (30 x 5).

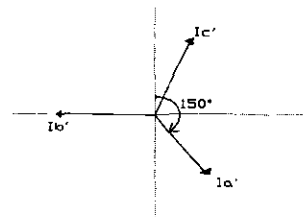
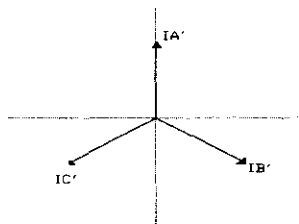
ESQUEMA DE CONEXIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y LOS TC's



POSICIÓN DE LOS
FASORES DE CORRIENTE
EN EL TRANSFORMADOR
DE POTENCIA



POSICIÓN DE LOS
FASORES DE CORRIENTE
EN LOS TC's

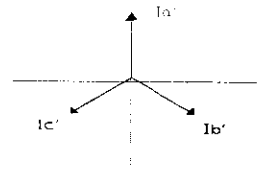
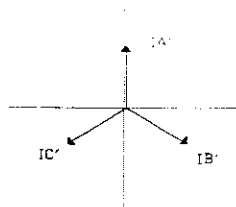


El relevador SEL-387 nos permite realizar ésta compensación de fase mediante la utilización de un elemento diferencial de ajuste de fase, el cual al seleccionar el valor adecuado (0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12), automáticamente asigna una matriz de 3x3 que realiza la compensación, mediante un algoritmo 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 alto como en bajo voltaje.

Para nuestro caso particular en que el transformador de potencia pertenece al grupo vectorial Dy5 y los TC's están conectados en estrella en alto voltaje y en bajo voltaje, el valor adecuado del elemento para cada devanado del transformador es:

ICOM= Y
W1CTC= 0
W2CTC= 5

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.

3.2.3. COMPENSACIÓN DE MAGNITUDES

Los voltajes línea - línea de devanado (en KV) son requeridos para realizar los cálculos de los tap's:

$$\mathbf{VWDG1= 115.00}$$

$$\mathbf{VWDG2= 13.80}$$

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

$$TAPn = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * VWDGn * CTRn} * C ,$$

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= la capacidad máxima del transformador de potencia (este valor debe ser igual para calcular todos los TAPn)

VWDGn= es el voltaje 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 $TAP_{MAX}/TAP_{MIN} \leq 7.5$

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

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

$$TAP1 = \frac{20 * 1000}{\sqrt{3} * 115 * 60} * 1$$

$$TAP1 = 1.6734A$$

$$TAP2 = \frac{20 * 1000}{\sqrt{3} * 13.8 * 240} * 1$$

$$TAP2 = 3.4864A$$

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

2.- La razón de TAP_{MAX}/TAP_{MIN} es:

$$TAP_{MAX} = 3.49$$

$$TAP_{MIN} = 1.67$$

$$\frac{TAP_{MAX}}{TAP_{MIN}} = \frac{3.49}{1.67} = 2.09$$

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

$$TAP1 = 1.67$$

$$TAP2 = 3.49$$

3.2.4. AJUSTE 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 que sea de 0.3 y, además debe de cumplir con la siguiente condición:

$$O87P_{MIN} \geq \frac{0.1 * I_N}{Tap_{MIN}}$$

Si ajustamos:

$$O87P = 0.3$$

$$0.3 \geq \frac{0.1 * 5}{1.67} = 0.29$$

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 voltaje 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 del voltaje del transformador es 7.5%.

$$E_{REL} = 5\%$$

$$E_{EXC} = 3\%$$

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 asegurar una 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:

$$TAP_{MAX} * IRS1 \leq 31.0 * I_N$$

entonces, se tiene:

$$3.49 * 3.0 \leq 31.0 * 5$$

$$10.47 \leq 155$$

Por lo tanto, se cumple con la condición.

Ver gráfica 3-5-2.

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 cumplir con la siguiente condición:

$$U87P \leq \frac{31 * I_{NOM}}{TAP_{MAX}}$$

$$U87P \leq \frac{31 * 5}{3.49} = 37.08$$

Por lo tanto, escogemos el valor de 10.

U87P= 10

3.2.5. AJUSTE DE LOS ELEMENTOS DIFERENCIALES DE BLOQUEO POR ARMÓNICOS

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 las varias simulaciones), por lo general el ajuste del elemento de bloqueo por segundo armónico (PCT2) se ajusta a un 15% que provee un buen margen de seguridad.

PCT2= 15

La sobreexcitación de un transformador ocurre cuando la razón del voltaje a la 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 realice en todas las fases.

IHBL= N

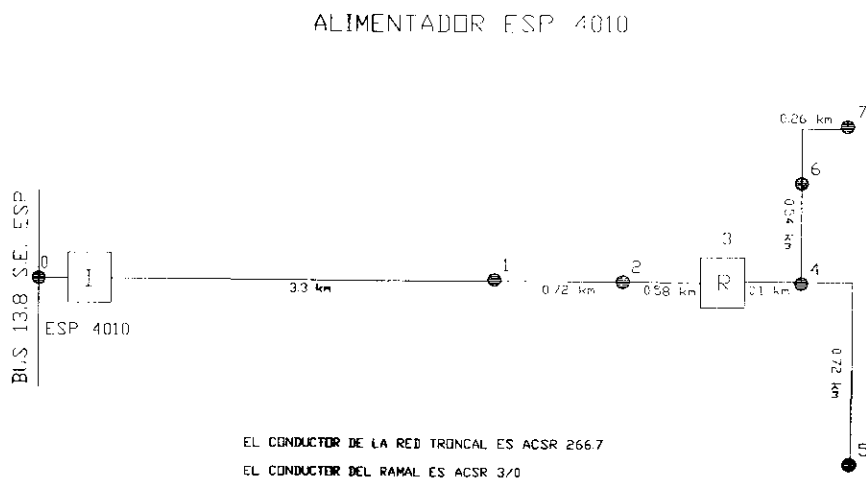
3.2.6. RESUMEN DE AJUSTES DE LOS ELEMENTOS DIFERENCIALES DEL RELEVADOR SEL-387

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

3.3. CÁLCULO Y AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE SEL-251 DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESPINAL UNO

3.3.1. CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR ESP 4010

El diagrama unifilar del alimentador ESP 4010, se muestra en la siguiente figura:



Al realizar un análisis de cortocircuito, se obtienen los siguientes valores de corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en diferentes puntos sobre el alimentador ESP 4010. El cálculo se realiza con la ayuda del programa "LINEASRC" para el cálculo de impedancias y cortocircuitos radiales.

RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

CIRCUITO:	ESP 4010			
VOLTAJE DE OPERACIÓN:	13.8 KV			
IMPEDANCIA EQUIVALENTE EN EL BUS DE LA SUBESTACIÓN:				
R1 (P.U.)=	0.017500	X1 (P.U.)=	0.877542	
RO (P.U.)=	0.000000	X0 (P.U.)=	0.766667	
RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ohms-m):	100			
RESISTENCIA DEL ARCO (ohms):	0			
NODO	Icc 3f (A)	Icc 1f (A)	Z1 (sec +)	Z0 (sec 0)
1	2508.31	1685.50	0.6119 + J 1.5517	0.9025 + J 4.0332
2	2369.55	1564.01	0.6803 + J 1.6293	1.0064 + J 4.4094
3	2087.16	1331.27	0.8460 + J 1.8172	1.2580 + J 5.3200
4	2060.30	1310.06	0.8640 + J 1.8376	1.2854 + J 5.4190
5	1884.90	1175.15	0.9937 + J 1.9847	1.4823 + J 6.1317
RAMAL :	1	INICIA EN EL NODO:		4
NODO	Icc 3f (A)	Icc 1f (A)	Z1 (sec +)	Z0 (sec 0)
6	1900.90	1198.56	0.9914 + J 1.9650	1.4632 + J 5.9586
7	1832.20	1151.30	1.0527 + J 2.0263	1.5488 + J 6.2184

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, en el diagrama unifilar). El restaurador está ajustado para realizar tres operaciones una rápida (curva A) y dos lentas (curva B). A continuación se muestra la característica de operación tiempo corriente para las dos curvas de operación.

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

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

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

$$I_{PICKUP} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 13.8} = 418.3967 A$$

Para cuyo valor se escoge una RTC de 600/5.

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

$$I_{CC_{SECMAX}} = \frac{I_{CC_{MAX3\phi, 13.8KV}}}{RTC}$$

$$I_{CC_{SECMAX}} = \frac{4767.52}{120} = 39.73 A$$

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

$$I_{nom} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 13.8} = 125.511 A$$

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

Por lo tanto, se cumple con ambas condiciones.

Selección del TAP

$$TAP = \frac{418.3697}{120} = 3.4864 A$$

Por lo tanto, se escoge un TAP de:

$$TAP = 3.5 A$$

Para este valor de TAP se tiene una corriente de arranque de:

$$I_{PICKUP} = 3.5 * 120 = 420 A$$

Selección de la Palanca

Cálculo del múltiplo de TAP (MT):

$$MT = \frac{I_{CC_{MAX 3\phi 13.8KV}}}{TAP * RTC}$$

$$MT = \frac{4767.52}{3.5 * 120}$$

$$MT = 11.3512$$

En la hoja de coordinación la curva muy inversa del relevador SEL 251, con un valor del MT de 11.3512 y para un tiempo de operación de 0.25 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De donde:

TD = es la palanca

T_M = tiempo de operación del relevador

M = es el múltiplo de TAP

Para los valores anteriores se tiene una palanca de 1.9739, entonces seleccionamos 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:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 2.0 operando en un tiempo de 0.253296 seg.

Por lo tanto éste es el valor buscado.

Palanca = 2.0

El criterio de coordinación relevador – restaurador establece que debe existir un **margen** mínimo de tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 seg, 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 aproximadamente 0.16 seg., aproximadamente. De la curva de operación del relevador para los ajustes calculados anteriormente se tiene que a una corriente de 2087.16 A opera en 0.51 seg., aproximadamente. Por lo tanto, el tiempo de coordinación es:

$$0.51 - 0.16 = 0.35 \text{ seg.}$$

Se cumple con el criterio.

Por lo tanto la curva inversa del relevador SEL-251 para la protección 51F del circuito ESP 4010, es la siguiente:

1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador
- 2.- Corriente secundaria I sec = MT x TAP
- 3.- Corriente primaria I prim. = Isec x RTC
- 4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

TRAZO DE LA CURVA INVERSA DEL RELEVADOR DE FASE 51F

RELEVADOR SEL-251: ESP 4010

RTC = 120

TAP = 3.5

PALANCA = 2.0

M.T.	I_{prim} (A) en 13.8 KV	T (seg)
1.5	630	6.400600000
2	840	2.779266667
3	1260	1.162600000
5	2100	0.515933333
7	2940	0.354266667
8	3360	0.315774603
10	4200	0.270983838
20	8400	0.212048622

Los valores anteriores de corriente primaria en I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-5.

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

51P= 3.5**51TD= 2.0****51C= 3****51RS= N**

3.3.3. 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.

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

La RTC seleccionada es de 600/5.

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

$$I_{\text{CC}_{\text{SECMAX}}} = \frac{I_{\text{CC}_{\text{MAX}} @ 13.8KV}}{RTC}$$

$$I_{CC_{SECMAX}} = \frac{4977.12}{120} = 41.476A$$

Selección del TAP

$$TAP = \frac{125.51}{120} = 1.0459A$$

Por lo tanto, se escoge un TAP de:

$$TAP = 1.1A$$

Para este valor de TAP se tiene una corriente de arranque de:

$$I_{PICKUP} = 1.1 * 120 = 132A$$

Selección de la Palanca

Cálculo del múltiplo de TAP:

$$MT = \frac{I_{CC_{MAX1\phi,13.8KV}}}{TAP * RTC}$$

$$MT = \frac{4977.12}{1.1 * 120}$$

$$MT = 37.705$$

En la hoja de coordinación la curva inversa del relevador SEL 251, con un valor del MT de 37.705 y para un tiempo de operación de 0.4 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De donde:

TD = es la palanca

T_M = tiempo de operación del relevador

M = es el múltiplo de TAP

Para los valores anteriores se tiene una palanca de 2.172, entonces seleccionamos 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:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 2.2 operando en un tiempo de 0.405214 seg.

Por lo tanto, éste es el valor buscado.

Palanca = 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 seg, 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 (1331.27 A), en su curva de operación lenta es de aproximadamente 0.21 seg., aproximadamente. 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 seg., aproximadamente. Por lo tanto, el tiempo de coordinación es:

$$0.55 - 0.21 = 0.34 \text{ seg.}$$

Se cumple con el criterio.

Por lo tanto la curva inversa del relevador SEL 251 para la protección 51N del circuito ESP 4010, es la siguiente:

1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador
- 2.- Corriente secundaria I sec = MT x TAP
- 3.- Corriente primaria I prim. = Isec x RTC
- 4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

TRAZO DE LA CURVA INVERSA DEL RELEVADOR DE NEUTRO 51N

RELEVADOR SEL-251: ESP 4010-N

RTC = 120

TAP = 1.1

PALANCA = 2.2

M.T.	I_{prim} (A) en 13.8 KV	T (seg)
1.5	198	10.86800000
2	264	4.759333333
4	528	1.268666667
6	792	0.770000000
8	1056	0.603777778
15	1980	0.454437500
20	2640	0.428807018
40	5280	0.404186366

Los valores anteriores de corriente primaria en I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-6.

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

51NP= 1.1

51NTD= 2.2

51NC= 2

51NRS= N

3.3.4. PROTECCION 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:

$$I_{cc_{3\phi}} = 2369.55A$$

$$I_{cc_{\phi}} = 1564.01A$$

Dichos valores fueron calculados 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:

$$TAP = \frac{2369.55 * 1.28}{120} = 25.2752A$$

Seleccionamos un TAP de:

$$TAP = 25.5A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 25.5 * 120 = 3060A$$

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

$$50H = 25.5$$

Ver gráfica 3-5-5.

Los ajustes para la protección 50N son:

$$TAP = \frac{1564.01 * 1.28}{120} = 16.682A$$

Seleccionamos un TAP de:

$$TAP = 16.7A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 16.7 * 120 = 2004A$$

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

$$50NH = 16.7$$

Ver gráfica 3-5-6.

La protección de este circuito contempla tres operaciones de recierre:

- Primer recierre: 900 ciclos (15 seg.)
- Segundo recierre: 1200 ciclos (20 seg.)
- Tercer recierre: 1500 ciclos (25 seg.)

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.

3.3.5. AJUSTES Y PROGRAMACIÓN RELACIONADOS CON LA FUNCIÓN DE RECIERE, EL CONTROL DE LOS 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

R1= 0.34; (Resistencia de la línea de secuencia positiva, en ohms por unidad de longitud).

X1= 0.39; (Reactancia de la línea de secuencia positiva, en ohms por unidad de longitud).

R0= 0.52; (Resistencia de la línea de secuencia cero, en ohms por unidad de longitud).

X0= 1.89; (Reactancia de la línea de secuencia cero, en ohms por unidad de longitud).

RS= 0.00; (Resistencia del reactor limitador de corriente, en ohms por unidad de longitud).

XS= 0.00; (Reactancia del reactor limitador de corriente, en ohms por unidad de longitud).

LL= 5.40; (longitud de la línea).

AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE MEDICIÓN DE DEMANDA

DACT= 15; (Constante de tiempo del amperímetro de demanda, en minutos).

PDEM= 12.00; (Umbral del amperímetro de demanda de fase para PDEM, en A).

QDEM= 12.00; (Umbral del amperímetro de demanda de secuencia negativa para QDEM, en A).

NDEM= 1.00; (Umbral del amperímetro de demanda residual para NDEM, en A).

DEMR= Y; (Resetea los valores de demanda cuando un cambio de grupo activo de ajuste es hecho).

AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DEL RELEVADOR DE RECIERRE

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).
79RST= 1800; (Intervalo de tiempo para el reset del relevador de recierre, en ciclos).
M79SH= 10000; (Mascara de disparos para el relevador de recierre, designa el bit de aserción 79SH para los disparos 0, 1, 2, 3, ó 4).

AJUSTES DE LOS TIEMPOS DE RETRASO PARA EL ESTADO DE INTERRUPTOR

52APU= 1200; (Tiempo de retraso para subir el estado del bit 52AT, en ciclos).
52ADO= 0; (Tiempo de retraso para bajar el estado del bit 52AT, en ciclos).

AJUSTES DE LOS TIEMPOS DE CIERRE Y DISPARO

CFT= 60; (Tiempo de falla de cierre, en ciclos).
TDUR= 4; (Tiempo de duración de disparo, en ciclos).
TFT= 30; (Tiempo de falla de disparo, en ciclos).
TGR= 180; (Tiempo de estabilización de las entradas de selección de grupos de ajuste antes de que el relevador cambie los grupos de ajuste, en ciclos).

PROGRAMACIÓN PARA EL CONTROL DE DISPARO

A(12)= 50H+50NH; (Asigna al bit A, la aserción del bit 50H ó 50NH).
G(34)= 79SH; (Asigna al bit G, la aserción del bit 79SH).
V(56)= A*G; (Asigna al bit V, la aserción del bit A y G).
SEQ(1)= 50H+50NH; (Incrementa el contador de disparo si el bit 50H ó 50NH cambian del estado 1 al estado 0).
TR(1246)= 51T+51NT+V; (Disparo por la aserción del bit 51T ó 51NT ó V).

PROGRAMACIÓN PARA CANCELAR LA FUNCIÓN DEL RELEVADOR DE RECIERRE

RC(1246)= TF; (Cancela el recierre por la aserción del bit TF).

PROGRAMACIÓN PARA LA FUNCIÓN DE GENERACIÓN DE REPORTES DE EVENTOS

V(56)= A*G; (Asigna al bit V, la aserción del bit A y G).
ER(1246)= TF+51P+51NP+V; (Genera un reporte de eventos por la aserción del bit TF ó 51P ó 51NP ó V).

PROGRAMACIÓN DE LOS CONTACTOS DE SALIDA

- A1(1234)= TF; (Cierra el contacto de salida A1 por la aserción del bit TF).
 A2(1234)= TCMA; (Cierra el contacto de salida A2 por la aserción del bit TCMA).
 A3(1346)= 79CY; (Cierra el contacto de salida A3 por la aserción del bit 79CY).

PROGRAMACIÓN DE LOS CONTACTOS DE ENTRADA

- IN1= SS1; (Asigna SS1 a la entrada 1, para la selección del grupo de ajustes).
 IN3= RE; (Asigna RE 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).
 IN6= TCM; (Asigna TCM a la entrada 6, para habilitar la función del monitoreo del circuito de disparo).

3.3.6. RESUMEN DE AJUSTES Y PROGRAMACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL RELEVADOR SEL-251

ID	ESP 4010
CTR	120
PTR	70
R1	0.34
X1	0.39
R0	0.52
X0	1.89
RS	0.00
XS	0.00
LL	5.40
DATC	15
PDEM	12.00
QDEM	12.00
NDEM	1.00
79OI1	900
79OI2	1200
79OI3	1500
79OI4	0
79RST	1800
M79SH	10000
50NH	16.7
51NP	1.10
51NTD	2.20
51NC	2
51NRS	N
50H	25.5
51P	3.50

51TD	2.00
51C	3
51RS	N
52APU	1200
52ADO	0
A(12)	50LT+50NLT
B(12)	50L+50NL
G(34)	79SH
A1(1234)	TF
A2(1234)	TCMA
V(56)	A*G
W(56)	B*G
A3(1346)	79CY
TR(1246)	51T+51NT+V
RC(1246)	TF
ER(1246)	TF+51P+51NP+W
SEQ(1)	50L+50NL
DEMR	Y
CFT	60
TDUR	4
TFT	30
TGR	180
IN1	SS1
IN3	RE
IN5	52A
IN6	TCM

3.4. CÁLCULO Y AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE SEL-387 DEL BANCO T1 (ESP-T1) DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESPINAL UNO

3.4.1. 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.

Cap. del T1 = 12/16/20 MVA

Relación = 115 / 13.8 KV

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

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_n = \frac{12 * 1000}{\sqrt{3} * 13.8} = 502.043712A$$

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

$$200\% I_n = 2 * 502.043712 = 1004.087425A$$

Selección de la RTC

Para la selección de la RTC se hace lo siguiente:

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

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

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

Seleccionamos la RTC = 300/5 = 60/1

Probamos la segunda condición.

$$I_{sec_MAX} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.087424}{60} = 16.73479 A$$

Como el valor de la corriente calculada es mayor que 5 A, seleccionamos el siguiente valor de RTC $400/5 = 80/1$

$$I_{sec_MAX} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.087424}{80} = 12.55109 A$$

Como el valor es todavía mayor que 5 A, seleccionamos el siguiente valor de la RTC $1200/5 = 240/1$

$$I_{sec_MAX} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{1004.087424}{240} = 4.18369 A$$

Por lo tanto, se cumple la segunda condición.

Ahora probaremos si cumple con la condición uno.

$$I_{CC_SECMAX} = \frac{I_{CC_MAX\ 3\phi\ 13.8\ KV}}{RTC} < 100$$

$$I_{CC_SECMAX} = \frac{4767.52}{240} = 719.8647 A$$

Por lo tanto, la RTC seleccionada es de 1200/5

Selección del TAP

TAP = corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAXCARGA}}{240} = \frac{1004.087424}{240} = 4.18369 A$$

$$TAP = 4.1 A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 4.1 * 240 = 984 A$$

Se utilizara la protección de sobrecorriente de un relevador SEL 387.

Para tener una buena coordinación, con la protección de los alimentadores, se escoge también una curva muy inversa.

Selección de la Palanca

Para la selección de la palanca se utiliza el múltiplo de TAP (MT):

$$MT = \frac{I_{CC_{MAX\ 3\phi\ 13.8KV}}}{TAP * RTC}$$

$$MT = \frac{4767.52}{4.1 * 240}$$

$$MT = 4.85$$

Para dar una mayor sensibilidad a la protección, se calcula la protección para que opere en un tiempo de 0.6 seg. Se selecciona este valor ya que el criterio de coordinación relevador - relevador recomienda un margen de 0.3 a 0.4 seg., 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 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De 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 que corresponde a una palanca de 2.3 y un múltiplo de TAP de 4.85 se tiene:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 2.3 operando en un tiempo de 0.617716 seg.

Por lo tanto, éste es el valor buscado.

Palanca = 2.3

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

$0.617716 - 0.253296 = 0.36442 \text{ seg.}$

Se cumple con el criterio.

Con estos valores trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizamos lo siguiente:

RTC = 1200/5 TAP = 4.1 PALANCA = 2.3

- 1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva muy inversa del relevador
- 2.- Corriente secundaria I sec = MT x TAP
- 3.- Corriente primaria I prim. = Isec x RTC
- 4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva muy inversa del relevador

TRAZO DE LA CURVA MUY INVERSA DEL RELEVADOR DE FASE 51F EN BT

RELEVADOR SEL-387: ESP 42010

RTC= 1200/5 TAP= 4.1 PAL= 2.3

MT	I _{prim} (A) en 13.8 KV	Tiempo (seg)
1.2	1180.8	20.50330818
1.5	1476	7.360690000
2	1968	3.196156667
4	3936	0.816423333
8	7872	0.363140794
10	9840	0.311631414
15	14760	0.261329286
20	19680	0.243855915

Los valores anteriores de corriente primaria I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-3.

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

EOC2= Y (Habilita el devanado 3 para elementos de sobrecorriente y umbrales de demanda).

$$51P2P= 4.1$$

$$51P2C= U3$$

$$51P2TD= 2.3$$

$$51P2RS= N$$

$$51P2TC= 1$$

3.4.2. 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, se tomará un 30% desbalance del pick up de la protección de fase 51F.

$$I_{PICKUP} 51F = 4.1 * 240 = 984 A$$

$$I_{PICKUP} 51NT = 0.3 * 984 = 295.2 A$$

Seleccionamos una RTC de:

$$RTC = 600/5$$

Selección del TAP

TAP= corriente de arranque o pick up.

$$TAP = \frac{295.2}{120} = 2.46 A$$

Se escoge un TAP de:

$$TAP = 2.5 A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 2.5 * 120 = 300 A$$

Cuyo valor corresponde a un 30.45% de desbalance.

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

Selección de la Palanca

Múltiplo de TAP.

$$MT = \frac{I_{cc_MAX\ 1\phi\ 13\ 8KV}}{TAP * RTC}$$

$$MT = \frac{4977.12}{2.5 * 120}$$

$$MT = 16.59$$

Consideramos 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 seg., con la protección 51N 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 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De 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 que corresponde a una palanca de 3.7 y un múltiplo de TAP de 16.59 se tiene:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 3.7 operando en un tiempo de 0.746279 seg.

Con lo cual se tiene una coordinación de:

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

Se cumple con el criterio.

Por lo tanto, éste es el valor buscado.

$$\text{Palanca} = 3.7$$

Con estos valores trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizamos lo siguiente:

$$\text{RTC} = 600/5 \qquad \text{TAP} = 2.5 \qquad \text{PALANCA} = 3.7$$

1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

$$2.- \text{ Corriente secundaria } I_{\text{sec}} = \text{MT} \times \text{TAP}$$

$$3.- \text{ Corriente primaria } I_{\text{prim.}} = I_{\text{sec}} \times \text{RTC}$$

4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

**TRAZO DE LA CURVA INVERSA DEL RELEVADOR DE NEUTRO DE
TRANSFORMADOR 5INT EN BT**

RELEVADOR SEL-387: ESP 42010-NT

$$\text{RTC} = 600/5 \qquad \text{TAP} = 2.5 \qquad \text{PAL} = 3.7$$

MT	I_{prim} (A) en 13.8 KV	T (seg)
1.5	450	18.27800000
2	600	8.004333333
3	900	3.417875000
4	1200	2.133666667
6	1800	1.295000000
8	2400	1.015444444
10	3000	0.888373737
15	4500	0.764281250
20	6000	0.721175439
25	7500	0.701280449

Los valores anteriores de corriente primaria I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-4.

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

EOC4= Y (Habilita el devanado 4 para elementos de sobrecorriente y umbrales de demanda).

CTR4= 120 (RTC del devanado 4).

51P4P= 2.5

51P4C= U2

51P4TD= 3.7

51P4RS= N

51P4TC= 1

3.4.3. 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.

Cap. del T1 = 12/16/20 MVA

Relación = 115 / 13.8 KV

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

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_n = \frac{12 * 1000}{\sqrt{3} * 115} = 60.245245A$$

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

$$200\%I_n = 2 * 60.245245 = 120.490491A$$

Selección de la RTC

Para la selección de la RTC se hace lo siguiente:

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

$$\frac{I_{cc_{MAX3\phi 115KV}}}{RTC} < 100$$

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

Seleccionamos la $RTC = 300/5 = 60/1$

Probamos la segunda condición.

$$I_{SEC\ MAX} = \frac{I_{MAXCARGA}}{RTC} = \frac{120.490491}{60} = 2.008175A$$

Por lo tanto, se cumple la segunda condición.

Ahora probaremos si cumple con la condición uno

$$ICC_{SECMAX} = \frac{ICC_{MAX\ 3\ 115KV}}{RTC} < 100$$

$$ICC_{SECMAX} = \frac{4528}{60} = 75.466667A$$

Por lo tanto, la RTC seleccionada es de 300/5

Selección del TAP

TAP = corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{I_{MAXCARGA}}{60} = \frac{120.490491}{60} = 2.008175A$$

$$TAP = 2A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 2 * 60 = 120A$$

Se utilizara 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 seg.

Todos los valores serán referidos al lado de 115 KV.

Selección de la Palanca

Para la selección de la palanca se utiliza el múltiplo de TAP (MT)

$$MT = \frac{I_{cc}^{MAX} 3.8KV}{TAP * RTC * RT}$$

$$MT = \frac{4767.52}{2 * 60 * \frac{115}{13.8}}$$

$$MT = 4.767$$

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 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De 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 3.4558, entonces seleccionamos una palanca de 3.5

Para encontrar el tiempo de operación del relevador que corresponde a una palanca de 3.5 y un múltiplo de TAP de 4.767 se tiene:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 3.5 operando en un tiempo de 0.962156 seg.

Por lo tanto, éste es el valor buscado.

Palanca = 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:

$$0.962156 - 0.6177166 = 0.344441 \text{ seg.}$$

Se cumple el criterio.

Con estos valores trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizamos lo siguiente:

$$\text{RTC} = 300/5 \qquad \text{TAP} = 2 \qquad \text{PALANCA} = 3.5$$

1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva muy inversa del relevador
- 2.- Corriente secundaria $I_{\text{sec}} = \text{MT} \times \text{TAP}$
- 3.- Corriente primaria $I_{\text{prim.}} = I_{\text{sec}} \times \text{RTC} \times \text{RT}$
- 4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva muy inversa del relevador

TRAZO DE LA CURVA MUY INVERSA DEL RELEVADOR DE FASE 51F EN AT

RELEVADOR SEL-387: ESP 72010

$$\text{RTC} = 300/5 \qquad \text{TAP} = 2 \qquad \text{PAL} = 3.5$$

MT	$I_{\text{prim}} \text{ (A) en 115 KV}$	Tiempo (seg)
1.1	1100	65.003716667
1.5	1500	11.201050000
2	2000	4.8637166670
3	3000	2.0345500000
4	4000	1.2423833330
5	5000	0.9028833330
6	6000	0.7250500000
7	7000	0.6199666670
8	8000	0.5526055560
9	9000	0.5068000000

Los valores anteriores de corriente primaria I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-3.

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

EOC1= Y (Habilita el devanado 1 para elementos de sobrecorriente y umbrales de demanda).

$$51PIP= 2.0$$

$$51PIC= U3$$

$$51PITD= 3.5$$

$$51PIRS= N$$

$$51PITC= 1$$

3.4.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA 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 seg., 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:

$$I_{INRUSH} = 12 * I_n$$

$$I_{INRUSH} = 12 * 60.245245$$

$$I_{INRUSH} = 722.94294A$$

Al referir este valor al lado de baja tensión se tiene:

$$I_{INRUSH13.8KV} = 722.94294 * \frac{115}{13.8}$$

$$I_{INRUSH13.8KV} = 6024.5245A$$

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: $f.a.=1.53$,

$$I_{cc_{MAX-ASIM\ 3\phi\ 13.8KV}} = f.a. * I_{cc_{MAX-SIM\ 3\phi\ 13.8KV}}$$

$$I_{cc_{MAX-ASIM\ 3\phi\ 13.8KV}} = 1.53 * 4767.52$$

$$I_{cc_{MAX-ASIM\ 3\phi\ 13.8KV}} = 7294.31A$$

Por lo tanto, el valor de ajuste debe ser mayor a 7294.31 A, referido al lado de 115 KV.

Entonces, se tiene que:

$$TAP = \frac{7294.31}{60} * \frac{13.8}{115}$$

$$TAP = 14.588A$$

Se toma un TAP de:

$$TAP = 14.6A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 14.6 * 60 = 876A$$

Ver gráfica 3-5-3.

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

$$50P12P = 14.6$$

$$50P12TC = 1$$

3.4.5. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE NEUTRO RESIDUAL (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.

$$I_{PICKUP} 51F = 2 * 60 = 120A$$

$$I_{PICKUP} 51N = 0.3 * 120 = 36A$$

La RTC seleccionada para el devanado 1 es de:

$$RTC : 300/5$$

Selección del TAP

TAP = corriente de arranque o pick up

$$TAP = \frac{36}{60} = 0.6A$$

Se escoge un TAP de:

$$TAP = 0.6A$$

Por lo tanto,

$$I_{PICKUP} = 0.6 * 60 = 36A$$

Cuyo valor corresponde a un 30 % de desbalance.

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

Selección de la Palanca

Múltiplo de TAP.

$$MT = \frac{I_{cc_{MAX1013.8KV}}}{TAP * RTC * RT}$$

$$MT = \frac{4977.12}{0.6 * 60 * \frac{115}{13.8}}$$

$$MT = 16.59$$

Consideramos que para una falla en el bus de alta tensión, el tiempo de despeje de la falla deberá ser menor a 1 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 seg., se encuentra que la palanca es:

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

De 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 4.71, entonces seleccionamos una palanca de 4.7.

Para encontrar el tiempo de operación del relevador que corresponde a una palanca de 4.7 y un múltiplo de TAP de 16.59 se tiene:

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

De la fórmula anterior tenemos que la palanca es 4.7 operando en un tiempo de 0.947977 seg.

Por lo tanto, éste es el valor buscado.

Palanca = 4.7

Con estos valores trazamos la característica tiempo-corriente del relevador.

Para el trazo de esta curva utilizamos lo siguiente:

$$RTC = 300/5 \qquad TAP = 0.6 \qquad PALANCA = 4.7$$

1. Múltiplo de TAP se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

2.- Corriente secundaria $I_{sec} = MT \times TAP$

3.- Corriente primaria $I_{prim.} = I_{sec} \times RTC \times RT$

4.- Tiempo (seg) se encuentra en la hoja de la curva inversa del relevador

TRAZO DE LA CURVA INVERSA DEL RELEVADOR DE NEUTRO 51N EN AT

RELEVADOR SEL-387: ESP 72010-N

RTC= 300/5 TAP= 0.6 PAL= 4.7

MT	I_{prim} (A) en 115 KV	T (seg)
1.5	450	23.21800000
2	600	10.16766667
3	900	4.34162500
4	1200	2.71033333
6	1800	1.64500000
8	2400	1.28988889
10	3000	1.12847474
15	4500	0.97084375
20	6000	0.91608771
25	7500	0.89081570
30	9000	0.87710678

Los valores anteriores de corriente primaria I_{prim} en A y el tiempo en seg., se grafican en una hoja de coordinación. Ver gráfica 3-5-4.

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

51N1P= 0.6
51N1C= U2
51N1TD= 4.7
51N1RS= N
51N1TC= 1

3.4.6. AJUSTES Y PROGRAMACIÓN RELACIONADOS CON EL CONTROL DE LOS INTERRUPTORES, MEDICIÓN, REPORTES DE EVENTOS Y FUNCIONAMIENTO DEL RELEVADOR

AJUSTES PARA LA FUNCIÓN DE MEDICIÓN DE DEMANDA

DATC1= 15; (Tiempo en minutos para la medición de demanda para el devanado 1).

PDEM1P= 7.00; (Umbral de demanda de fase para el devanado 1, en A).

QDEM1P= 1.00; (Umbral de demanda de secuencia negativa para el devanado 1, en A).

NDEM1P= 1.00; (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= 7.00; (Umbral de demanda de fase para el devanado 2, en A).

QDEM2P= 1.00; (Umbral de demanda de secuencia negativa para el devanado 2, en A).

NDEM2P= 1.00; (Umbral de demanda residual para el devanado 2, en A).

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 ó 51P1P ó 51N1P ó OC1).

TR2= 51P2T+OC2; (Disparo por 51P2P ó OC2).

TR3= 51P4T; (Disparo por 51P4P).

TR4= 87R+87U; (Disparo por O87P ó 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).

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 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).

PROGRAMACION PARA LA FUNCIÓN DE GENERACIÓN DE REPORTE DE EVENTOS

ER= /51P1+/51N1+/51P2+/51P4; (Genera un reporte de eventos por 51P1 ó 51N1 ó 51P2 ó 51P4).

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).

AJUSTES PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL 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).

3.4.7. RESUMEN DE AJUSTES Y PROGRAMACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DEL RELEVADOR SEL-387

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

3.5. CURVAS Y GRÁFICAS DE COORDINACIÓN

3.5.1. CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE BANCO ESP T1

3.5.2. CURVA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL BANCO ESP T1

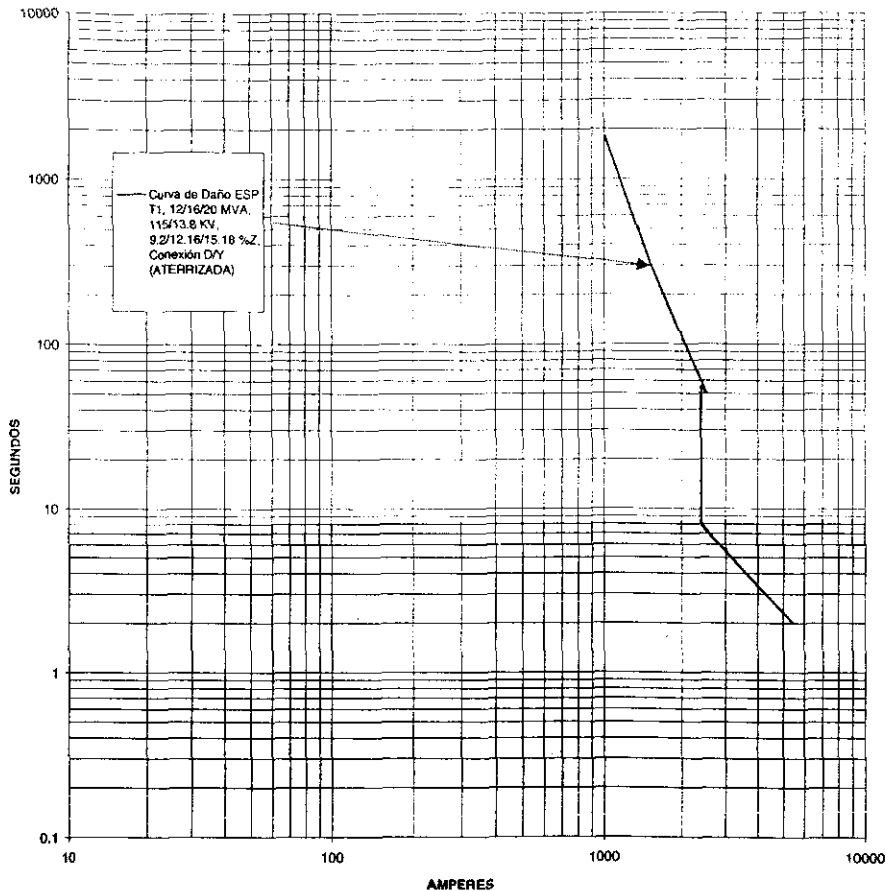
3.5.3. COORDINACIÓN DE FASE DEL BANCO ESP T1

3.5.4. COORDINACIÓN DE NEUTRO DEL BANCO ESP T1

3.5.5. COORDINACIÓN DE FASE DEL BANCO ESP T1 Y DEL CIRCUITO ESP 4010

3.5.6. COORDINACIÓN DE NEUTRO DEL BANCO ESP T1 Y DEL CIRCUITO ESP 4010

GRÁFICA 3-5-1



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

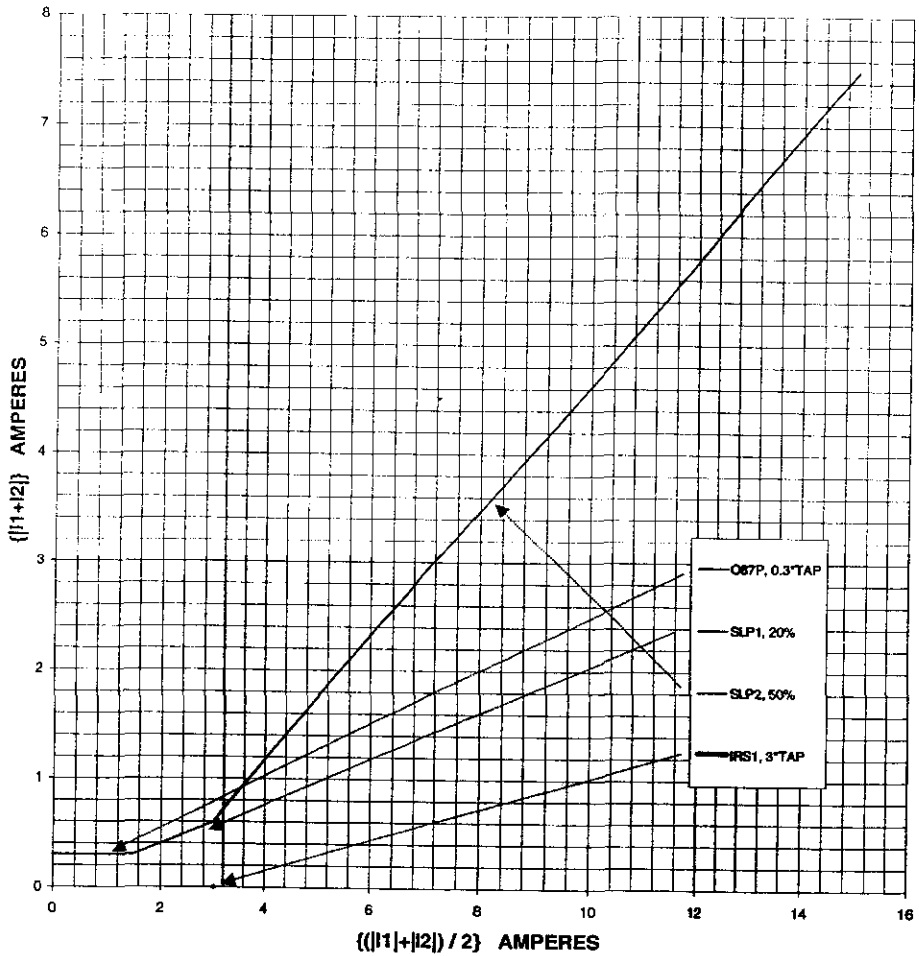
FECHA: 01-OCT-00

CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE BANCO ESP II

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

GRÁFICA 3-5-2



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

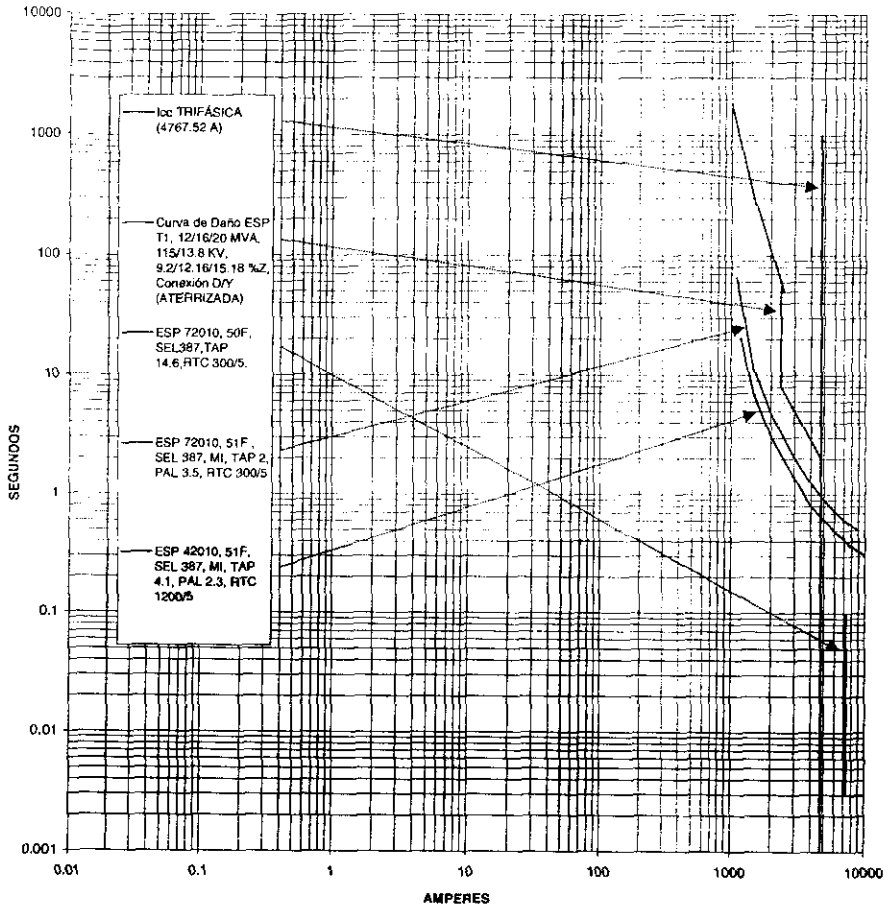
CURVA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL BANCO ESP TI

FECHA: 01-OCT-00

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

GRÁFICA 3-5-3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

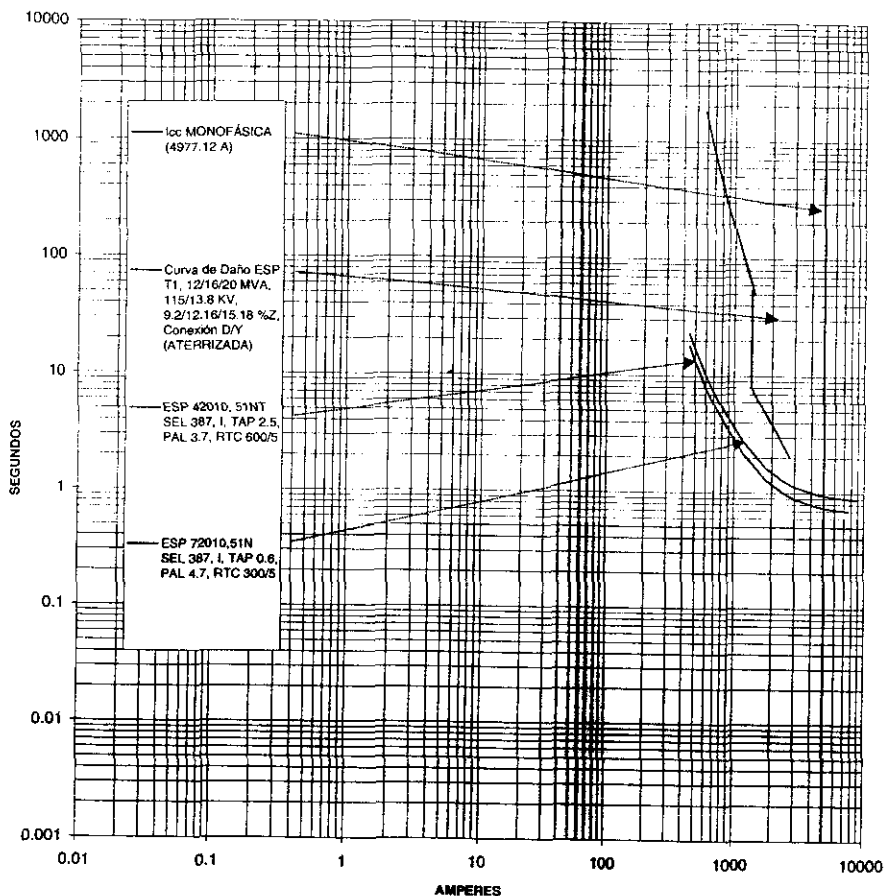
FECHA: 01-OCT-00

COORDINACIÓN DE FASE DEL BANCO ESP T1

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

GRÁFICA 3-5-4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

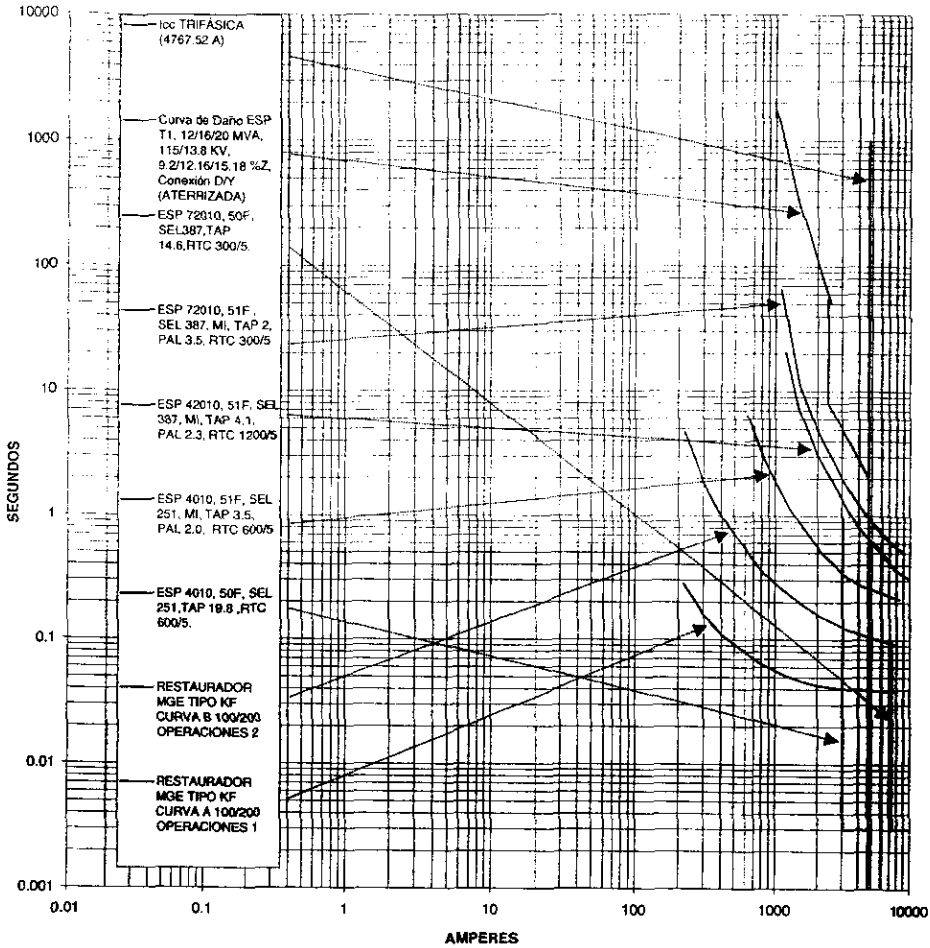
COORDINACIÓN DE NEUTRO DEL BANCO ESP T1

FECHA: 01-OCT-00

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

GRÁFICA 3-5-5



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

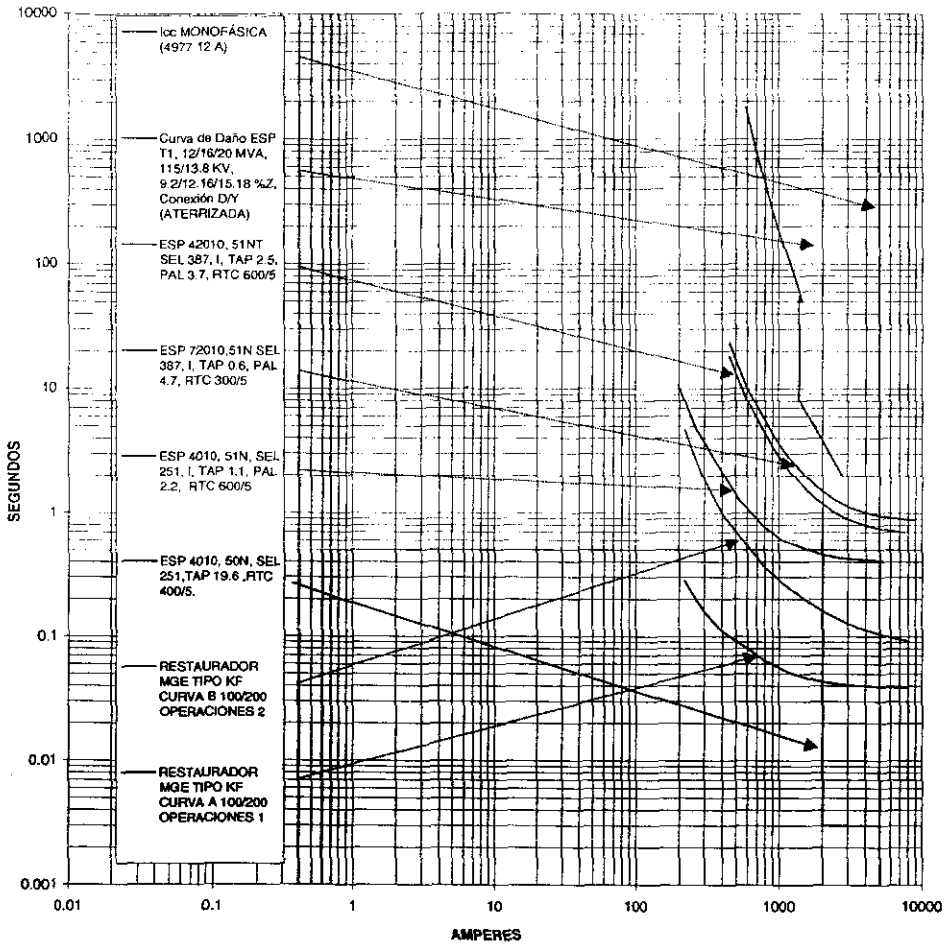
FECHA: 01-OCT-00

COORDINACIÓN DE FASE DEL BANCO ESP II
CIRCUITO ESP 4010

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

GRÁFICA 3-5-6



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

FECHA: 01-OCT-00

COORDINACIÓN DE NEUTRO DEL BANCO ESP II
CIRCUITO ESP 4010

ELABORÓ:
 REVISÓ:
 AUTORIZÓ:

ING. SIDNEY CASTILLEJOS MATUS
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA
 ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

CAPÍTULO IV

PUESTA EN SERVICIO

4.1. EQUIPO DE ALTA TENSIÓN

4.1.1. INTERRUPTORES

Las pruebas de los interruptores pueden clasificarse en dos grupos principales que son:

- Pruebas de tipo.
- Pruebas de rutina.

Las pruebas de tipo se efectúan únicamente para comprobar si el diseño general es correcto y los resultados de tales pruebas, hechas en un interruptor seleccionado al azar, son aplicables a todos los demás de construcción idéntica.

De este tipo de pruebas es la mayoría de las pruebas de los interruptores, las cuales pueden efectuarse ya sea por prueba directa o métodos de prueba indirecta.

Las pruebas de rutina se efectúan individualmente en cada interruptor de diseño comprobado; su objeto es comprobar si el conjunto y el material usado son los correctos.

Las pruebas de rutina incluyen las siguientes:

- Pruebas de operación.
- Medida de la resistencia de los circuitos principales.
- Pruebas de un minuto de soporte de la potencia, la frecuencia y el voltaje.

Las organizaciones de normas especifican los procedimientos de prueba, los métodos aplicables para obtener resultados, las pruebas a efectuar, etc.

Se acepta comúnmente y se establece en diversas normas, que los certificados de las pruebas de tipo deben considerarse como evidencia del cumplimiento de los interruptores con las cláusulas más importantes de las especificaciones y el fabricante debe entregar tales certificados junto con los dibujos de detalle de los interruptores, registrando en éstos cualquier alteración que se le haya hecho a los equipos después de las pruebas de tipo.

Las pruebas de tipo pueden clasificarse, en términos generales, como sigue:

- a) Pruebas mecánicas.
- b) Pruebas térmicas.
- c) Pruebas dieléctricas.
- d) Pruebas de corto circuito: prueba de capacidad, pruebas de capacidad interruptiva, pruebas de ciclo de servicio y pruebas de corriente en tiempo corto.

- a) Pruebas mecánicas. Estas pruebas son de tipo por duración mecánica que comprenden la apertura y el cierre repetidos del interruptor. El interruptor abre y cierra varias veces (500) sin ninguna corriente. Algunas operaciones (50) se hacen energizando el relevador y las restantes, cerrando el circuito de disparo por otros medios. No se permite hacer algún ajuste durante las pruebas. Después de la prueba no debe aparecer deformación alguna ni desgaste de las partes.
- b) Pruebas térmicas. Estas se efectúan haciendo pasar una corriente alterna de frecuencia normal, por las fases portadoras de corriente del interruptor. La temperatura se mide por medio de termómetros o termopares con indicadores de temperatura, o bien, por métodos de resistencia. La elevación de la temperatura, para la corriente nominal, no debe exceder de 40°C con corrientes menores de 800 A, corriente nominal, y de 50°C para valores normales de la corriente de 800 A y mayores. Un requisito adicional en la prueba de tipo es la medición de las resistencias de contacto entre los contactos aislantes y entre los contactos móviles y fijo.
- c) Pruebas dieléctricas. Estas se efectúan para probar los aisladores del interruptor y pueden clasificarse en las siguientes:

Pruebas de potencia y frecuencia. Se efectúan en un interruptor nuevo y limpio, variando el voltaje de prueba nominal del interruptor. El voltaje de prueba, que tiene una frecuencia comprendida entre 15-100 Hz, se aplica como sigue:

- i) Entre los polos, con el interruptor cerrado.
- ii) Entre los polos y tierra, con el interruptor abierto.
- iii) Entre las terminales, con el interruptor abierto.

El voltaje se aumenta en forma gradual y el valor de prueba se mantiene durante un minuto.

Pruebas de impulso. En esta prueba se le aplica al interruptor el voltaje de impulso, con la forma y magnitud especificadas. Para circuitos que se usarán a la intemperie, se hacen pruebas secas y húmedas.

- d) Pruebas de cortocircuito. Estas pruebas se efectúan en las estaciones de prueba de cortocircuito y se intenta, principalmente comprobar las características nominales del interruptor. Antes de iniciar la prueba se hace una verificación de los diversos equipos. Se insertan los valores correctos de las bobinas de resistencia y reactancia que correspondan a la magnitud de la corriente de cortocircuito. Se hacen los ajustes y calibración de los equipos.

Las pruebas directas de los interruptores en una planta, permiten probarlos en condiciones que representen en gran parte las de la red actual, así como someterlos a pruebas de mayor severidad. El interruptor por probar se sujeta al valor del voltaje transitorio de restablecimiento, al que se espera que trabaje en la práctica y no se prueba en

condiciones más severas. El valor del voltaje transitorio de restablecimiento se ajusta por medio de R, L y C, que son las constantes del circuito. Las pruebas que se le hacen a los interruptores son: capacidad de conexión, capacidad interruptiva, pruebas del ciclo de servicio y pruebas de corriente en tiempo corto.

4.1.2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

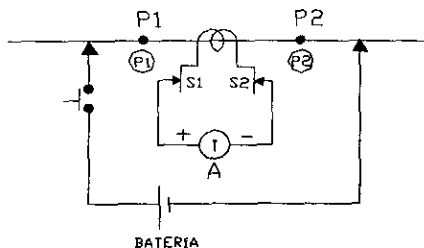
Los transformadores de corriente van instalados, generalmente, en el tablero de los interruptores cuando éste se entrega en el lugar y puede no tener fácil acceso. Las pruebas normales que se requieren pueden efectuarse con los transformadores de corriente instalados en el tablero. Estas pruebas son:

- i) Verificación de la polaridad.
- ii) Verificación de la relación.
- iii) La curva de magnetización (Saturación).

VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD

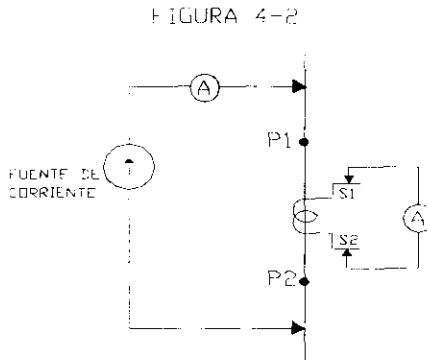
Se necesita esta verificación para ver la polaridad relativa de las terminales del primario y del secundario cuando éstas no están marcadas, o para establecer si son las marcas cuando las hay. En la figura 4-1, se ilustra un circuito de prueba simple para este objeto. El primario está conectado entre las terminales de una batería de bajo voltaje, a través de un interruptor con botón de opresión. El secundario del transformador de corriente está en cortocircuito mediante un amperímetro de bobina móvil y de imán permanente, del tipo de cero al centro. Al cerrar el botón de opresión, el amperímetro A de c.d. debe indicar un movimiento positivo y, al abrirlo, un movimiento negativo.

FIGURA 4-1



VERIFICACIÓN DE LA RELACIÓN

Esta verificación se efectúa, para comprobar la relación de transformación del transformador de corriente. Se toman las lecturas de los amperímetros conectados en el primario y secundario del TC (figura 4-2) que se está probando, y ésta debe aproximarse al valor de la relación marcada en el TC.

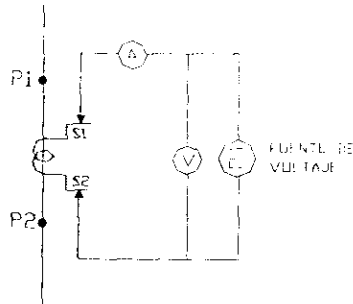


LA CURVA DE MAGNETIZACIÓN

Los transformadores de corriente sirven para distintos propósitos y tienen diferentes características de magnetización. En un solo bushing o casquillo puede haber varios transformadores de corriente de la misma relación pero con características distintas, para diferentes servicios, tales como protección, medición u operación de amperímetros. Una prueba de magnetización es conveniente para la identificación de los diferentes transformadores de corriente con diferentes puntos de rodilla. El punto de rodilla se define como el voltaje secundario al cual un incremento del voltaje de 10% resulta un incremento del 50% de la corriente magnetizante.

Un método sencillo para verificar las características de magnetización de un TC, consiste en aplicar un voltaje sinusoidal gradualmente creciente, de frecuencia normal al devanado secundario, dejando al primario en circuito abierto, (figura 4-3). La corriente magnetizante y el voltaje aplicado se miden con ayuda de un amperímetro y un voltímetro. La forma de esta curva indica el punto en el que ocurre la saturación del núcleo del TC.

FIGURA 4-5



4.1.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las tres verificaciones que se hacen en el caso de un transformador de potencial son:

- i) Verificación de la polaridad.
- ii) Verificación de la relación.
- iii) Verificación de las fases.

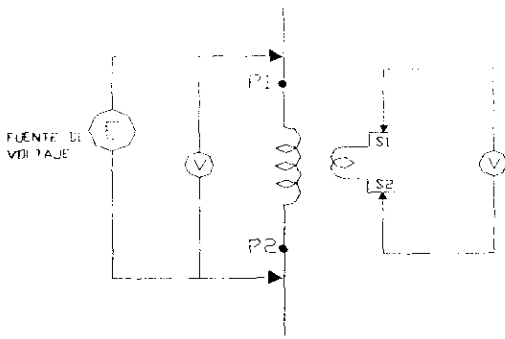
VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD

La verificación de la polaridad se efectúa de la misma manera que en un TC. Si el TP es del tipo de capacitor, la que debe verificarse es la polaridad del transformador en el fondo de la pila del capacitor.

VERIFICACIÓN DE LA RELACIÓN

Una sencilla prueba de la relación puede hacerse conectando voltímetros al primario y al secundario (figura 4-4). A veces uno de los voltímetros se usa en conjunto con un divisor de potencial para leer altos voltajes en el primario.

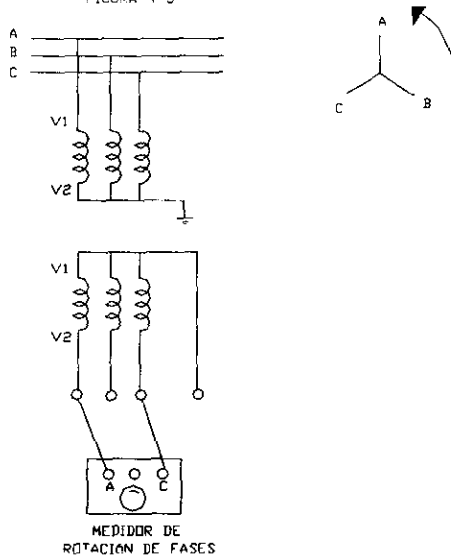
FIGURA 4-4



VERIFICACIÓN DE LAS FASES

Deben definirse cuidadosamente las fases en las conexiones de entrada del secundario para un TP trifásico o para un banco de tres transformadores de potencial monofásicos. Con el circuito principal vivo, tienen que medirse los voltajes secundarios en las fases y el neutro, para verificar que sea correcta la relación de fases. Luego se verifica la rotación de las fases con un medidor de rotación de fase conectado entre las tres fases, como se ilustra en la figura 4-5.

FIGURA 4-5



4.2. EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN

4.2.1. PRUEBAS A LOS TABLEROS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN

Primero se efectúa una inspección ocular de todos los cables, tabllas, cuchillas de prueba, etc., para comprobar el apriete de todas las conexiones. En seguida se verifica que todos los aparatos de protección, control, medición, tabllas y cuchillas de prueba estén bien instalados.

4.2.2. PRUEBAS AL CABLE DE CONTROL

El alambrado que conecta los diferentes aparatos de un tablero conviene normalizarlo por colores, con base en su función y de acuerdo con lo siguiente:

- Los circuitos de control y alimentación de corriente directa son de color rojo.
- Los circuitos de potencial son de color negro.
- Los circuitos de corriente son de color blanco.

La secuencia de la revisión de los cables de control es la siguiente:

- 1) Revisión de los alambrados en todos los equipos de alta tensión y sus conexiones bien apretadas. Revisión de la relación de los transformadores de potencial y de corriente, de acuerdo con las relaciones indicadas en los diagramas de protección control y medición.
- 2) Revisión de los alambrados entre todos los tableros instalados en el salón de tableros.
- 3) Revisión de los alambrados de corriente directa y alterna de los tableros del servicio de estación.
- 4) Revisión de las etiquetas de identificación fijadas en los extremos de los cables.

4.2.3. PRUEBAS A LOS EQUIPOS DE CONTROL Y ALARMAS

Dentro de este grupo de pruebas se efectúan las siguientes:

- 1) Comprobar la secuencia de operación de las cuchillas e interruptores y de bloqueos que evitan la operación de las cuchillas con carga. Se debe probar que estos equipos abran y cierren perfectamente y verificar simultáneamente la señalización local y remota, donde debe registrarse la operación. Si el equipo tiene operación manual, verificar si efectúa las operaciones con la facilidad requerida, es decir, que los mecanismos operan los tres polos simultáneamente y que las cuchillas cerradas hacen contacto en los tres polos.
- 2) Verificar la operación del equipo auxiliar de los transformadores de potencia, como bombas de aceite, ventiladores, etc., así como los servicios de estación de corriente alterna.

- 3) Comprobar la operación de las alarmas simulando las condiciones de falla, identificando cada una de ellas, tanto local como remota para todos y cada uno de los equipos de la subestación.
- 4) Comprobar la transferencia manual y automática de los servicios de estación de corriente alterna, comprobando la señalización local y remota.
- 5) Comprobar desde el tablero de control las operaciones de apertura y cierre de todos los equipos controlados desde él, verificando la operación del equipo exterior y la señalización local y remota.

4.2.4. PRUEBAS AL EQUIPO DE PROTECCIONES

Estas pruebas se dividen en dos grupos:

- Faseo de protecciones.
- Operación de las protecciones con corrientes simuladas.

El objeto de la prueba de faseo consiste en detectar la posibilidad de que una conexión de los transformadores de corriente o de potencial, que llega a un relevador, se conecte con la polaridad invertida.

La prueba de operación de las protecciones con corrientes simuladas sirve para asegurarse de que todas las protecciones operan correctamente al presentarse cualquier falla, y que envían la señal de disparo a los interruptores implicados.

En el caso de los relevadores implementados para la protección de la subestación en estudio, a continuación se listan las pruebas que se le deben hacer los relevadores SEL-387 y SEL-251.

RELEVADOR SEL-387

- 1.- Verificar que el relevador se encuentre en óptimas condiciones para su montaje.
- 2.- Verificar la fuente de alimentación del relevador.
- 3.- Comprobar que exista comunicación con el relevador a través de los puertos seriales y una terminal computadora, por medio del programa específico.
- 4.- Prueba de comandos.
- 5.- Verificar los contactos de entrada y salida.
- 6.- Verificar la función de medición.
- 7.- Comprobar la operación de los elementos de la función de protección de sobrecorriente:
 - Elemento de sobrecorriente instantáneo.
 - Elemento de sobrecorriente de fase.
 - Elemento de sobrecorriente residual.
 - Control de torque.

- 7.- Comprobar la operación de los elementos de la función de protección de corriente diferencial.
 - Elemento diferencial no restringido.
 - Elemento diferencial restringido.
 - Umbrales para la restricción diferencial por la **primer** pendiente (SLP1).
 - Umbrales para la restricción diferencial por la **segunda** pendiente (SLP2).
 - Bloqueo de la segunda armónica.
 - Bloqueo de la quinta armónica.

RELEVADOR SEL-251

- 1.- Verificar que el relevador se encuentre en óptimas condiciones para su montaje.
- 2.- Verificar la fuente de alimentación del relevador.
- 3.- Comprobar que exista comunicación con el relevador a través de los puertos seriales y una terminal computadora, por medio del programa específico.
- 4.- Prueba de comandos.
- 5.- Verificar los contactos de entrada y salida.
- 6.- Verificar la función de medición.
- 7.- Comprobar la operación de los elementos de la función de protección de sobrecorriente:
 - Elemento de sobrecorriente de tiempo definido de fase.
 - Elemento de sobrecorriente de fase.
 - Elemento de sobrecorriente de tiempo definido residual.
 - Elemento de sobrecorriente residual.
 - Control de torque.
- 8.- Comprobar la operación de la función del relevador de recierre.
 - Ajustes de relevador de recierre.
 - Intervalo de tiempo de reset.
 - Intervalos de tiempo de recierre.
 - Secuencia de coordinación de recierre.

El equipo requerido para la realización de las pruebas anteriores se lista a continuación:

- Computadora personal con interface serial EIA RS 232-C.
- Un programa de comunicaciones.
- Cronómetro de 0-5000 ms.
- Multímetro.
- Fuente trifásica de voltaje.
- Fuente de corriente.
- Juego de herramientas.
- Cables conectores con terminales zapatas y/o bananas.
- Cables especiales de conexión SEL-387, SEL-251 y la PC.
- Relevadores auxiliares.
- Fuente de alimentación de corriente directa o corriente alterna.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este trabajo de tesis se presentaron algunos de los esquemas de protección contra **sobrecorriente** utilizados en las partes principales de una **subestación eléctrica de distribución**, como lo son el transformador de potencia y los alimentadores de circuitos.

Cuando se realiza **una** correcta selección y coordinación de protecciones en un sistema eléctrico, se **aumenta la** confiabilidad del mismo en cuanto a la continuidad en el servicio de suministro de **energía eléctrica**, para las condiciones de falla que se presenten **durante** la operación del sistema eléctrico.

Existen diversos **esquemas** de protección para todas las partes que integran **una** instalación eléctrica; **para** su selección deben ser considerandos varios aspectos, como son: las características de los equipos por proteger, así como la función que desempeñan dentro de **la instalación eléctrica**, con el objeto de que esta selección sea la más adecuada y se cumpla con los objetivos para lo cual se realiza la protección.

En cuanto al cálculo y la coordinación de las protecciones deben de considerarse factores normales que se presentan en la operación de los sistemas eléctricos que **podieran** confundirse con **condiciones** de falla, y como consecuencia hacer que la protección opere indebidamente, otra consideración que debe hacerse es dar un margen de tiempo en el cual se tome en cuenta el tiempo de apertura del interruptor y de operación de los equipos de protección.

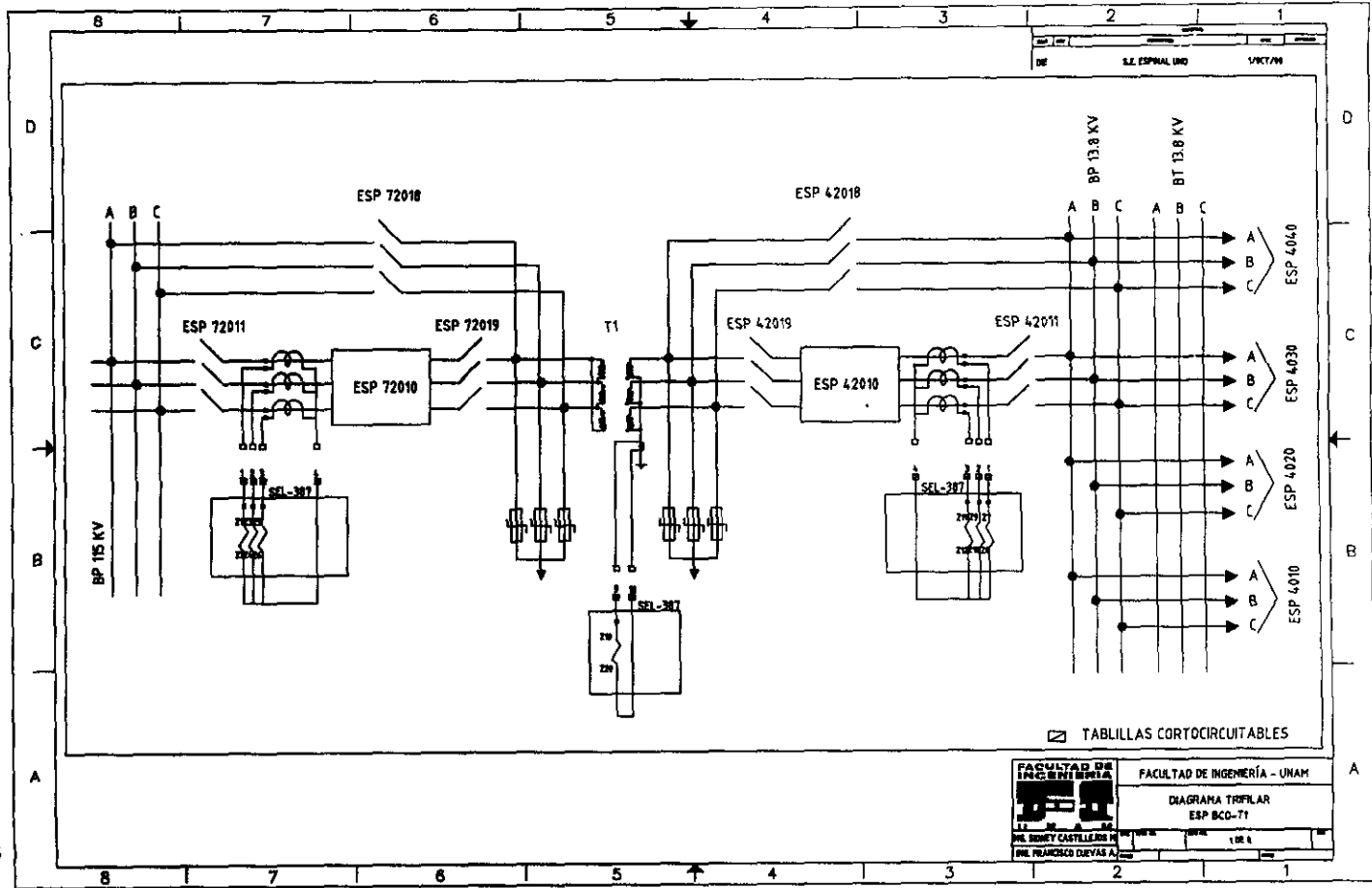
Al aplicar **relevadores** digitales para la protección de una instalación eléctrica se obtienen varias **ventajas**, una de ellas es la integración de múltiples funciones en un **sólo** equipo, como se **mostró** con los relevadores utilizados en el presente trabajo (SEL-251 y SEL-387).

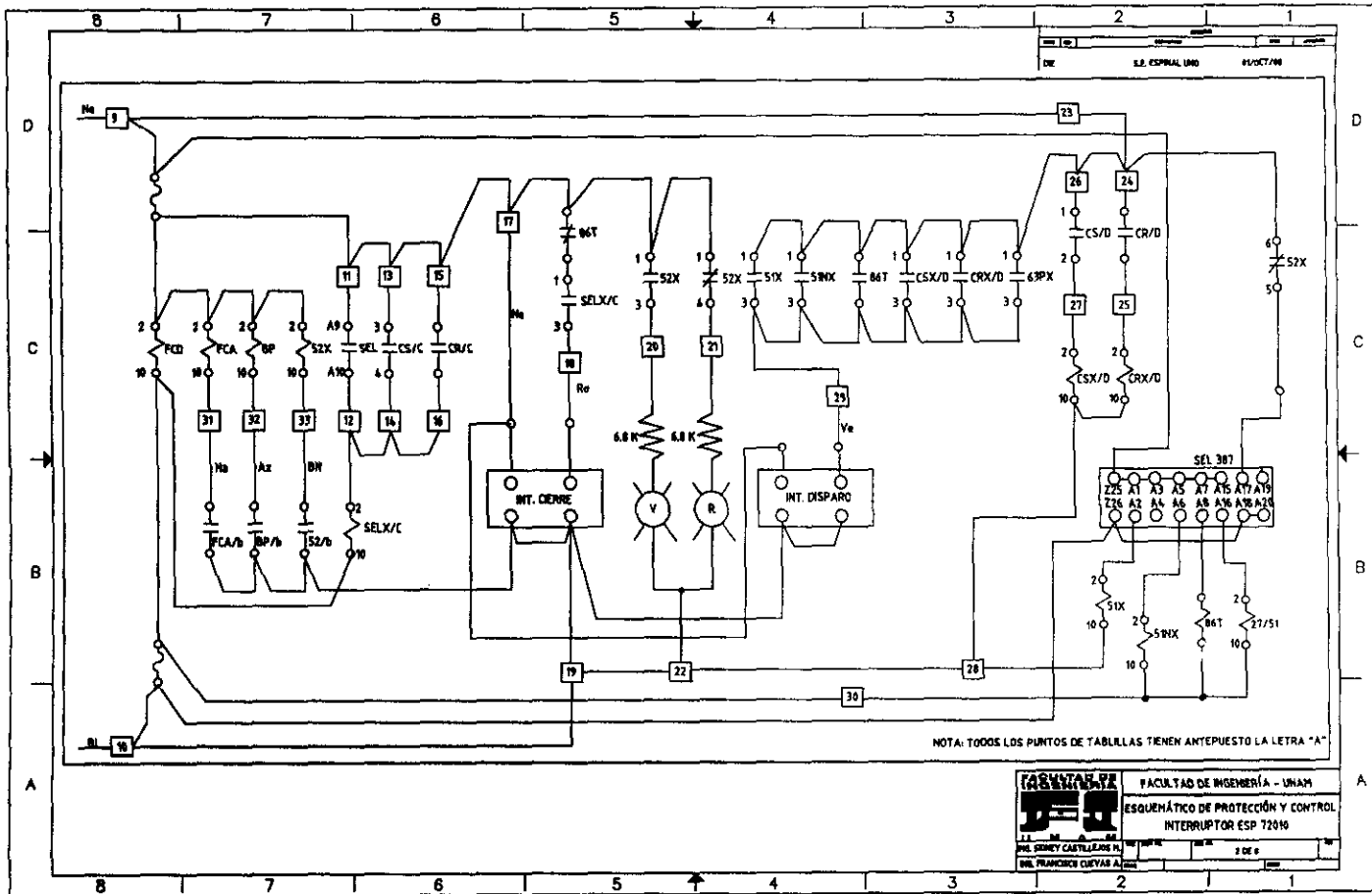
Los relevadores **digitales** nos permiten realizar funciones de protección, medición, control, monitoreo, **reporte** de eventos, etc., así como la ventaja de **accesarlos** vía un modem desde un lugar **remoto** utilizando para ello un sistema de comunicación.

En el desarrollo de esta tesis se **implementaron** las funciones anteriormente mencionadas obteniendo así una mayor aplicación de los relevadores digitales utilizados para la función de protección de la S. E. en estudio.

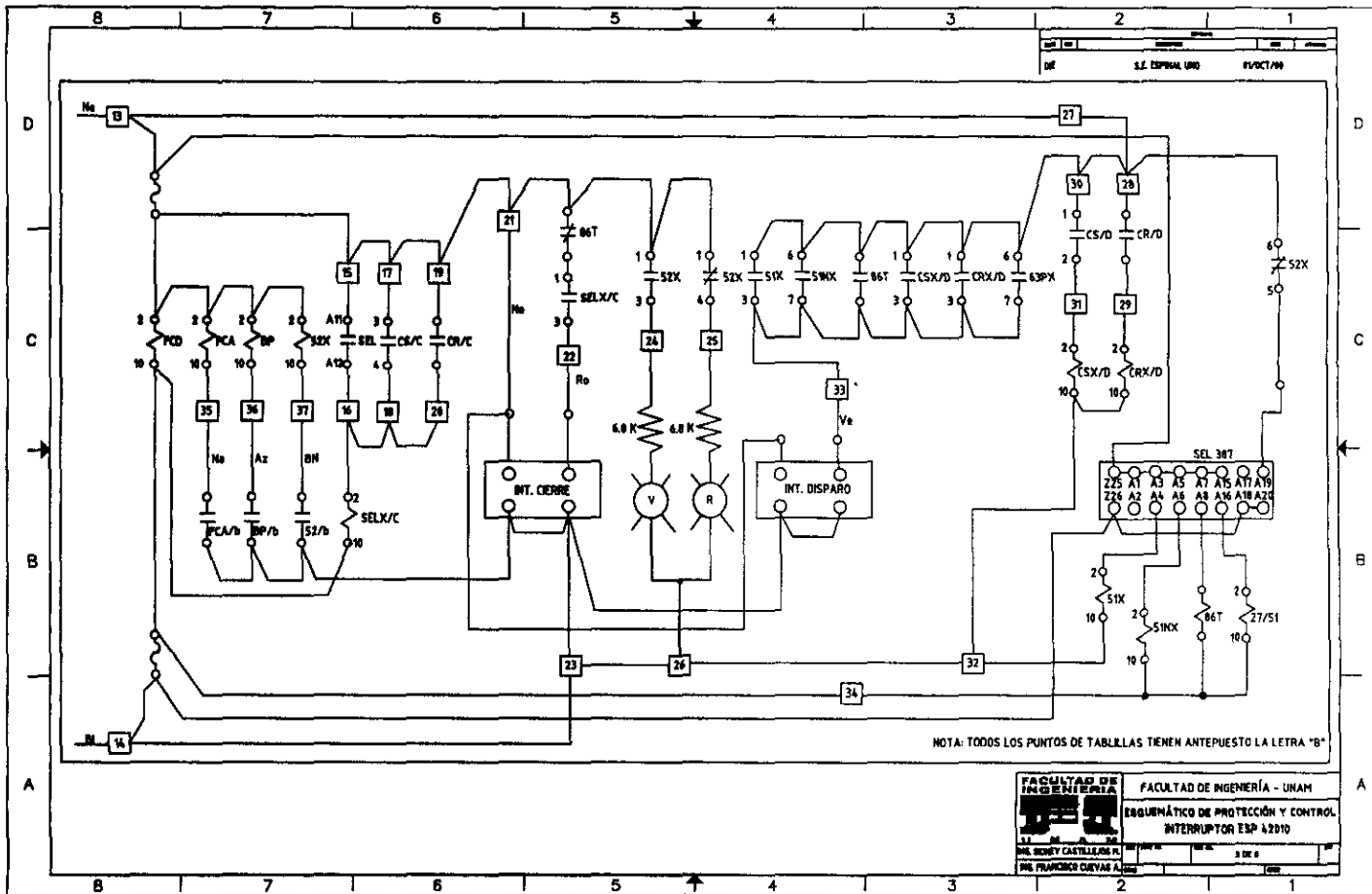
La programación y ajustes de los relevadores SEL-387 y SEL-251 se realiza en un ambiente sencillo para el usuario.

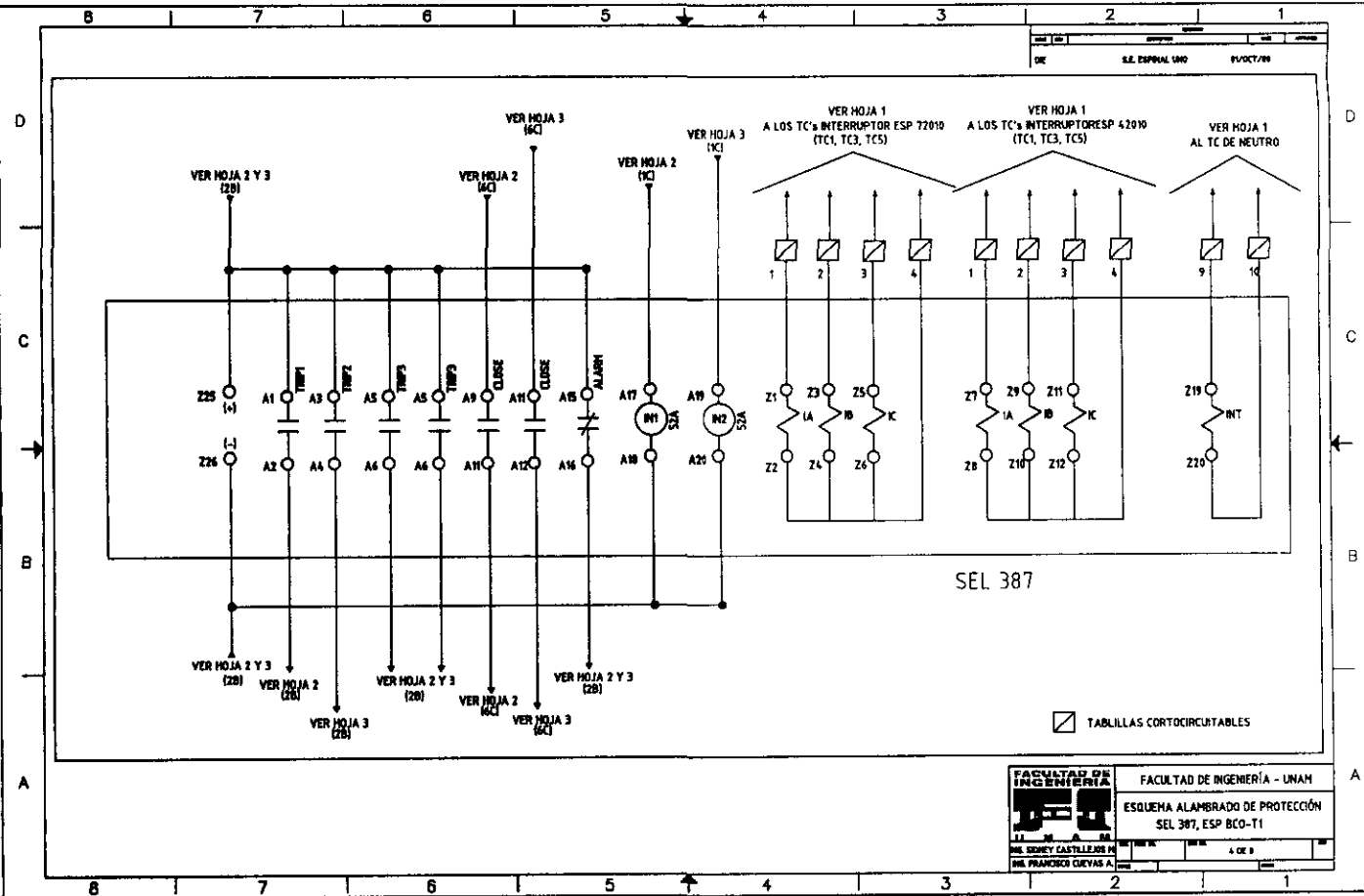
ANEXOS





		FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAM ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN Y CONTROL INTERRUPTOR ESP 72016	
DR. SENEY CASTELLANS M. DR. FRANCISCO CUEVAS A.		2 DE 8	

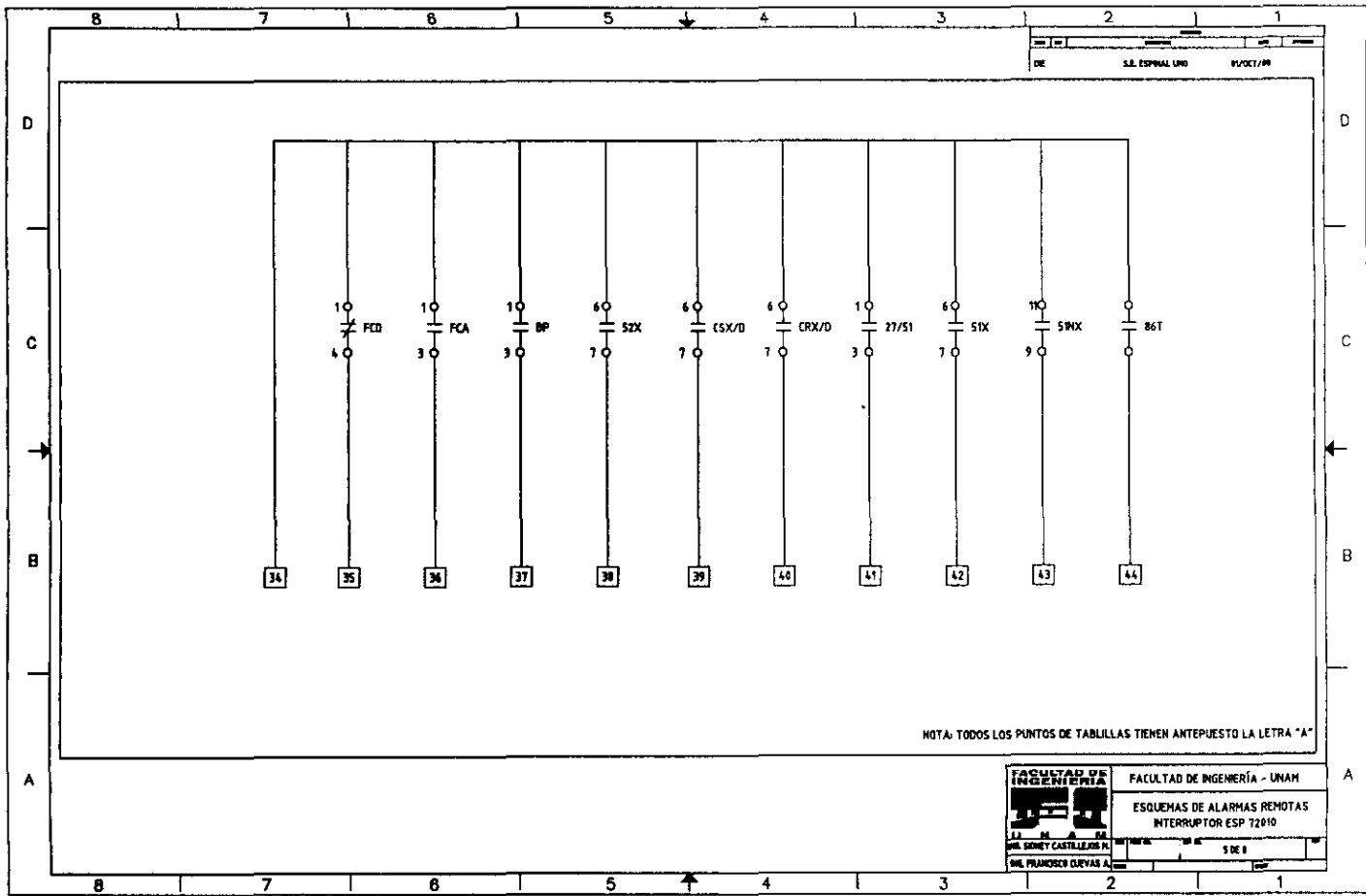


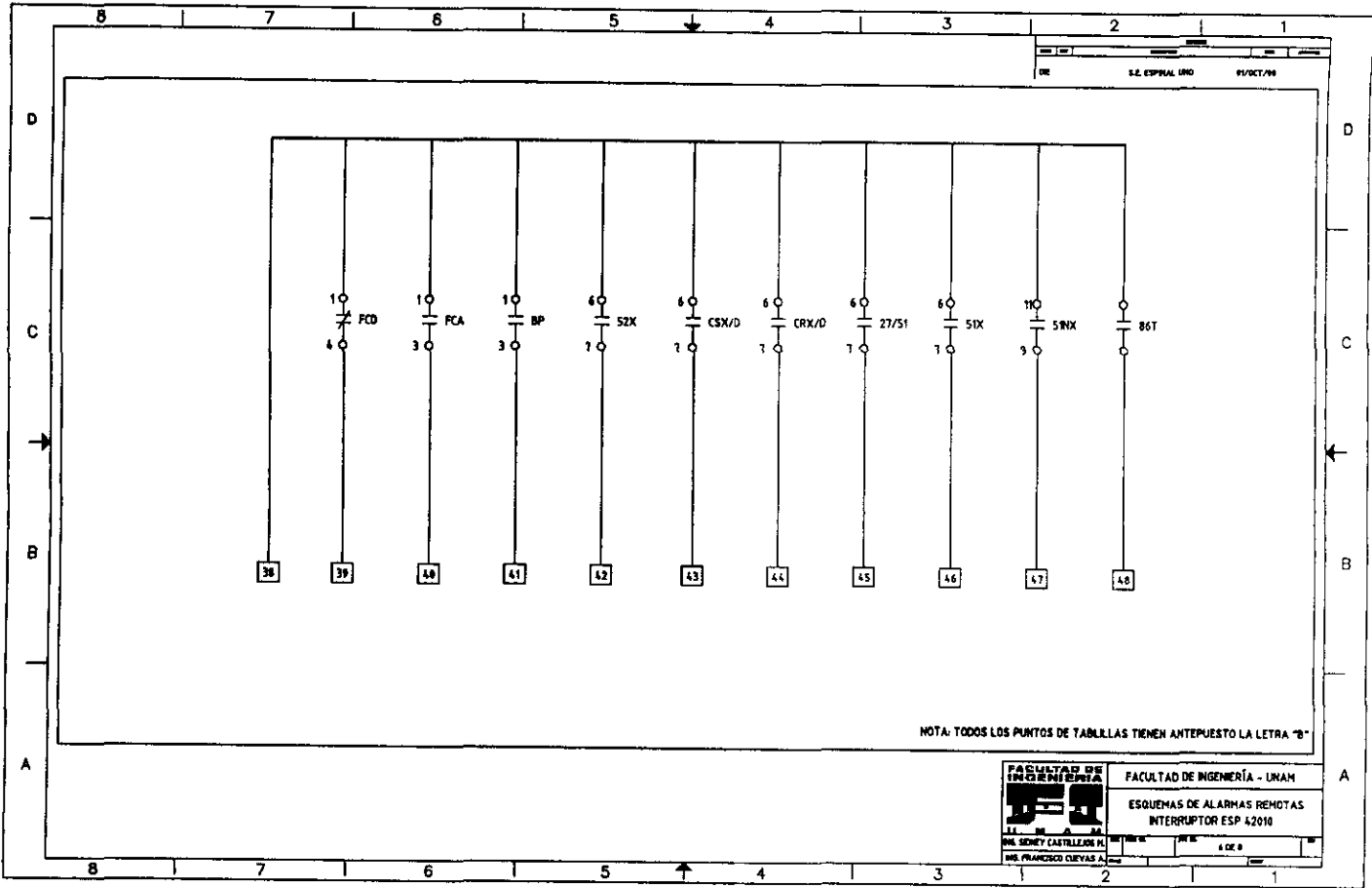


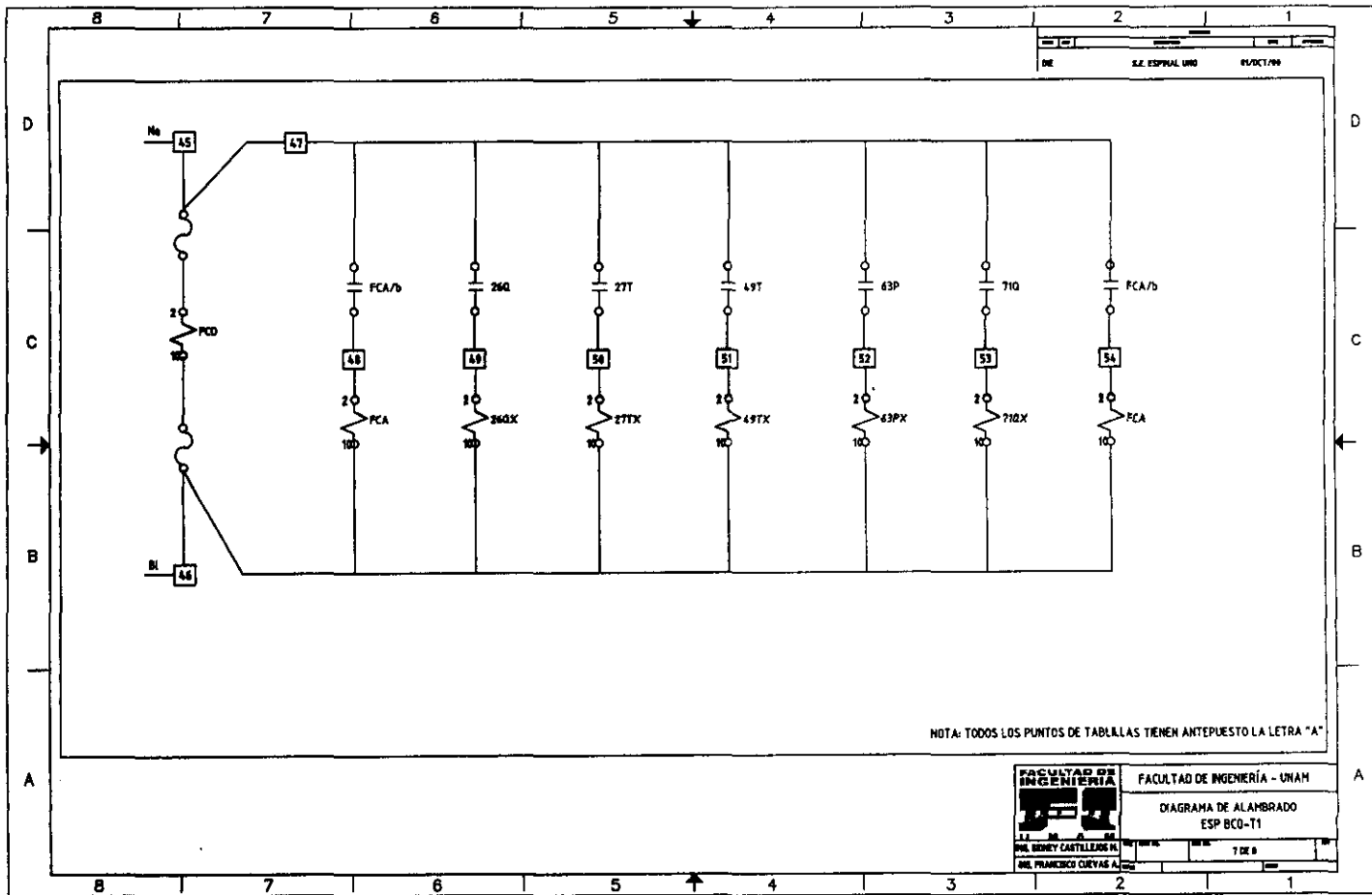
SEL 387

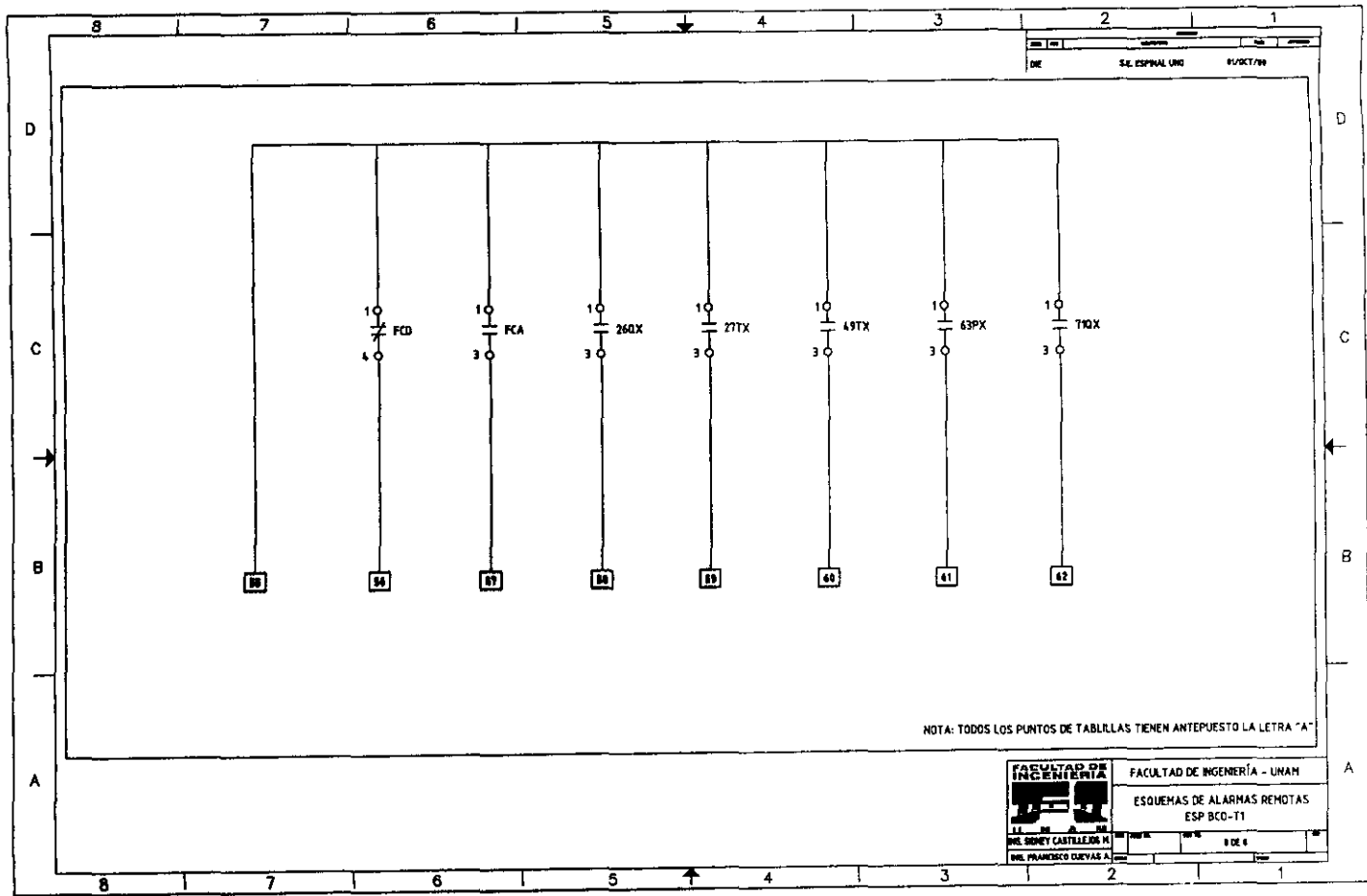
▨ TABLILLAS CORTOCIRCUITABLES

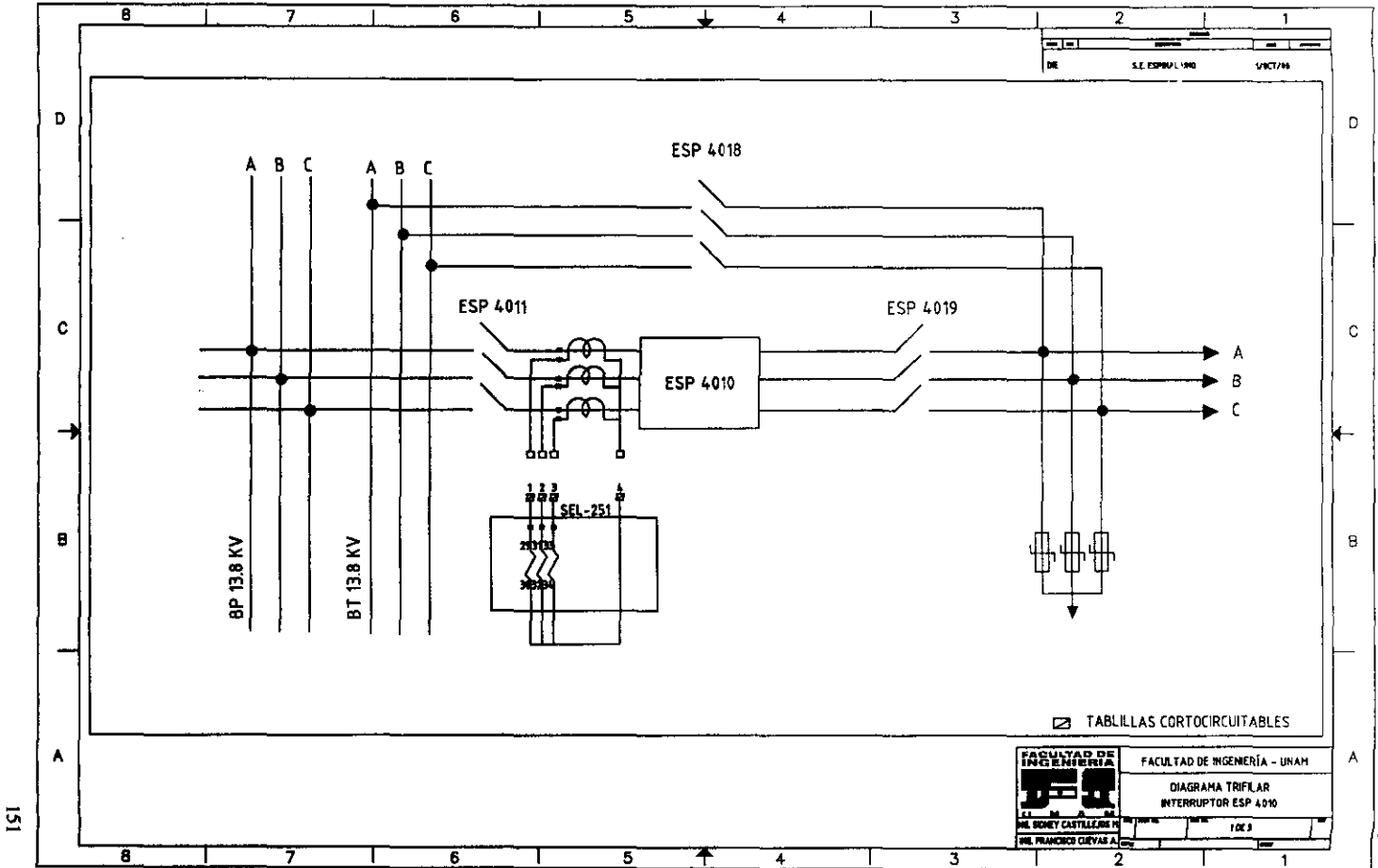
	FACULTAD DE INGENIERIA - UNAH
	ESQUEMA ALAMBRADO DE PROTECCION SEL 387, ESP BCO-T1
	ING. FRANCISCO CUEVAS A.

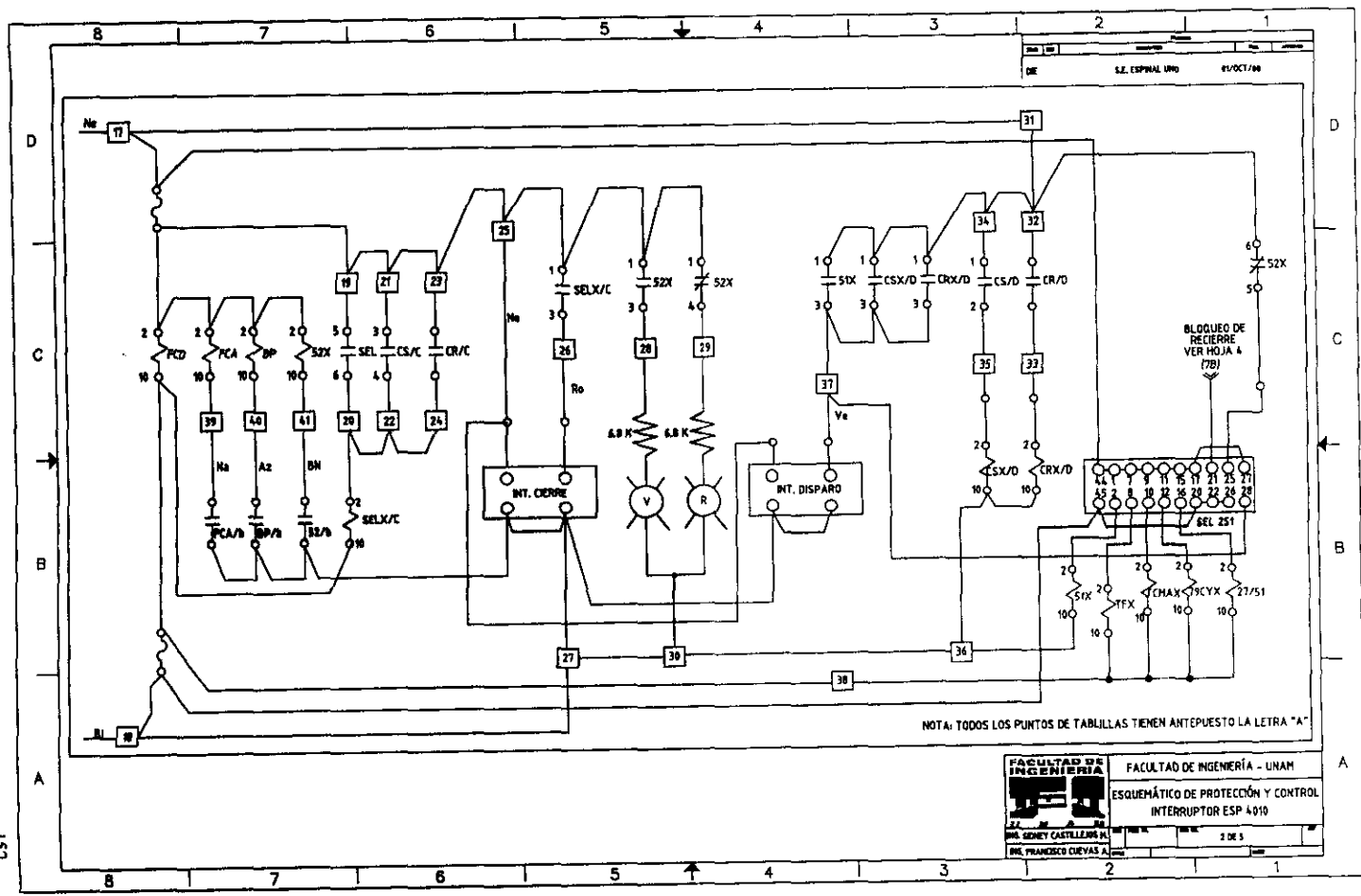






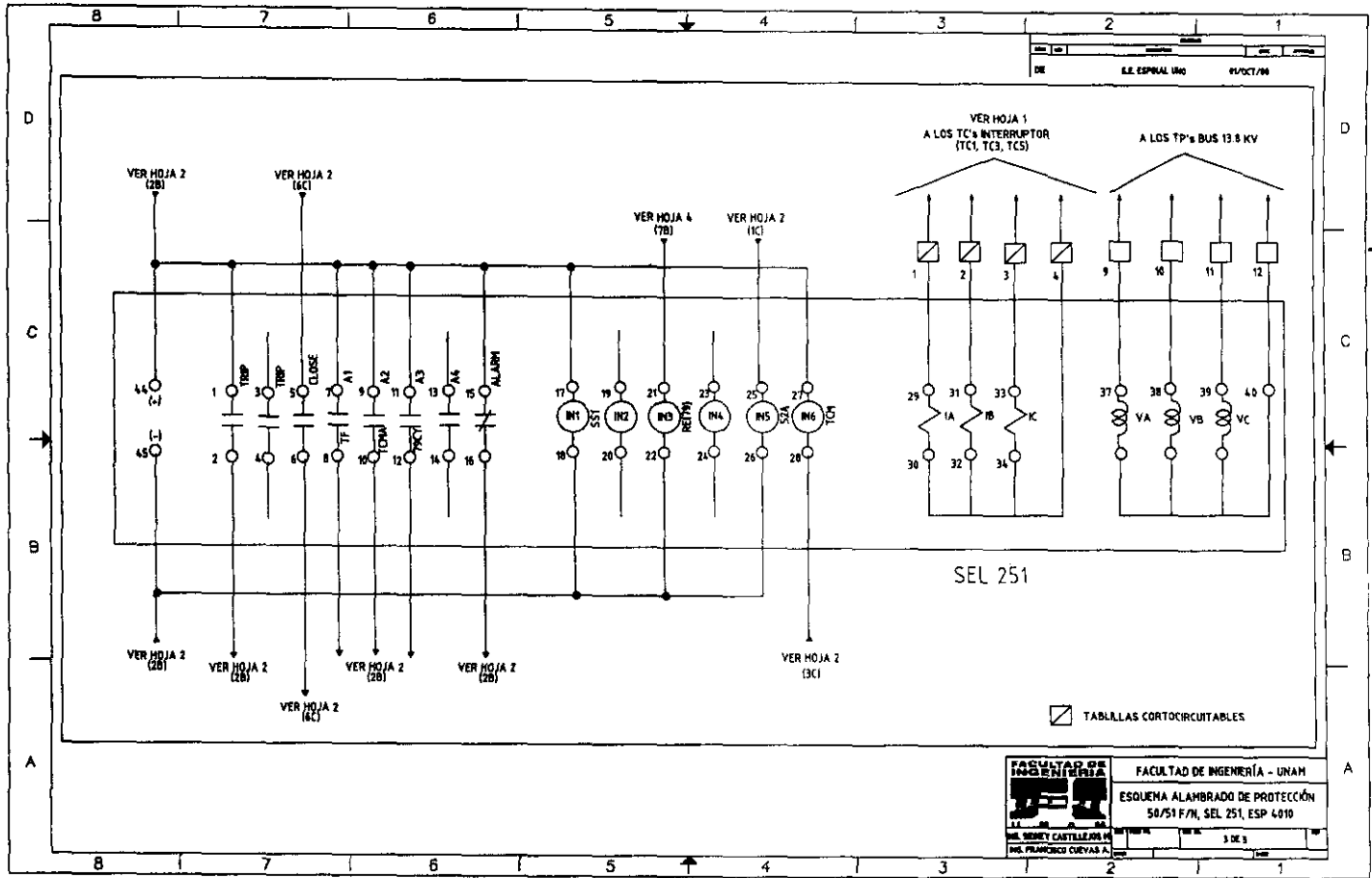


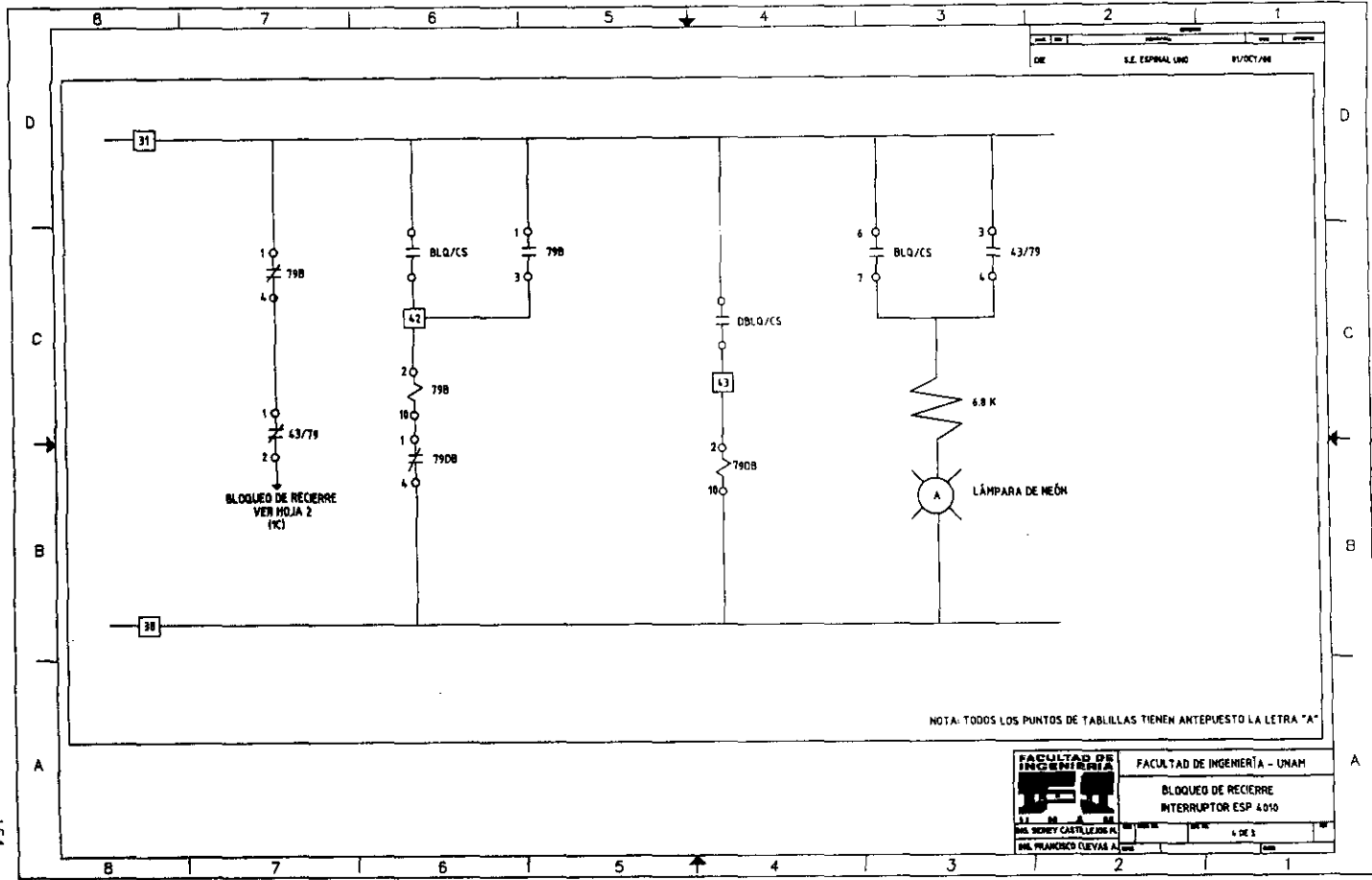




	FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAM
	ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN Y CONTROL
INTERRUPTOR ESP 4010	2 DE 5
ING. FRANCISCO CHEVAS A.	

ANEXOS

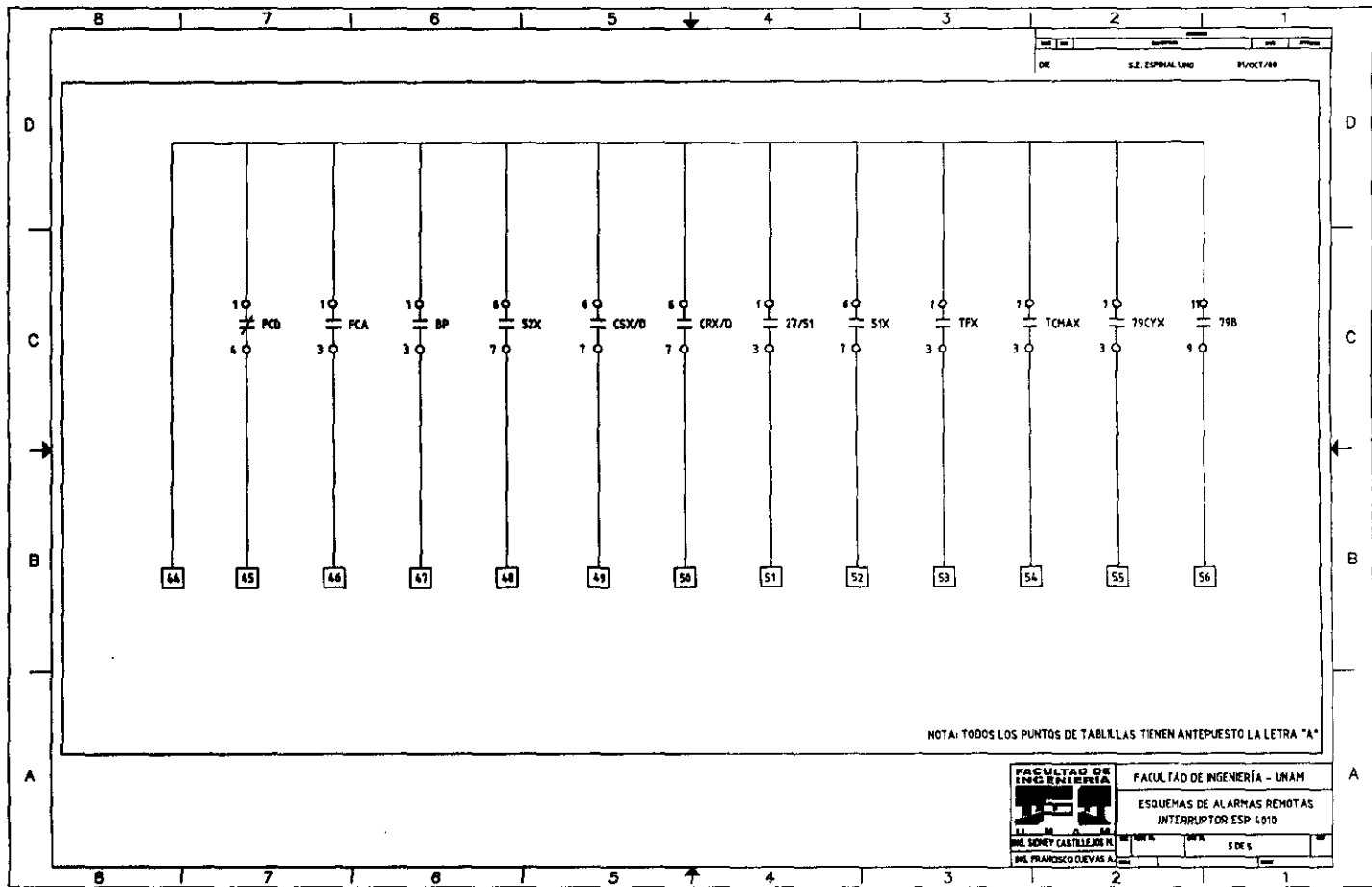




NOTA: TODOS LOS PUNTOS DE TABILLAS TIENEN ANTEPUESTO LA LETRA "A"

FACULTAD DE INGENIERÍA		FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAM	
BLOQUEO DE RECERRE		INTERRUPTOR ESP 4010	
DR. ROBERTO CASTELLANO		6 DE 1	
DR. FRANCISCO CUEVAS			

ANEXOS



BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

1. Barrenetxea, A. I. *Protección de sistemas de potencia*. Universidad del País Vasco. 1996.
2. Comisión Federal de Electricidad. *Manual técnico para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución*. Gerencia de Distribución. México, 1997.
3. Espinosa y Lara, R. *Sistemas de distribución*. Limusa. México, 1990.
4. Grainger, J. J., Stevenson Jr. W. D. *Análisis de sistemas de potencia*. Mc Graw Hill. México, 1996.
5. Harper, F. *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*. Limusa. México, 1997.
6. Montane, Sangra P. *Protección en las instalaciones eléctricas*. Marcombo S. A. España, 1988.
7. Ras, E. *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. Marcombo, S.A. España, 1995.
8. Raúll, M. J. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Mc Graw Hill. México, 1992.
9. Ravindranath, B., Chander M. *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Limusa. México, 1980.
10. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-251 Relay instruction manual*. USA, 1993.
11. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL-387 Relay instruction manual*. USA, 1998.