



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA
UNIDAD ZACATENCO
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

"PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS"

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTA:
EZEQUIEL MÉNDEZ VICENTE**

**ASESORES:
M. en C. EVARISTO VELÁZQUEZ CÁZAREZ
DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR**



Ciudad de México. Noviembre de 2016

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

T E M A D E T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. EZEQUIEL MENDEZ VICENTE

“PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS”

ESTUDIAR Y LLEVAR A CABO SIMULACIONES DE LA PROTECCIÓN DE BARRAS COLECTORAS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONTRA FALLAS INTERNAS Y EXTERNAS, PARA EVITAR LA PROPAGACIÓN DE GRANDES DISTURBIOS QUE PUEDAN LLEVAR A PERDER LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ CONCEPTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
- ❖ TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
- ❖ SISTEMA DE PROTECCIÓN Y PROTECCIÓN POR RELEVADORES
- ❖ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS
- ❖ PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO
- ❖ CONCLUSIONES

CIUDAD DE MÉXICO, A 06 DE DICIEMBRE DE 2016.

A S E S O R E S

**M. EN C. EVARISTO
VELÁZQUEZ CAZAREZ**

**DR. DAVID SEBASTIÁN
BALTAZAR**

ING. JUAN DE JESUS NERI ESCUTIA GOMEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



AGRADECIMIENTOS

A **Dios** por darme la fuerza, sabiduría y voluntad para cumplir este objetivo.

A mis padres **Emilia Vicente Castillo** y **Oliverio Méndez Mayoral** por comprenderme el haber elegido este camino alejado de ustedes. Por haberme dado la vida, el amor, la confianza, las palabras de apoyo que me fortalecieron para seguir adelante y culminar esta etapa de mi vida. A ustedes les debo todo lo que soy. Se los agradezco mucho. Los amo.

A mis hermanos **Daniel** y **Oliverio** por motivarme y apoyarme a lograr mi objetivo de ingresar al politécnico.

Al **M. en C. Evaristo Velázquez Cázarez**, por su ayuda para hacer posible este trabajo al compartir su experiencia y conocimientos. Al **Dr. David Sebastián Baltazar** por el tiempo y dedicación en la revisión de este trabajo.

A los miembros del jurado: **Ing. Valentina Castillo López**, **M. en C. María Concepción Ortiz Villanueva**, **M. en C. José Javier Tenorio Huertas**, **Dr. David Sebastián Baltazar** y **M. en C. Evaristo Velázquez Cázarez**, por sus contribuciones, comentarios y observaciones para este trabajo.

A mis amigos de la carrera de Ingeniería Eléctrica por los momentos que compartí con ustedes. **Christian L. C.**, **Leonardo A. R.**, **Roberto G. C.**, **José Ignacio H. S.**, **Rogelio T. P.**, **Johan C. L.**, **Ezequiel P. C.**, **Abraham M. A.**, **Meinardo P. H.**, **Gustavo M. X.**, **Salvador V. A.**, **Francisco R. R.**, **Rubén M. L.**, **Alejandro M. T.**, **Miguel P. G.**, **Raúl L. B.**, **Ramón V. R.** **Luis Ángel. A. O.**

Ezequiel Méndez Vicente



DEDICATORIAS

A mis padres:

Emilia Vicente Castillo y Oliverio Méndez Mayoral

A mis hermanos:

Daniel y Oliverio Méndez Vicente

A mi cuñada:

Milka A. Luna Nácar

A mi sobrina:

Regina Méndez Luna

ÍNDICE DE CONTENIDO

GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	16
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	19
1.1 INTRODUCCIÓN	19
1.2 OBJETIVO GENERAL	21
1.2.1 Objetivos específicos.....	21
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	22
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROYECTO	23
1.5 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	24
CAPÍTULO II: CONCEPTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	25
2.1 INTRODUCCIÓN.....	25
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	25
2.2.1 Generación	25
2.2.2 Transmisión.....	25
2.2.3 Subtransmisión	25
2.2.4 Distribución.....	26
2.3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	26
2.3.1 Subestaciones eléctricas convencionales.....	26
2.3.2 Subestaciones aisladas por gas (SF ₆).....	28
2.4 BARRAS DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	28
2.4.1 Material de barra	29
2.5 ARREGLOS DE BARRAS	30
2.5.1 Arreglo de barra sencilla o simple.....	30
2.5.2 Arreglo de barra anillo	32
2.5.3 Arreglo de barra principal y barra de transferencia.....	33
2.5.4 Arreglo de interruptor y medio.....	35
2.5.5 Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia.	37
2.5.6 Arreglo de doble barra con doble interruptor.....	39
CAPÍTULO III: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	41
3.1 INTRODUCCIÓN.....	41
3.2 CLASIFICACIÓN DE LA EXACTITUD DE LOS TC'S PARA PROTECCIÓN.	42
3.3 CIRCUITO EQUIVALENTE	43
3.4 ERRORES INTRODUCIDOS POR LOS TC'S.....	44
3.5 SATURACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.	45
3.6 CARGA (BURDEN) DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	47
3.7 SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	50
3.7.1 Uso de la corriente nominal.....	50
3.7.2 Uso de la corriente de cortocircuito trifásico	51
3.7.3 Uso de la fórmula	52



3.7.4	Uso de la curva de magnetización.....	53
3.8	POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	55
3.9	PROPIEDADES DE LAS MARCAS DE POLARIDAD	56
3.10	CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	57

CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y PROTECCIÓN POR RELEVADORES60

4.1	INTRODUCCIÓN	60
4.2	SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	60
4.2.1	Transformadores de instrumento.....	60
4.2.2	Relevadores	61
4.2.3	Baterías.....	61
4.2.4	Interruptores	61
4.3	FALLAS MÁS COMUNES PRESENTADAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	61
4.4	PROTECCIÓN POR RELEVADORES	63
4.4.1	Filosofía de la protección por relevadores	63
4.4.2	Función de la protección por relevadores	64
4.4.3	Características funcionales de la protección por relevadores.....	66
4.4.4	Clasificación de los relevadores.....	66
4.4.5	Nomenclatura ANSI para relevadores	67
4.5	RELEVADORES DE PROTECCIÓN	67
4.5.1	Contactos para cierre y apertura.....	68
4.5.2	Breve descripción de la evolución tecnológica de relevadores	68
4.5.3	Principios fundamentales del funcionamiento de los relevadores.....	69
4.6	RELEVADORES MICROPROCESADOS.....	69
4.6.1	Características de los relevadores microprocesados	70
4.6.2	Funciones de los relevadores microprocesados	70
4.6.3	Estructura de los relevadores microprocesados	71
4.7	RELEVADOR DIFERENCIAL	74
4.7.1	Principios básicos.....	74
4.7.2	Concepto de las corrientes de operación y restricción diferencial	79

CAPÍTULO V: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS 81

5.1	INTRODUCCIÓN	81
5.2	PRINCIPIOS DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS Y LOS FACTORES QUE DETERMINAN SU APLICACIÓN.....	81
5.3	PROBLEMAS DE LOS TC'S EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS.....	83
5.4	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TENSIÓN.....	84
5.5	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TENSIÓN CON ACOPLADORES LINEALES.....	85
5.6	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS CON RELEVADORES DE RESTRICCIÓN O DE PORCENTAJE VARIABLE.....	86
5.7	PROTECCIÓN DIFERENCIAL BARRAS DE ALTA IMPEDANCIA.....	87
5.8	USO DE BARRA COMÚN PARA CADA FASE	88
5.9	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS MANUAL Y AUTOMÁTICO.	88

5.9.1	Protección diferencial de barras tipo manual	89
5.9.2	Diferencial de barras tipo automático	97
5.10	RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO SEL-487B.....	100
5.10.1	Características del relevador microprocesado SEL-487B.....	101
5.10.2	Elementos para la protección de barras	103
5.10.3	Elemento diferencial sensible.....	109
5.10.4	Supervisión de zona	110
5.10.5	Lógica de disparo de la diferencial.....	110
5.10.6	Panel frontal y posterior	111
5.10.7	Software para PC.....	114
CAPÍTULO VI: PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO		115
6.1	INTRODUCCIÓN.....	115
6.2	SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN ARREGLO DE BARRA SENCILLA	115
6.2.1	Configuración del relevador diferencial microprocesado SEL-487B	115
6.2.2	Prueba en condiciones normales de operación.....	133
6.2.3	Análisis en condiciones normales de operación.....	137
6.2.4	Pruebas en condiciones de falla interna	139
6.2.5	Pruebas en condiciones de falla externa.....	162
6.2.6	Prueba en condición de falla de TC abierto	183
6.2.7	Análisis de la simulación de la prueba en condiciones de falla de TC abierto.....	186
6.3	ANÁLISIS DE COSTOS DE PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR MICROPROCESADO SEL-487B	188
CONCLUSIONES.....		190
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y ELECTRÓNICAS		192
ANEXO 1: SOFTWARE PROPIETARIO		194
A1.1	AJUSTES DE COMUNICACIÓN DEL SOFTWARE PROPIETARIO	194
ANEXO 2: DISPOSITIVO PARA PRUEBAS DE BAJO NIVEL SEL-AMS.....		199
A2.1	SEL-AMS (ADAPTIVE MULTICHANNEL SOURCE).....	199
A2.2	CARACTERÍSTICAS DEL SEL-AMS.....	199
A2.3	CONEXIONES DE COMUNICACIÓN SEL-AMS	201
A2.4	CONEXIONES PARA LA INYECCIÓN DE VALORES ANÁLOGOS Y TERMINALES DE DETECCIÓN DE ENTRADAS	201
A2.5	CONFIGURACIÓN PARA PRUEBAS DE BAJO NIVEL EN EL SEL-5401	203
ANEXO 3: RELAY WORD BITS Y VALORES POR DEFAULT.....		206
A3.1	RELAY WORD BITS.....	206
A3.2	VALORES POR DEFAULT	211

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II: CONCEPTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Figura 2.1 Esquema del sistema eléctrico de potencia.....	26
Figura 2.2 Barras colectoras de subestación eléctrica de 230 kV.....	30
Figura 2.3 Arreglo de barra sencilla para subestaciones de transmisión.....	31
Figura 2.4 Arreglo de barra anillo para una subestación de transmisión. [11]	33
Figura 2.5 Arreglo de barra principal y barra de transferencia (doble barra con interruptor de amarre). 34	
Figura 2.6 Arreglo de interruptor y medio para centrales hidroeléctricas.	36
Figura 2.7 Arreglo de doble barra con un interruptor de amarre y barra de transferencia.....	38
Figura 2.8 Arreglo de doble barra con doble interruptor.	40

CAPÍTULO III: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Figura 3.1 Diagrama esquemático de conexiones de un transformador de corriente para protección.	42
Figura 3.2 Diagrama de conexión esquemática de los transformadores de corriente, según su clasificación para protección.....	43
Figura 3.3 Circuito equivalente de un transformador de corriente.	44
Figura 3.4 Diagrama vectorial de un transformador de corriente.	44
Figura 3.5 Curvas de magnetización: a) definiendo la curva de excitación según las normas europeas; b) curvas de excitación típicas para una multi-ralación de TC tipo "C". [30].....	47
Figura 3.6 Protección de sobrecorriente 50/51 para una línea de transmisión.....	51
Figura 3.7 Curvas de magnetización de los TC's.....	53
Figura 3.8 Marcas de polaridad en transformadores de corriente.....	56
Figura 3.9 Esquemas de los transformadores de corriente.....	57
Figura 3.10 Conexión estrella de TC's.....	58
Figura 3.11 Conexión delta de TC's.....	59

CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y PROTECCIÓN POR RELEVADORES

Figura 4.1 Diagrama unifilar de una parte del sistema eléctrico de potencia que muestra la protección primaria.....	65
Figura 4.2 Símbolos y asignación de contactos.....	68
Figura 4.3 Diagrama de bloques típico de un relevador microprocesado.....	73
Figura 4.4 Relevador microprocesado de sobrecorriente direccional de la marca SEL.....	74
Figura 4.5 Esquema general de un relevador diferencial. [12]	75
Figura 4.6 Condición del relevador diferencial para una falla externa.....	75
Figura 4.7 Condición del relevador diferencial para una falla interna.....	76
Figura 4.8 Bobinas de operación y restricción para un relevador de tanto por ciento.....	77
Figura 4.9 Relevador diferencial de tanto por ciento.....	77
Figura 4.10 Pendiente característica de operación del relevador diferencial de tanto por ciento.....	78
Figura 4.11 Pendientes diferenciales de 20, 40, 60 y 90 por ciento.....	79

CAPÍTULO V: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

Figura 5.1 Diagrama unifilar de una protección diferencial de barras en un arreglo de barra sencilla. ...	83
Figura 5.2 Protección diferencial de tensión.	84
Figura 5.3 Sistema de una protección diferencial de barra con acopladores lineales.	85
Figura 5.4 Protección diferencial de barra con múltiple restricción en un arreglo de barra sencilla.	86
Figura 5.5 Esquema de protección diferencial de alta impedancia con TC's en paralelo.	87
Figura 5.6 Arreglo protección diferencial de barras de alta impedancia usando una barra común para cada fase.	88
Figura 5.7 Aparato de estabilización RN 24 sencilla, doble y triple para sistemas de barras colectoras [22].	89
Figura 5.8 Circulación de corrientes en el relevador diferencial RN 23b (87B).	90
Figura 5.9 Relevador diferencial RN 23b (87B).	91
Figura 5.10 Diagrama del relevador supervisor RIAH-423a (87 XB).	92
Figura 5.11 Relevador auxiliar de disparo 86 B con reposición manual.	92
Figura 5.12 Relevador auxiliar 86 B con reposición eléctrica.	93
Figura 5.13 Diagrama trifilar de una protección diferencial de barras con relevadores convencionales en un arreglo de barra sencilla.	94
Figura 5.14 Diagrama trifilar de una protección diferencial de barras tipo manual en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. [22].	96
Figura 5.15 Diagrama trifilar de una protección diferencial de barras tipo automática en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. [22].	98
Figura 5.16 Diagrama de conexión del circuito de disparo para el interruptor 52-1.	99
Figura 5.17 Protección diferencial de barras 400, 230 y 85 kV con relevadores convencionales en un arreglo de interruptor y medio.	100
Figura 5.18 Funciones básicas del relevador SEL-487B en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre.	102
Figura 5.19 Protección diferencial de barras con relevadores microprocesados en un arreglo de interruptor y medio.	103
Figura 5.20 Diagrama de bloques de la lógica del elemento para protección de barras.	104
Figura 5.21 Diagrama de bloques del filtro del elemento diferencial.	105
Figura 5.22 Pendiente característica del filtro del elemento diferencial.	106
Figura 5.23 Cálculo del torque usado en el elemento direccional para determinar la dirección de la falla.	106
Figura 5.24 Característica del elemento direccional.	107
Figura 5.25 Lógica del elemento direccional.	107
Figura 5.26 Lógica de detección de falla.	108
Figura 5.27 Lógica de detección de falla para obtener cantidades de restricción y operación.	108
Figura 5.28 Lógica de detección de falla externa.	108
Figura 5.29 Lógicas de detección de falla interna, elemento diferencial instantáneo, detección de falla de medición consecutiva y detección de falla rápida.	109
Figura 5.30 Elemento diferencial sensible (87S).	109
Figura 5.31 Lógica de supervisión de zona.	110
Figura 5.32 Diagrama de flujo de la lógica de disparo de la diferencial de barras.	110
Figura 5.33 Panel frontal del relevador microprocesado SEL-487B.	111
Figura 5.34 LED's de señalización del panel frontal.	112

Figura 5.35 Botones de control de operador.	113
Figura 5.36 Aspecto del panel posterior del relevador microprocesado SEL-487B.	114

CAPÍTULO VI: PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO

Figura 6.1 Diagrama unifilar de una parte del sistema eléctrico con un arreglo de barra sencilla de 230 kV.	116
Figura 6.2 Diagrama unifilar reducido a un arreglo de barra sencilla 230 kV.	117
Figura 6.3 Diagrama trifilar con la conexión de los TC's y TP's a las entradas análogas del relevador.	118
Figura 6.4 Zonas de protección para el arreglo de barra sencilla 230 kV.	119
Figura 6.5 Configuración de los "alias" de cada elemento del arreglo de barra sencilla.	120
Figura 6.6 Aplicación de tres las zonas de protección para tres fases y la conexión de los TC's con las entrada análogas de corriente del relevador.	121
Figura 6.7 Configuración global del relevador.	122
Figura 6.8 Configuración de contactos auxiliares de interruptores de potencia.	122
Figura 6.9 Configuración de las relaciones de transformación de los TC's y TP's.	123
Figura 6.10 Configuraciones de las conexiones de las terminales a la zona de protección de la barra.	125
Figura 6.11 Marca de polaridad en las terminales de corriente del relevador.	125
Figura 6.12 Determinación de la marca de polaridad positiva y negativa.	126
Figura 6.13 Configuración de zona de supervisión del elemento diferencial.	127
Figura 6.14 Relación de transformación normalizada.	127
Figura 6.15 Ajuste de los elementos diferenciales.	129
Figura 6.16 Lógicas de disparo.	130
Figura 6.17 Control de salidas (Outputs).	130
Figura 6.18 Configuración de botones de control y display.	131
Figura 6.19 Configuración de LED's del panel frontal.	132
Figura 6.20 Envío de ajustes ingresados al relevador.	133
Figura 6.21 Corrientes inyectadas al relevador SEL-487B en condiciones normales de operación.	134
Figura 6.22 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_A.	134
Figura 6.23 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_B.	135
Figura 6.24 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_C.	136
Figura 6.25 Medición de la corriente de operación diferencial en condiciones normales.	136
Figura 6.26 Aspecto del panel frontal del relevador en condiciones normales de operación.	137
Figura 6.27 Pendiente de operación diferencial en condiciones normales de operación.	139
Figura 6.28 Diagrama unifilar barra sencilla con falla monofásica en condición de falla interna de 3.0 kA.	140
Figura 6.29 Corriente de falla monofásica inyectada a la fase b.	140
Figura 6.30 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla monofásica interna de 3.0 kA.	141
Figura 6.31 Corriente de operación y restricción en zona BUS_B con falla monofásica interna de 3.0 kA.	141
Figura 6.32 Reporte del estado del relevador en condición de una falla monofásica interna de 3.0 kA.	142

Figura 6.33 Tiempo de disparo del relevador diferencial en condición de falla monofásica interna de 3.0 kA.....	142
Figura 6.34 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de una falla monofásica interna de 3.0 kA.....	143
Figura 6.35 Pendiente de operación diferencial en zona BUS_B en condición de falla monofásica interna de 3.0 kA.....	144
Figura 6.36 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica a tierra en condición de falla interna de 4 kA.....	145
Figura 6.37 Corrientes de falla bifásica a tierra inyectadas en las fases b y c.....	146
Figura 6.38 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	146
Figura 6.39 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	147
Figura 6.40 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	147
Figura 6.41 Reporte de estado del relevador en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	148
Figura 6.42 Tiempo de disparo en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	148
Figura 6.43 Aspecto del panel frontal en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	149
Figura 6.44 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.....	150
Figura 6.45 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica en condición de falla interna de 10 kA.....	151
Figura 6.46 Corrientes de falla bifásica inyectadas en las fases a y b.....	151
Figura 6.47 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla bifásica interna de 10.0 kA.....	152
Figura 6.48 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica interna de 10.0 kA.....	152
Figura 6.49 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.....	153
Figura 6.50 Reporte de estado del relevador en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.....	153
Figura 6.51 Tiempo de disparo del relevador en condición de falla bifásica interna de 10 kA.....	154
Figura 6.52 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de falla bifásica interna de 10 kA.....	154
Figura 6.53 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.....	155
Figura 6.54 Diagrama unifilar barra sencilla con falla trifásica interna de 25 kA.....	156
Figura 6.55 Corrientes de falla trifásica interna de 25 kA inyectadas al relevador.....	157
Figura 6.56 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla trifásica interna de 25.0 kA.....	157
Figura 6.57 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla trifásica interna de 25.0 kA.....	158
Figura 6.58 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla trifásica interna de 25.0 kA.....	158
Figura 6.59 Corrientes de operación y de restricción en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.....	159
Figura 6.60 Reporte de estado del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.....	159
Figura 6.61 Tiempo de disparo del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.....	160
Figura 6.62 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.....	160

Figura 6.63 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.....	162
Figura 6.64 Diagrama unifilar barra sencilla con falla monofásica en condición de falla externa de 3.5 kA.....	163
Figura 6.65 Corrientes de falla monofásica externa inyectadas a las fases a de las líneas 1 y 3.	164
Figura 6.66 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla monofásica externa de 3.5 kA.	164
Figura 6.67 Corriente de operación y restricción en zona BUS_A con falla monofásica externa de 3.5 kA.....	165
Figura 6.68 Reporte del estado del relevador en condición de una falla monofásica externa de 3.5 kA.	165
Figura 6.69 Aspecto de panel frontal en condición de falla externa.	166
Figura 6.70 Pendiente de operación diferencial en zona BUS_A en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.	167
Figura 6.71 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica a tierra en condición de falla externa de 8.0 kA.....	168
Figura 6.72 Corrientes de falla bifásica a tierra en condición de falla externa inyectadas en las fases a y b.	169
Figura 6.73 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.....	169
Figura 6.74 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.....	170
Figura 6.75 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.....	170
Figura 6.76 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.....	172
Figura 6.77 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica en condición de falla externa de 6 kA.	173
Figura 6.78 Corrientes de falla bifásica inyectadas en condición de falla externa en las fases b y c.....	174
Figura 6.79 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica externa de 6.0 kA. ..	174
Figura 6.80 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla bifásica externa de 6.0 kA. ..	175
Figura 6.81 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.....	175
Figura 6.82 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.....	177
Figura 6.83 Diagrama unifilar barra sencilla con falla trifásica externa de 20 kA.	178
Figura 6.84 Corrientes de falla trifásica externa de 20 kA inyectadas al relevador.....	179
Figura 6.85 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla trifásica externa de 20.0 kA.	179
Figura 6.86 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla trifásica externa de 20.0 kA.	180
Figura 6.87 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla trifásica externa de 20.0 kA.	180
Figura 6.88 Corrientes de operación y de restricción en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.....	181
Figura 6.89 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.	182
Figura 6.90 Diagrama unifilar con arreglo de barra sencilla 230 kV con falla de TC abierto.	183

Figura 6.91 Corrientes inyectadas en condición de TC abierto en fase a de la línea 2 (I04).	184
Figura 6.92 Medición de corrientes del lado primario en zona 1 (BUS_A) en condición de TC abierto.	184
Figura 6.93 Medición de corrientes de operación y restricción en condición de TC abierto.	185
Figura 6.94 Estado del relevador en condición de TC abierto.	185
Figura 6.95 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de TC abierto.	186
Figura 6.96 Pendiente de operación diferencial en condición de falla de TC abierto.	188

ANEXO 1: SOFTWARE PROPIETARIO

Figura A1.1 Software computacional AcSELeator.	194
Figura A1.2 Ajuste de velocidad para la sincronización entre la PC y el relevador.	195
Figura A1.3 Chequeo de la velocidad en el panel frontal del relevador.	196
Figura A1.4 Cargando los ajustes de fábrica del relevador SEL-487B.	197
Figura A1.5 Cargando los ajustes realizados al relevador.	197
Figura A1.6 Ajustando el número de parte del relevador SEL-487B.	198

ANEXO 2: DISPOSITIVO PARA PRUEBAS DE BAJO NIVEL SEL-AMS

Figura A2.1 Aspecto del panel frontal SEL-AMS.	200
Figura A2.2 Aspecto del panel posterior SEL-AMS.	200
Figura A2.3 Conexión de interfaz de bajo nivel J20.	201
Figura A2.4 Conexiones para la prueba de bajo nivel.	202
Figura A2.5 Conexiones para la prueba de bajo nivel del relevador SEL-487B.	202
Figura A2.6 Selección del relevador para la realización de pruebas de bajo nivel.	203
Figura A2.7 Ventana de ajustes SEL-5401.	204



ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO III: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Tabla 3.1 cargas nominales de los TC's de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13.	48
Tabla 3.2 Límites de error de transformadores de corriente para medición.	49
Tabla 3.3 Límites de error de transformadores de corriente para protección. [7].....	49
Tabla 3.4 Clasificación de simple y doble relación para transformadores de corriente. [30]	55

CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y PROTECCIÓN POR RELEVADORES

Tabla 4.1 Comportamiento de las corrientes de falla de acuerdo al tipo de falla.	62
---	----

CAPÍTULO V: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

Tabla 5.1 Disparos diferenciales.	111
--	-----

CAPÍTULO VI: PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO

Tabla 6.1 Valores de corrientes en condiciones normales de operación.....	137
Tabla 6.2 Corrientes de operación y restricción en condiciones normales de operación.....	138
Tabla 6.3 Valores de corrientes en condición de falla monofásica interna de 3 kA.	143
Tabla 6.4 Corrientes de operación y restricción en condición de falla monofásica interna.	143
Tabla 6.5 Valores de corrientes en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.	149
Tabla 6.6 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.	149
Tabla 6.7 Valores de corrientes en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.	155
Tabla 6.8 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.	155
Tabla 6.9 Valores de corrientes en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.	161
Tabla 6.10 Corrientes de operación y restricción en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.	161
Tabla 6.11 Valores de corrientes en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.	166
Tabla 6.12 Corrientes de operación y restricción en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.	166
Tabla 6.13 Valores de corrientes en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.	171
Tabla 6.14 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica externa de 8.0 kA.	171
Tabla 6.15 Valores de corrientes en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.	176
Tabla 6.16 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.	176
Tabla 6.17 Valores de corrientes en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.	181
Tabla 6.18 Corrientes de operación y restricción en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.	181
Tabla 6.19 Valores de corrientes en condición de falla de TC abierto.	186
Tabla 6.20 Corrientes de operación y restricción en condición de falla de TC abierto.	187
Tabla 6.21 Análisis de costo de puesta en servicio del relevador SEL-487B.	189

ANEXO 2: DISPOSITIVO PARA PRUEBAS DE BAJO NIVEL SEL-AMS

Tabla A2.1 Entradas análogas para pruebas de bajo nivel.	201
---	-----

ANEXO 3: RELAY WORD BITS Y VALORES POR DEFAULT

Tabla A3.1 Lista de los Relay Word Bits.....	206
Tabla A3.2 Valores de "Alias" por default.....	211
Tabla A3.3 Ecuaciones lógicas por default para conexiones de terminales a la zona de protección.	212
Tabla A3.4 Ecuaciones lógicas por default para la lógica de falla de interruptor.....	212
Tabla A3.5 Ecuaciones lógicas por default para lógicas de disparo.	213
Tabla A3.6 Ecuaciones de control por default para protección "free-form"	213
Tabla A3.7 Ecuaciones de control por default para salidas de disparos.	213

GLOSARIO DE TÉRMINOS

52	Interruptor de potencia
86B	Relevador auxiliar de disparo
87B	Relevador diferencial de barras
87BX	Transformador de intermedio o unidad estabilizadora
87XB	Relevador supervisor
89P	Cuchilla principal
A	
A	Amperes
ACSR	Aluminium Conductor Steel-reinforced Cable o cable de aluminio desnudo con alma de acero
Alias	Sobrenombre que se le asigna a los elementos del relevador microprocesado.
AP	Apartarrayos
a	Fase a
B	
B1	Barra 1
B2	Barra 2
Barra o Bus	Conductor eléctrico rígido, ubicado en una subestación con la finalidad de conectar dos o más circuitos.
bits	Binary digit o digital binario
BKR FAIL	Falla de interruptor
BP	Barra principal
BT	Barra de transferencia
b	Fase b
C	
CA o AC	Corriente alterna
CD o DC	Corriente directa
COMTRADE	Abreviación para Common Format for Transient Data Exchange
Cuchillas	Elemento para seccionar, conectar o desconectar circuitos eléctricos.
c	Fase c
E	
Ecuación de control SELogic	Ajuste del relevador que permite controlar alguna función del mismo (como el control de salida).
Ecuación de control SELogic “free-form”	Programación del relevador “free-form” que incluye operaciones matemáticas, ejecuciones lógicas personalizadas y operación automatizada.
E_f	Tensión de fase
EHV	Extra alta tensión
EIA-232 o RS-232	Interfaz para el intercambio de datos binarios.
Elemento diferencial	Usando la barra colectora como referencia, el elemento diferencial calcula la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la barra.
Elemento direccional	El elemento direccional compara la dirección de la corriente en la terminal de referencia con las demás terminales en cada zona de protección.
E_s	Tensión secundaria
F	
FP	Factor de potencia
G	
G	Generador

H

HMI	Interfaz Humano-Máquina (Human Machine Interface)
HV	High voltage Alta tensión
HVDC	Alta tensión de corriente directa
Hz	Hertz

I

I01-I18	Entradas de corriente del relevador diferencial SEL-487B
I_1	Corriente entrante del relevador diferencial
I_2	Corriente saliente del relevador diferencial
I_a	Corriente de fase a
I_b	Corriente de fase b
I_c	Corriente de fase c
$I_{CC3\phi}$	Corriente de cortocircuito trifásico
I_e	Corriente de excitación
I_{L1}	Corriente de línea 1
I_{L2}	Corriente de línea 2
I_{L3}	Corriente de línea 3
I_N	Corriente nominal
I_n	Corriente nominal secundaria
I_{OP} o IOP	Corriente de operación
I_P	Corriente primaria
I_R	Corriente del relevador
IREF	Corriente de referencia
I_S	Corriente secundaria
I_{TAP}	Corriente del TAP

K

kA	Kilo Amperes
K_P	Punto de saturación o rodilla
kV	Kilo Volts

L

LCD	Liquid Crystal Display
LED	Ligh-Emitting Diode o diodo emisor de luz
LT	Línea de transmisión

M

M	Impedancia mutua
MS DOS	Microsoft Disk Operating System
MVA	Mega Volts-Amperes
MXN	Moneda nacional mexicana

N

N	Amperes-vueltas
N_o	Amperes-vueltas de la bobina de operación
N_r	Amperes-vueltas de la bobina de restricción
NT	New technology

P

P_1 y P_2	Terminales primarias del transformador de corriente
$P_{CC3\phi}$	Potencia de cortocircuito trifásica
PC	Personal computer
p.u.	Por unidad

	R
R	Restricción
Relay Word Bits	Elemento del relevador o elemento lógico. El Relay Word Bit puede ser ya sea un 1 o un 0 lógico. Estos son usados para las ecuaciones de control SELogic.
R_m	Resistencia magnética
RTC	Relación de transformación de corriente
	S
S₁ y S₂	Terminales secundarias del transformador de corriente
SER	Registrador de Eventos Secuenciales (Sequential Events Recorder)
SF₆	Hexafloruro de Azufre
Sobrecorriente	Corriente eléctrica que excede el valor nominal del equipo o sistema eléctrico.
	T
TAP	Derivación del transformador de corriente
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de potencial capacitivo
TO	Trampa de onda
TOS	Terminal Out of Service
TRIP	Tripped o Disparo
t	tierra
	U
USD	Dólar estadounidense
	V
V01, V02, V03	Entradas de tensión del relevador SEL-487B
VA	Volts-Amperes
V_C	Voltaje de carga
V_{CC}	Voltaje de corriente continua
V_S	Voltaje secundario
	W
W	Watts
	X
X_m	Reactancia magnética
	Z
Z_B	Impedancia de la carga (burden) del TC
Z_e	Impedancia de excitación o magnetización
Z_f	Impedancia de falla
Z_R	Impedancia del relevador

Nota: los términos del glosario anterior corresponden solo a los utilizados en este trabajo y pueden variar con respecto a los usados en normas nacionales y extranjeras.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia es un sistema muy complejo que realiza funciones de gran importancia, como es generar, transportar y distribuir la energía eléctrica; de ella depende que exista una comunicación entre grandes centrales generadoras; subestaciones eléctricas; y centros de consumo. Para llevar a cabo esta labor, es necesario contar con sistemas que garanticen una continuidad, estabilidad, calidad y eficiencia del suministro de la energía eléctrica.

Uno de los componentes que integran al sistema eléctrico son las subestaciones eléctricas; estas se encargan de transformar la energía a grandes niveles de tensión para ser transmitidas por medio de una red de transmisión; y se encargan también de coleccionar la energía proveniente de las centrales generadoras o de otras subestaciones y distribuirlas para su consumo.

Se tiene dos tipos de subestaciones: las convencionales y las no convencionales; la primera son aquellas subestaciones de gran tamaño ubicadas normalmente a las afueras de los centros de consumo; y la segunda son más compactas y son encapsuladas en un medio dieléctrico como es el gas hexafluoruro de azufre (SF_6). En la subestación convencional y la protección de uno de sus componentes conocido como barra colectora se desarrolla este trabajo.

El bus o barra colectora es un elemento que sirve para conectar dos o más circuitos en una subestación eléctrica. Estas barras tienen diferentes configuraciones, de los elementos que la conforman, como son: barra sencilla; barra anillo; barra principal y barra de transferencia; interruptor y medio; doble barra con un interruptor y barra de transferencia; y doble barra doble interruptor.

Su protección es muy importante, ya que una falla en ella, cualquiera que sea (comúnmente fallas a tierra o entre fases), puede llegar ocasionar disturbios muy severos en el sistema eléctrico de potencia y en el suministro de la energía eléctrica.

La protección de la barra debe ser algo prioritario en una subestación y debe de realizarse un estudio para proteger de forma selectiva a dicho elemento.

Existen diferentes tipos de protecciones para las barras o buses colectoras; la protección diferencial es muy utilizada por su selectividad al momento de detectar una falla, ya que se basa en la ley de corrientes de Kirchhoff para comparar las corrientes que entran y salen del elemento al que se está protegiendo. El esquema de protección de la diferencial de barras, variará dependiendo del tipo de arreglo de las barras que se tenga.

Se tienen dos tipos generales de los relevadores diferenciales:

- manual
- automática.

La manual, usada en subestaciones convencionales, consiste en hacer cambios de forma manual en el sistema de protección diferencial al realizar transferencias de carga de una barra a otra cuando se tiene un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. Este tipo de sistema diferencial puede tener 3 diferentes posiciones:

- Diferencial fuera
- Diferencial común



- Dos diferenciales

La protección diferencial automática consiste en realizar estas funciones de manera que no se tenga la necesidad de que intervenga un operador para realizar las maniobras requeridas para la transferencia de cargas de una barra a otra. Se puede considerar que se tienen dos tipos de protección diferencial automática, los conformados por relevadores tradicionales (de inducción magnética); y los ahora llamados relevadores digitales o microprocesados.

En el presente trabajo se describen los conceptos más importantes a considerar para el estudio de la protección diferencial en barras colectoras de una subestación eléctrica, utilizando los relevadores microprocesados y observar el comportamiento del esquema cuando ocurren fallas internas y externas en la barra.

El propósito de este trabajo es la de conocer el comportamiento del esquema de protección en arreglos de barras de subestación, cuando se utilizan los relevadores diferenciales microprocesados y observar las diferentes ventajas y desventajas, con respecto a los relevadores tradicionales.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Estudiar y llevar acabo simulaciones de la protección de barras colectoras de una subestación eléctrica contra fallas internas y externas, para evitar la propagación de grandes disturbios que puedan llevar a perder la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

1.2.1 Objetivos específicos

- Utilizar el relevador diferencial microprocesado SEL-487B destinado para la protección de barras.
- Simular una corriente de cortocircuito en el relevador diferencial para la protección de barras con la ayuda de un software computacional.
- Configurar el relevador SEL-487B para la simulación de la protección de barras en 230 kV.
- Calcular los ajustes para la protección diferencial de barras en 230 kV.
- Simular corrientes de cortocircuito trifásica, bifásica y monofásica.
- Simular condiciones normales de operación; fallas internas y externas en un arreglo de barra sencilla.
- Observar y verificar el adecuado comportamiento de la operación del esquema de protección ante fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas internas y externas para un arreglo de barra sencilla.
- Simular la función de la protección contra fallas de TC abierto.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia es de gran prioridad estudiar las protecciones de los elementos que la conforman para garantizar una continuidad, seguridad y calidad en el suministro de la energía eléctrica. Es por eso que proteger adecuadamente no solo es cuidar los elementos de un sistema eléctrico contra fallas, si no también saber identificar cuando y en qué momento hacerlo.

La protección de las barras colectoras de una subestación eléctrica debe ser la más idónea en cuanto a selectividad, ya que de ella se derivan dos o más circuitos para alimentar distintas cargas. Una falla en barras muy rara vez ocurre, pero cuando esta se presenta, los daños llegan a ser muy severos, teniendo como resultado una interrupción e inestabilidad en el suministro de energía.

Anteriormente hace ya algunos años, las protecciones de las barras colectoras, carecían de una selectividad para la detección de fallas. En la protección de un arreglo de doble barra con interruptor de amarre, se utilizaba un relé diferencial para cada una de las barras colectoras, teniendo una deficiencia al momento de presentarse una falla en el amarre de dichos elementos, dando como resultado una mala selectividad, quedando fuera de servicio las dos barras.

Con el transcurso de los años, el avance tecnológico ha ayudado a implementar sistemas de protecciones mucho más eficientes. Uno de esos sistemas son los relevadores diferenciales microprocesados, que funcionan bajo el principio de la ley de corrientes de Kirchhoff, haciendo que la operación y selectividad de la protección dependerá únicamente de la comparación de las corrientes que entran y salen del elemento que se desea proteger, teniendo así una mejor y eficiente protección.

En la actualidad existen distintos modelos de relevadores diferenciales microprocesados; el relevador SEL-487B es uno de ellos; integra en un solo sistema la utilización de varias entradas de TC's para la detección de fallas. Este relevador provee no solo protección diferencial de barra, sino también protección de falla de interruptor y protección de sobrecorriente de respaldo.

Es importante destacar que un solo relevador microprocesado puede usarse para proteger hasta 6 zonas, integrando en un solo dispositivo la protección diferencial para distintos puntos. [5][7][8]

La información precisa sobre el funcionamiento y comportamiento de la operación de este tipo de protección de barras es escasa tanto para relevadores convencionales como microprocesados. La documentación sobre relevadores diferenciales convencionales utilizados en la protección de barras colectoras no es fácil de encontrarla, sobre todo porque dicha información se encuentra en trabajos realizados en años como 1980's y como resultado de esto se encuentra limitada al alcance para quien desee conocer más sobre este tipo de protección diferencial de barras. Por esta razón, en el marco teórico de este trabajo se aborda la utilización de la protección diferencial de barras con relevadores convencionales (tipo manual y automático) y relevadores microprocesados para alcanzar una idea sólida sobre las grandes diferencias entre los relevadores modernos y los casi obsoletos relevadores convencionales (electromecánicos).

1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROYECTO

En el presente trabajo se muestran los conceptos más importantes que deben considerarse para la protección de barras colectoras de una subestación eléctrica. La teoría presentada desde el capítulo 2 al 5, es una recopilación de información de autores, libros, normas y páginas web que se mencionaran en las referencias de este trabajo.

Se realizaron los cálculos y configuraciones necesarias para la puesta en servicio de la protección diferencial de barras para un arreglo de barra sencilla con la ayuda de un software computacional y un relevador microprocesado.

Las corrientes monofásicas y de fallas mostradas en las simulaciones del capítulo 6, son ilustrativos y no se realizaron cálculos de corriente de cortocircuito. Cabe mencionaran que dichas corrientes inyectadas al relevador son a nivel de laboratorio, es decir no son corrientes representativas del sistema eléctrico de potencia.

Para el caso de las relaciones de transformación y las corrientes secundarias de los TC's, se realizaron los cálculos necesarios que se mencionaran en el capítulo 3 de este proyecto; esto con el fin de llevar acabo las simulaciones y obtener resultados correctos.

1.5 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Este trabajo consta de 6 capítulos y 3 anexos que se describen a continuación:

En el capítulo 1, se presenta una introducción del proyecto, y se describen sus objetivos, justificación, alcances y limitaciones del mismo.

El capítulo 2, trata de los conceptos generales del sistema eléctrico y subestaciones eléctricas; subestaciones convencionales y no convencionales, niveles de tensión, así como de sus componentes enfocándose a las barras de subestación; los diferentes tipos de arreglos de barras en subestaciones, sus características, ventajas y desventajas de cada una de ellas.

En el capítulo 3, se aborda los transformadores de corriente y sus características; en este se describe la importancia que tienen en los sistemas de protección; su circuito equivalente; la carga (burden) de un TC; los errores ocasionados en ellos; así como la selección de los mismos para la medición correcta de las corrientes de falla; la importancia de las marcas de polaridad; y sus diferentes conexiones.

En el capítulo 4, se discute los sistemas de protección y protección por relevadores; se describe los principios de la protección por relevadores, la filosofía de la protección, una breve descripción de la evolución tecnológica de los relevadores desde los electromagnéticos hasta los microprocesados; la protección diferencial, su principio básico de operación, los conceptos de las corrientes de operación y restricción diferencial y la relación que hay entre ellas.

En el capítulo 5 se describe la protección diferencial de barras; sus diferentes tipos de aplicaciones así como sus características; la descripción del funcionamiento del relevador diferencial de barras convencional (manual y automático); y las definiciones y características del relevador diferencial microprocesado SEL-487B.

En el capítulo 6, se trata de la puesta en servicio del relevador diferencial de barras microprocesado SEL-487B; se describe las configuraciones del relevador y los ajustes necesarios para la protección de arreglos de barras; se muestran las simulaciones que se realizaron, con inyecciones de corriente de bajo nivel y los cálculos de la relación del TC para la medición correcta de las corrientes secundarias.

Por último, se reporta las conclusiones a las que se llega con la realización de las simulaciones en una barra sencilla.

En el anexo 1 se describe los ajustes de comunicación entre el software computacional y la PC para la realización de ajustes al relevador.

El anexo 2 trata del dispositivo SEL-AMS y los ajustes necesarios para la conexión y ajustes de las pruebas de bajo nivel.

Por último en el anexo 3 se muestran los Relay Word Bits y los valores por default del relevador SEL-487B así como las etiquetas de los mismos que se utilizaron para la realización de las pruebas de este trabajo.

CAPÍTULO II: CONCEPTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

2.1 Introducción

En este capítulo se describirán los conceptos más importantes que se deben de considerar del sistema eléctrico y subestaciones eléctricas. Se menciona a los elementos que componen a una subestación convencional; arreglo de barras en subestaciones, y se menciona las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

2.2 Sistema eléctrico de potencia

Se le llama sistema eléctrico de potencia a todo el recorrido de la energía eléctrica desde su generación hasta su entrega final, puede decirse también que, es el conjunto de equipos y dispositivos (eléctrico, mecánico, electrónicos, entre otras) que trabajan para un mismo objetivo en común: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los consumidores [10].

El sistema eléctrico de potencia se encuentra dividido en 4 partes fundamentales como son:

- Generación
- Transmisión
- Subtransmisión
- Distribución

2.2.1 Generación

Esta función se lleva a cabo en las centrales generadoras, en ella se realiza la transformación de cualquier forma de energía (comúnmente energía mecánica) a energía eléctrica. Los generadores se encargan de realizar esta función, se le entrega energía mecánica para transformarla en energía eléctrica y así producir electricidad.

2.2.2 Transmisión

Toda la electricidad producida en las centrales generadoras debe ser transportada hacia los grandes centros poblados, que por lo general se encuentran bastante alejados uno al otro. Para realizar esta labor de forma eficiente se eleva el voltaje, por medio de transformadores elevadores, localizados en subestaciones eléctricas, y se utilizan grandes torres metálicas para sujetar los cables que conducirán la energía eléctrica, la cual viaja a través de una red de transmisión.

2.2.3 Subtransmisión

Una vez que la energía se aproxima a los centros poblados, es necesario reducir el voltaje a valores menores por medio de transformadores reductores. Para facilitar así el transporte de energía a los grandes centros industriales y residenciales de las ciudades, la electricidad se transmite a través de una red de subtransmisión.

2.2.4 Distribución

Finalmente y para poder llegar a cada uno de los hogares, centros comerciales e industrias, se vuelve a reducir el voltaje por medio transformadores reductores de distribución para media tensión destinados para clientes industriales y transformadores reductores para baja tensión para clientes residenciales. De esta forma es mucho más sencillo, económico y seguro, transportar la energía eléctrica a cada rincón del pueblo, urbanización o ciudad.

En esta etapa se reduce el voltaje a valores comerciales (127, 220, 440 Volts), por medio de transformadores instalados directamente a los postes por donde se trasporta la energía eléctrica.

En la Figura 2.1 se puede observar un esquema general de todo lo anteriormente descrito del sistema eléctrico de potencia [14].

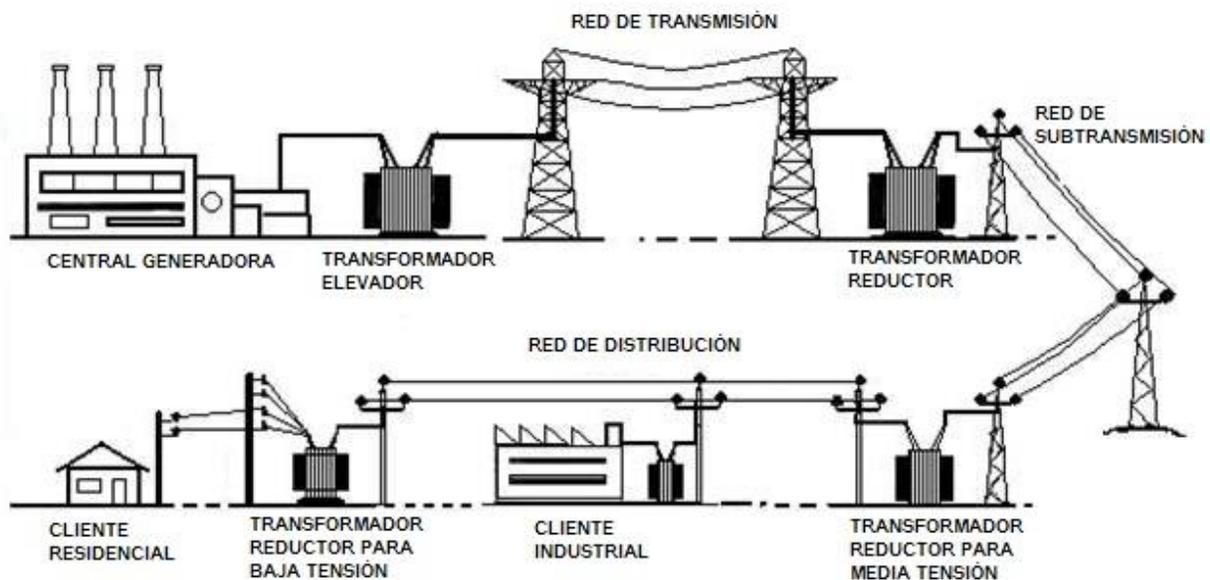


Figura 2.1 Esquema del sistema eléctrico de potencia.

2.3 Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son las instalaciones encargadas de realizar transformaciones de la tensión, frecuencia, número de fases y/o la conexión de dos o más circuitos.

Pueden encontrarse junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo, en el exterior o interior de los edificios. Actualmente en las ciudades las subestaciones están en el interior de los edificios para ahorrar espacio y contaminación. En cambio, las instalaciones al aire libre están situadas comúnmente en las afueras de la ciudad [8].

2.3.1 Subestaciones eléctricas convencionales.

En los sistemas eléctricos de potencia grandes y modernos, el sistema de transmisión y distribución funciona para entregar a usuarios, en los centros de carga, la energía eléctrica en masa proveniente de las centrales generadoras como son, la térmica, hidráulica, eólica, etc. La red de transmisión incluye por lo general centrales generadoras, transformadores elevadores, líneas de transmisión interconectadas,

subestaciones y transformadores reductores. El sistema de distribución abarca líneas primarias de distribución, banco de transformadores de servicio y líneas secundarias o redes, todas ellas dan servicio a las áreas de carga.

2.3.1.1 Componentes de una subestación eléctrica convencional

El equipo eléctrico en una subestación típica puede incluir lo siguiente:

- Interruptor de potencia
- Cuchillas desconectadoras o seccionadores
- Conmutadores de puesta a tierra
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial o transformadores de voltaje de capacitor
- Capacitores de acoplamiento
- Filtros de línea
- Apartarrayos
- Transformadores de potencia
- Reactores en derivación
- Reactores limitadores de corriente
- Barras y aisladores de subestación
- Sistemas de puesta a tierra
- Capacitores en serie
- Capacitores en derivación

Como parte integrante de un sistema de transmisión, la subestación funciona como punto de conexión o conmutación para líneas de transmisión, alimentadores de subtransmisión, circuitos de generación y transformadores elevadores y reductores. Las subestaciones eléctricas deben de proporcionar máxima confiabilidad, flexibilidad y continuidad del servicio.

2.3.1.2 Niveles de tensión

Las necesidades del sistema comprenden la selección de niveles óptimos de tensión, que dependen de las necesidades de la carga y distancias de líneas de transmisión implicadas. Muchas grandes plantas termoeléctricas y nucleares están ubicadas a grandes distancias de los centros de carga para aprovechar menor costos de terrenos, abundancia de agua para enfriamientos, abastecimiento económico de combustible y condiciones ambientales menos estrictas. Por estas razones el uso de tensiones de hasta 400 kV se vuelve más comunes.

Las subestaciones utilizadas en los sistemas de distribución operan con tensiones de 115 kV a 13.8 kV. Las subestaciones de transmisión, que dan servicio a fuentes de energía eléctrica en masa, operan de 230 a 400 kV. Las clases de tensiones utilizados en México para subestaciones grandes son de 69, 85, 115 y 138 kV (considerados alta tensión o clase HV), y 230 y 400 kV (consideradas extra alta tensión o clase EHV).

2.3.2 Subestaciones aisladas por gas (SF₆)

Las llamadas subestaciones no convencionales de alto voltaje son aquellas aisladas por gas, utilizado como medio dieléctrico el Hexafloruro de Azufre (SF₆). El principio básico del equipo aislado por gas es porque las partes portadoras de corriente se encuentran dentro de un recipiente metálico y se conservan en una configuración concéntrica mediante aisladores separados. El espacio entre el conductor y el recipiente está lleno de Hexafloruro de azufre a presión, el equipo puede instalarse ya sea en interiores o exteriores y puede ser diseñado para cualquier esquema de barra. Según el nivel de voltaje, esquema de barra y si las líneas de conexión son subterráneas o elevadas, la superficie del terreno requerido para un equipo aislado por gas es de 10% para 800 kV y 20% para 145 kV del espacio requerido para el equipo comparable aislado por aire. Como consecuencia de su menor tamaño y partes portadores de encerradas, este equipo es apropiado por excelencia para instalarse en terrenos de gran valor donde las restricciones ambientales establezcan un mínimo de exposición visual y donde la continuidad del servicio pueda verse amenazada por contaminación del aire.

2.4 Barras de subestación eléctrica

Las barras de una subestación son una parte muy importante de la estructura de las subestaciones convencionales, dado que transportan grandes cantidades de energía en espacios reducidos. Deben diseñarse con gran cuidado para que la construcción utilice de forma adecuada y económica la energía eléctrica generada, y al mismo tiempo, tenga suficiente resistencia estructural para que pueda soportar los máximos esfuerzos que se impondrán en los conductores, y a su vez en la estructura, por las elevadas corrientes en condiciones de cortocircuito.

Anteriormente, en las subestaciones convencionales, eran utilizadas barras de sujeción. Este tipo de barra es similar a la línea de transmisión y está formada por un conductor tal como es el cable de aluminio con alma de acero (ACSR), cobre, o aleación de aluminio de alta resistencia tendido entre estructuras de la subestación [8].

A continuación se muestra una comparación de las ventajas y desventajas de una barra rígida y de una barra de sujeción:

Barra rígida:

Ventajas

- Se usa menos acero y las estructuras son más sencillas.
- Los conductores rígidos no están bajo esfuerzo constante.
- Los aisladores montados en pedestal son más accesibles para limpieza.
- La barra rígida está a menor altura, tiene un trazo definitivo y puede segregarse definitivamente para trabajos de mantenimiento.
- El bajo perfil con la barra rígida proporciona buena visibilidad de los conductores y aparatos y da buena apariencia a la subestación.

Desventajas

- Por lo general se requieren más aisladores y soportes para su diseño, por lo tanto se requiere de limpiar más aisladores.
- Es más sensible a deflexiones estructurales, lo que ocasiona problemas de desalineación y posible daño a la barra.
- Suele requerir más superficie de terreno que la de sujeción.
- Son comparativamente más costosos.

Barra de sujeción:

Ventajas

- Costo comparativamente más bajo que el de la rígida.
- Las subestaciones que las utilizan ocupan menos espacios.
- Se requieren menos estructuras.

Desventajas

- Requiere de estructuras y cimentaciones más grandes.
- Los aisladores no son fácilmente accesibles para su limpieza.
- Pintar elevadas estructuras de acero es caro y riesgoso.
- Las reparaciones de urgencia de conductores son más difíciles.

2.4.1 Material de barra

Los materiales de barras de uso general son de aluminio y cobre; es el aluminio estirado en frío, especialmente en forma tubular, el más ampliamente usado en instalaciones de alta y extra alta tensión a la intemperie de tipo abierto. El aluminio tiene la ventaja de pesar sólo una tercera parte del cobre; además requiere poco mantenimiento y el uso correcto de aleaciones de este material proporciona la rigidez necesaria para servir como material para barras. Para un valor nominal dado y para iguales temperaturas limitadoras, la superficie de una barra de aluminio es de alrededor del 133% de la de una de cobre. La de aluminio se utiliza casi en forma exclusiva en subestaciones de alta tensión y extra alta tensión. La barra de cobre o de aluminio, así como otras formas especiales, se usa a veces para barras de bajo voltaje de subestación de distribución.

Existen efectos que se originan en el material de las barras colectoras debido a la conducción de corriente alterna (C.A.). El efecto skin o pelicular es uno de ellos, y es la tendencia a concentrar la corriente en la capa externa o "película" del conductor, como resultado de la autoinductancia de éste. Dicho efecto tiene como consecuencias un aumento en la resistencia efectiva del conductor y una reducción en la capacidad de corriente para un calentamiento dado. El efecto pelicular es muy importante en barras que manejen grandes cantidades de corriente cuando se usan varios conductores en paralelos, porque afecta no sólo a cada conductor sino también a cada grupo de conductores considerados como unidad.

Es por eso que las barras colectoras son en forma tubular ya que estos tienen menos resistencia al efecto pelicular (a comparación de los conductores planos) debido a las paredes delgadas que son menos afectados por él. Los conductores de aluminio se ven menos afectados que los conductores de cobre, debido a la mayor resistencia del aluminio [8].

Véase la Figura 2.2 en ella se ilustra las barras colectoras de una subestación eléctrica de 230 kV [27].



Figura 2.2 Barras colectoras de subestación eléctrica de 230 kV.

2.5 Arreglos de barras

El arreglo de barras de una subestación no es más que la configuración ordenada de los elementos que la conforman. Los arreglos inciden en la funcionalidad, el costo y las dimensiones de la misma, y su selección dependerá del nivel de confiabilidad y flexibilidad requeridas, así como el límite presupuestal que se asigne a una subestación determinada.

La selección de un arreglo de barras en particular así como su representación en un diagrama unifilar, requieren de un estudio previo donde se determinan: los requerimientos de las demanda de la energía, las aplicaciones del sistema y la afectación que ésta puede tener, la flexibilidad y la facilidad para el mantenimiento, así como los costos de los equipo necesarios en cada tipo de arreglo de barras. Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación, en orden de complejidad y costos [1][2].

- a) Arreglo de barra sencilla o simple
- b) Arreglo de barra anillo
- c) Arreglo de barra principal y barra de transferencia
- d) Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia
- e) Arreglo de interruptor y medio
- f) Arreglo de doble barra y doble interruptor

2.5.1 Arreglo de barra sencilla o simple

Este arreglo de barra consta de una sola barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad, ya que al ocurrir una falla en barras produce la salida total ésta, por lo que se procura que

tengan la capacidad de poder ser seleccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento en este arreglo se dificulta al no poder transferir las cargas, su utilización es principalmente en subestaciones de pequeña capacidad o del tipo industrial pequeñas, sin embargo puede utilizarse en subestaciones de gran tamaño [1].

A continuación se muestra el arreglo de barra sencilla para una subestación de transmisión [11].

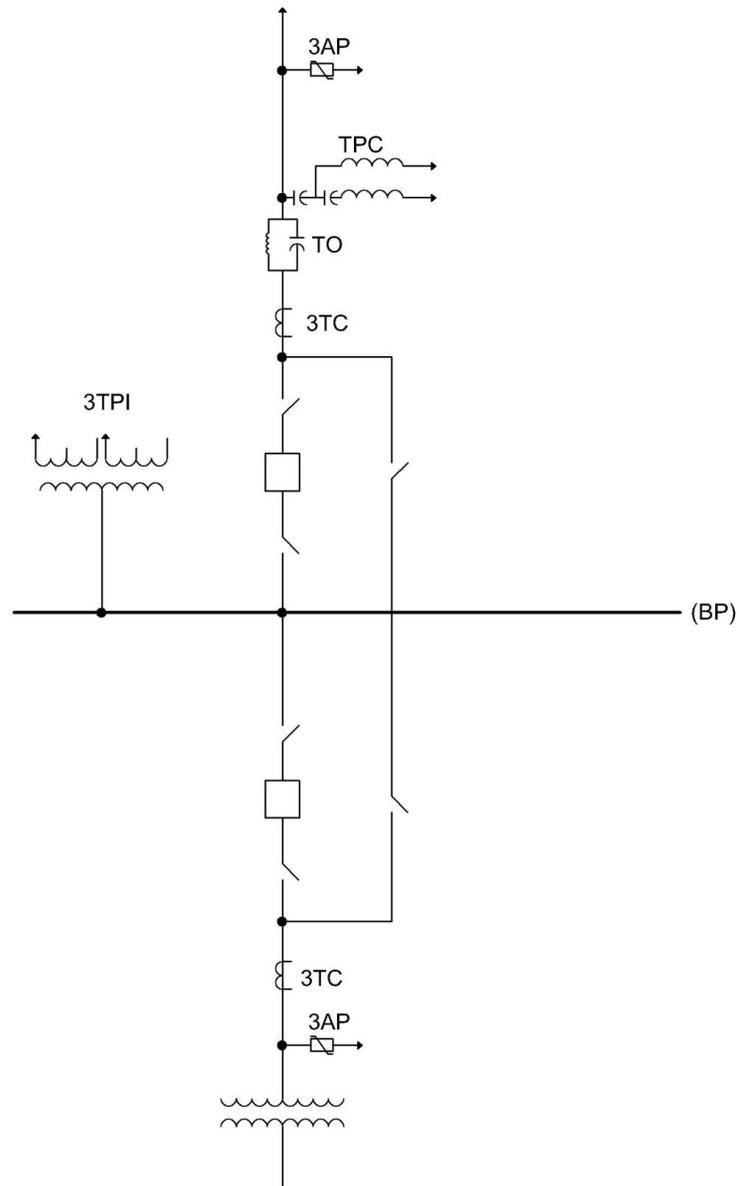


Figura 2.3 Arreglo de barra sencilla para subestaciones de transmisión.

Ventajas

- No existe compromiso entre la ubicación física de las bahías de los elementos y la funcionalidad de la subestación.

- Con un interruptor fuera de servicio, el "disparo" o salida de un elemento, ocasiona la pérdida de únicamente el elemento disparado.
- Permite realizar arreglos de relieve bajo, ya que se requieren dos niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos.

Desventajas

- El mantenimiento de un interruptor implica la pérdida del elemento correspondiente.
- Una falla en la barra principal ocasiona la pérdida de todos los elementos de la subestación.
- No permite desenergizar la barra principal sin tener que desconectar todos los elementos de la subestación.

2.5.2 Arreglo de barra anillo

En el esquema de barra anillo, que se muestra en la Figura 2.4, se observa el arreglo de una subestación de transmisión en anillo. El nombre de barra o bus en anillo, viene del hecho que los interruptores y el bus de trabajo forman un anillo eléctricamente.

En la Figura 2.4 se puede observar un arreglo en anillo. Donde LT son las salidas de las líneas de transmisión y TC los transformadores de corriente.

Ventajas

- Permite dar mantenimiento a un interruptor cualquiera sin perder los elementos adyacentes a dicho interruptor.
- Pocas maniobras para librar interruptores.
- Permite realizar arreglos de relieve bajo, ya que solo se requieren dos niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos.
- Requerimiento mínimo de marcos estructurales.

Desventajas

- Cuando un interruptor está en mantenimiento, el disparo de un elemento puede causar la pérdida de otros elementos.
- Existe un alto grado de compromiso entre la ubicación física de los elementos y la funcionalidad de la subestación.
- La realización de ampliaciones resulta complicada, ya que es necesario romper el anillo.
- El respaldo por falla de interruptor en interruptores adyacentes de líneas de transmisión no es enteramente local. Esta situación resulta inconveniente cuando se tiene transformación o generación compartiendo interruptor con una línea de transmisión.

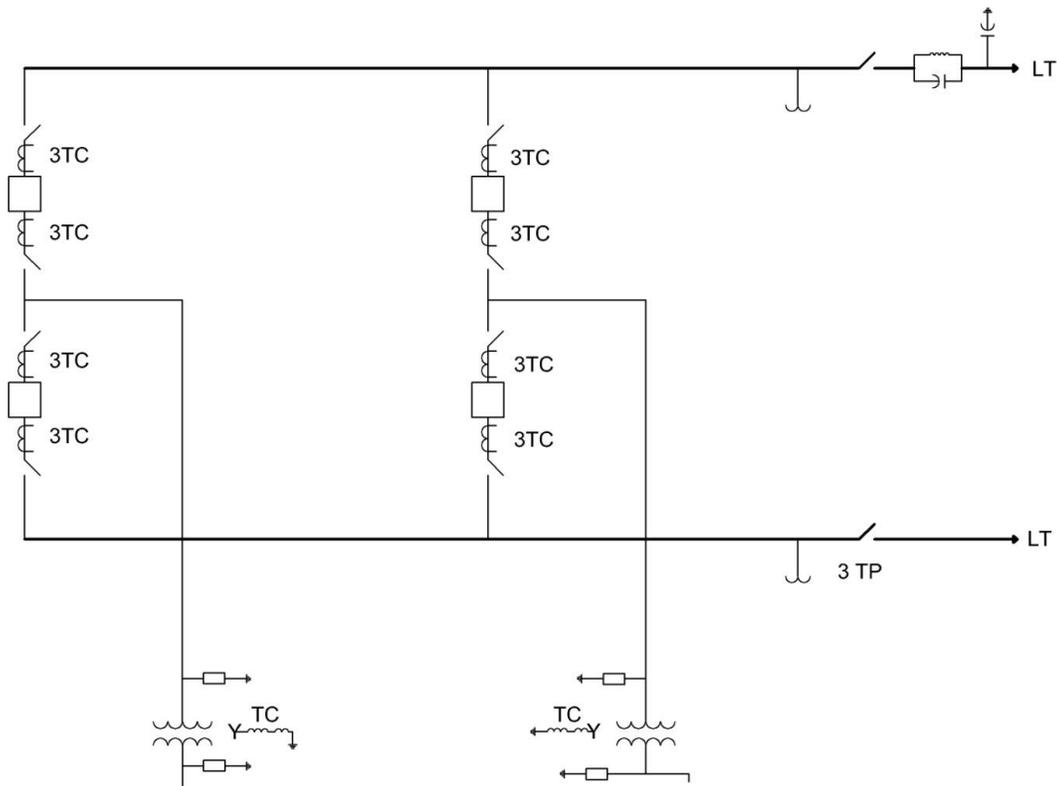


Figura 2.4 Arreglo de barra anillo para una subestación de transmisión. [11]

2.5.3 Arreglo de barra principal y barra de transferencia

El arreglo con barra de transferencia, también llamado doble barra con interruptor de amarre, puede tener algunas variantes, en este tipo de arreglo cada línea de transferencia está conectada a la barra principal por medio de una cuchilla desconectadora como se muestra en la Figura 2.5. La barra o bus de transferencia está conectado a la barra o bus principal por medio de un interruptor de transferencia o interruptor de amarre, el bus de transferencia sirve entonces como una alternativa de suministro para cualquiera de las líneas de transmisión. En condiciones normales de operación, el bus de transferencia y el bus principal están energizadas.

Véase la Figura 2.5 donde se muestra un arreglo de barra principal y barra de transferencia (doble barra con interruptor de amarre) [1].

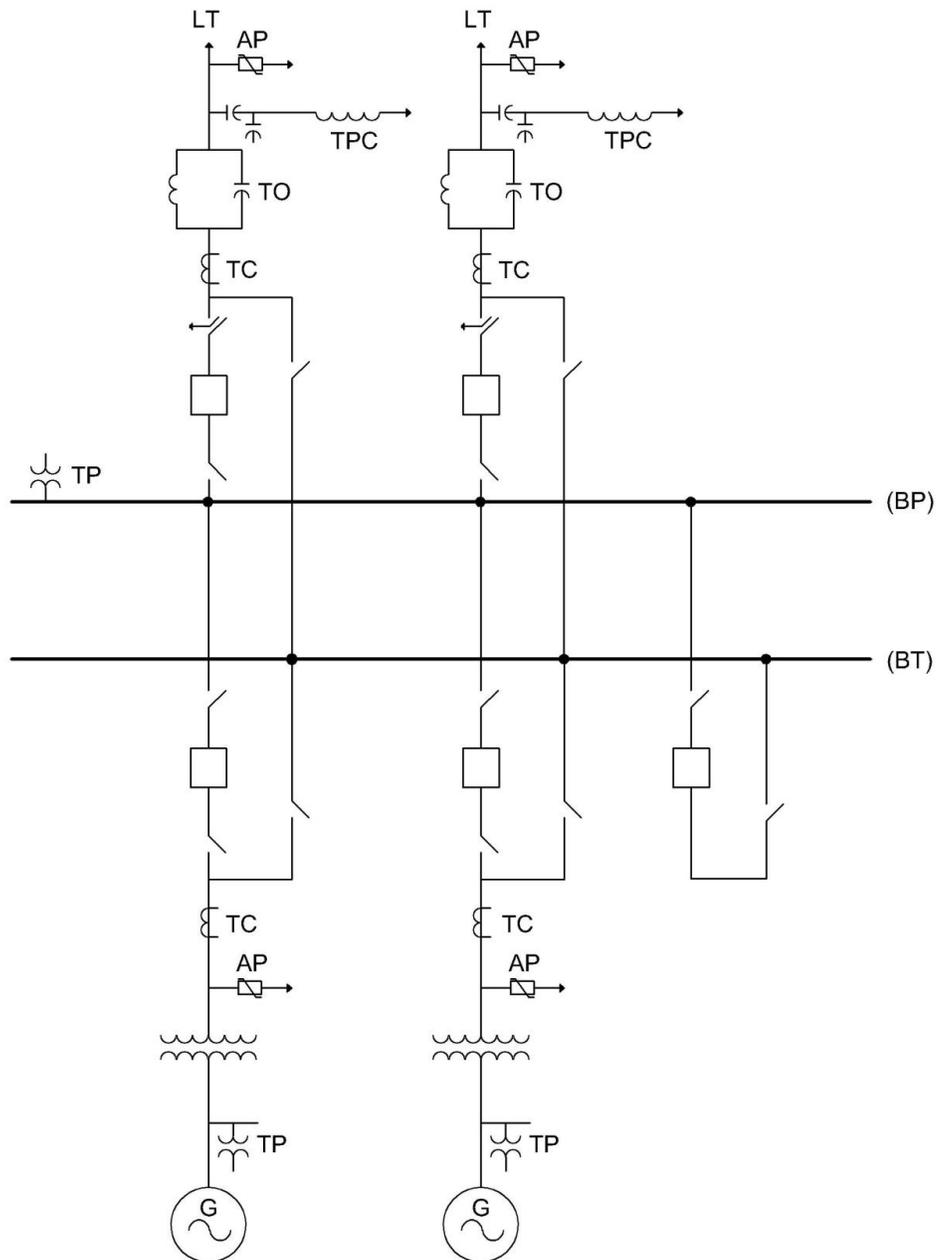


Figura 2.5 Arreglo de barra principal y barra de transferencia (doble barra con interruptor de amarre).

Ventajas

- Permite dar mantenimiento a los interruptores (uno a la vez) sin perder el elemento a que pertenezca el interruptor a reparar.
- Pocas maniobras para transferir un elemento al interruptor de transferencia.
- No existe compromiso entre la ubicación física de la bahías de los elementos y a la funcionalidad de la subestación, condición que facilita al acomodo inicial de elementos y la realización de ampliaciones.

- Con un interruptor fuera de servicio (interruptor de transferencia en uso), el "disparo" o salida de un elemento, ocasiona la pérdida de únicamente el elemento disparado.
- Con las previsiones adecuadas puede escalarse al arreglo de barra principal y barra auxiliar, o bien, el arreglo de doble barra y barra de transferencia; en ambos casos, sin reacomodo de equipos.

Desventajas

- Una falla en la barra principal ocasiona la pérdida de todos los elementos de la subestación.
- Es necesario transferir los disparos de protecciones al interruptor de transferencia, cuando éste se está usando.
- No permite desenergizar la barra principal sin tener que desconectar todos los elementos de la subestación.
- En subestaciones con aislamiento de aire no se pueden realizar arreglos de relieve bajo, ya que requiere tres niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos y barras.

2.5.4 Arreglo de interruptor y medio

Se usa normalmente en subestaciones eléctricas de la red de transmisión, en voltajes de 220 kV, 230 kV o superiores. En este esquema, hay dos barras principales con tres interruptores que conectan a estas (dos barras) entre sí (véase la Figura 2.6), las líneas de transmisión terminan en un punto eléctricamente entre cualquiera de los dos interruptores. El nombre de interruptor y medio viene probablemente del hecho que hay tres interruptores por cada dos líneas de transmisión, o bien $1\frac{1}{2}$ interruptor por línea, el interruptor y medio es, de hecho, compartido por dos líneas.

Para subestaciones para más de cuatro terminales para líneas de transmisión, se requieren más bahías de interruptores con líneas terminales con forma similar. Véase la Figura 2.6.

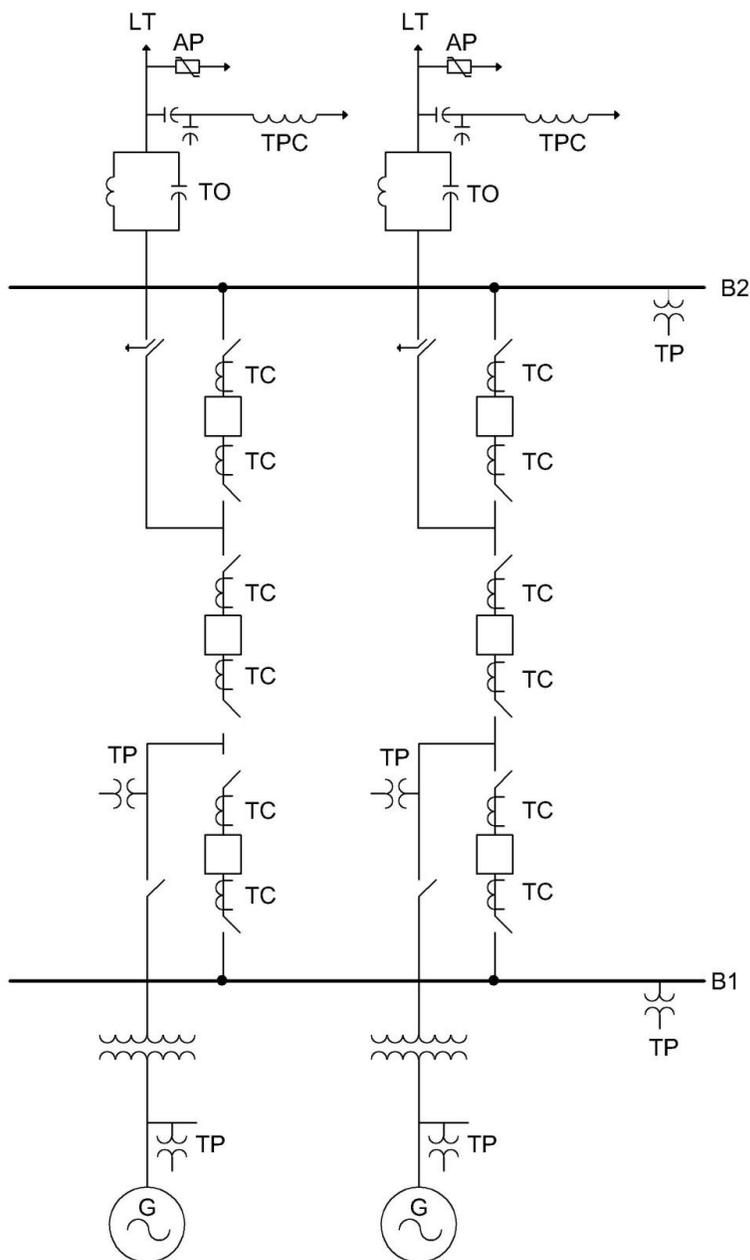


Figura 2.6 Arreglo de interruptor y medio para centrales hidroeléctricas.

En la Figura 2.6, se puede observar un arreglo de barra de interruptor y medio de una subestación eléctrica de una central hidroeléctrica. Donde TO son las trampas de onda, AP apartarrayos TC y TP transformadores de corriente y potencial.

Con este diagrama se logra un alto grado de confiabilidad, dado que cualquier interruptor se puede retirar de operación, manteniendo todas las líneas de transmisión energizadas.

Ventajas

- Permite dar mantenimiento a un interruptor cualquiera de una rama sin perder los elementos conectados a esa rama, o bien, a más de un interruptor simultáneamente, siempre y cuando en una rama cualquiera no se saque de operación más de un interruptor.
- Pocas maniobras para liberar interruptores.
- En condiciones normales, la pérdida de una barra no ocasiona la pérdida de los elementos.
- En subestaciones donde se tengan elementos convenientemente distribuidos en las ramas, ante la pérdida de las dos barras, se puede mantener enlaces operativos entre elementos.

Desventajas

- Cuando un interruptor está en mantenimiento, el disparo de un elemento puede causar la pérdida de otros elementos.
- Existe un alto grado de compromiso entre la ubicación física de los elementos y la funcionalidad de la subestación.
- Absurdo para las subestaciones con menos de 3 ramas que resulta en un arreglo de anillo con interruptores en serie (arreglo de interruptor inútil).
- En subestaciones con aislamiento de aire, no se puede realizar arreglos de relieve bajos, ya que requiere tres niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos y barras.
- El respaldo por falla por interruptor en interruptores adyacentes a líneas de transmisión, no es enteramente local. Esta situación resulta inconveniente cuando se tiene transformación o generación compartiendo interruptor con una línea de transmisión.

2.5.5 Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia.

Este arreglo utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas a la barra de preferencia (B1 o B2), además de contar generalmente con interruptor de amarre de barras. Adicionalmente, se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiere de mantenimiento. Normalmente en esta aplicación se cuenta con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra. Representa un arreglo muy confiable, pero muy costoso en comparación con otros, por lo que su uso es restringido a instalaciones que sean de subestaciones elevadoras con alta capacidad [3].

A continuación en la Figura 2.7, se puede observar un arreglo de doble barra y una barra de transferencia. El interruptor de potencia que se encuentra conectado entre las barras B1 y B2 se le llama de amarre y el interruptor de potencia conectado a las tres barras se le llama interruptor de transferencia.

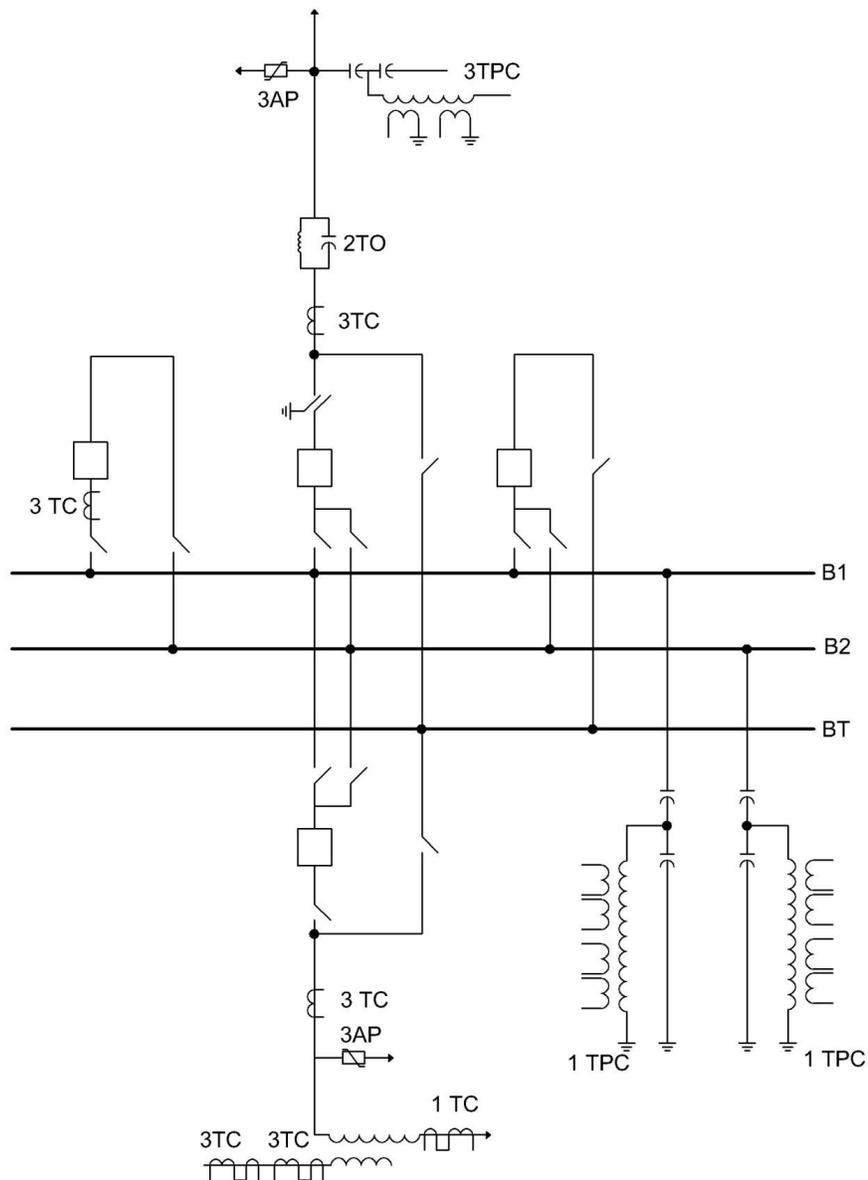


Figura 2.7 Arreglo de doble barra con un interruptor de amarre y barra de transferencia.

Ventajas

- Pocas maniobras para hacer uso del interruptor de transferencia.
- Permite dar mantenimiento a los interruptores (uno a la vez) sin perder el elemento al que pertenezca el interruptor a reparar.
- La falla de una de las barras ocasiona la pérdida de únicamente los elementos conectados a la barra fallada, aún en el caso en que se esté haciendo uso del interruptor de transferencia.
- Permite desenergizar cualquiera de las barras para su limpieza o mantenimiento, sin perder ninguno de los elementos.

- No existe compromiso entre la ubicación física de las bahías de los elementos y la funcionalidad de la subestación, condición que facilita el acomodo inicial de los elementos y la realización de ampliaciones.
- Con un interruptor fuera de servicio (interruptor de transferencia en uso), el "disparo" o salida de un elemento, ocasiona la pérdida de únicamente el elemento disparado.
- Permite que la subestación pueda ser operada como dos subestaciones independientes de barra principal y barra de transferencia, sin limitación en la selección de los elementos de cada barra principal.

Desventajas

- Es necesario transferir los disparos de protecciones al interruptor de transferencia, cuando éste se está usando.
- En subestaciones con aislamiento en aire no se puede realizar arreglos de relieve bajo, ya que requiere tres niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos y barras.
- En subestaciones con aislamiento en aire, debido a la disposición física del arreglo, es posible la ocurrencia de fallas que afecten simultáneamente a los dos barras, como pueden ser el desprendimiento de cadenas de aisladores y cable conductor, o la falla del equipo primario en la bahía de amarre, aunque dichos eventos son de baja probabilidad de ocurrencia.

2.5.6 Arreglo de doble barra con doble interruptor

Este arreglo resulta la mejor opción en cuanto a flexibilidad y confiabilidad, es utilizado en casos en donde la continuidad es muy importante, tanto en condiciones de falla como en mantenimiento. Su nombre se refiere a que cada circuito cuenta con dos interruptores exclusivos permanentemente energizados y conectados a barras distintas. En estos arreglos se tiene duplicidad de equipo (interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, aisladores, barras, etc.), por lo tanto, no requieren barra, ni equipos de transferencia y su costo resulta muy alto, por lo que sólo se recomienda en casos muy especiales en los que se justifica una alta confiabilidad [3].

Ventajas

- Permite dar mantenimiento a los interruptores (más de uno a la vez en ramas diferentes) sin perder el elemento a que perezca el interruptor a reparar.
- Pocas maniobras para liberar interruptores.
- En condiciones normales, la pérdida de una barra no ocasiona la pérdida de ningún elemento.
- Cuando un interruptor está en mantenimiento, el disparo de un elemento no causa la pérdida de otro elemento.
- Permite desenergizar cualquiera de las barras para su limpieza y su mantenimiento, sin perder ninguno de los elementos.
- No existe compromiso entre la ubicación física de las bahías de los elementos y la funcionalidad de la subestación, condición que facilita el acomodo inicial de elementos y la realización de ampliaciones.
- Con un interruptor fuera de servicio, el "disparo" o salida de un elemento, ocasiona la pérdida de únicamente el elemento disparado.

- Permite que la ubicación pueda ser operada como dos subestaciones independientes de barra simple, sin limitación en la selección de los elementos de cada barra.
- En subestaciones con aislamiento en aire, y por la disposición física del arreglo, no existe contingencia natural verosímil que afecte simultáneamente ambas barras.

Desventajas

- En subestaciones con aislamiento en aire no se puede realizar arreglos de relieve bajo, ya que requiere tres niveles de conductor energizado para la conectividad entre equipos y barras.

Véase la Figura 2.8 donde se puede observar un arreglo de doble barra y doble interruptor [1].

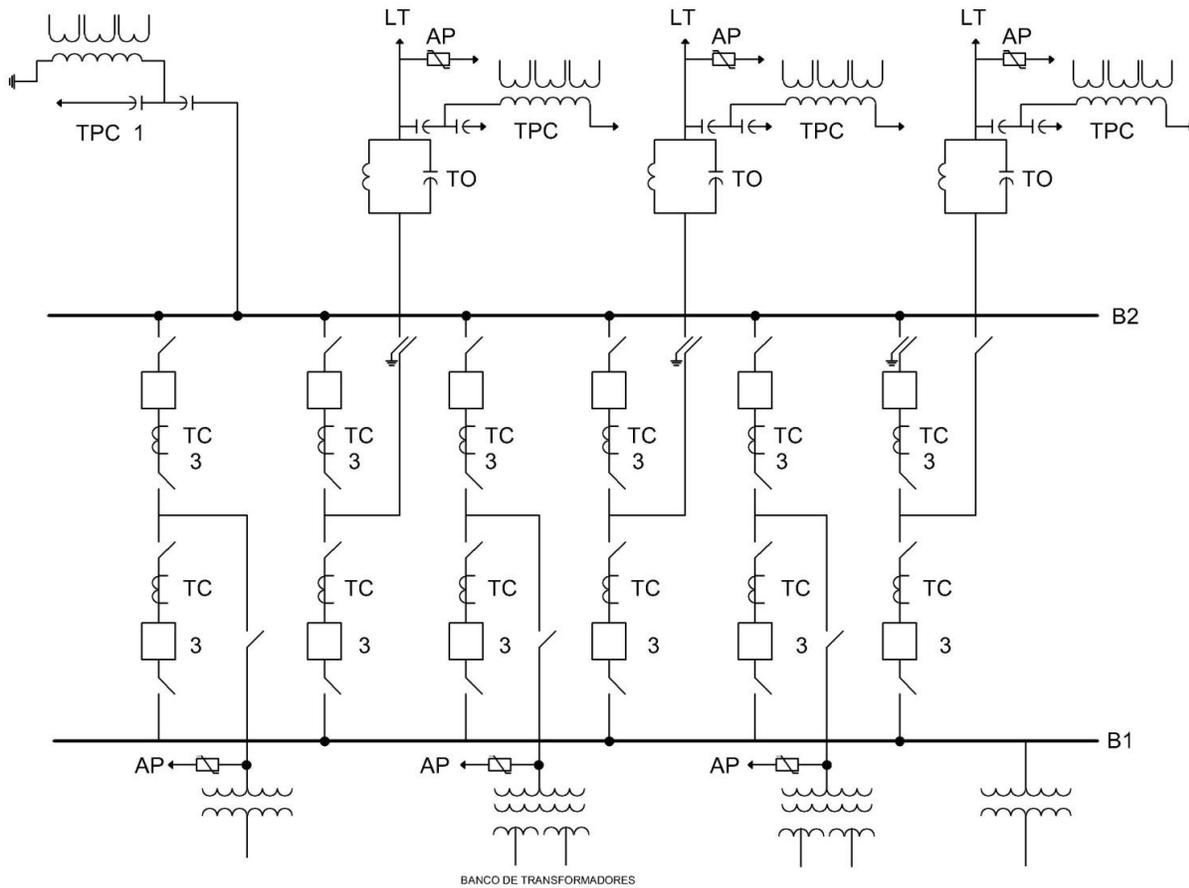


Figura 2.8 Arreglo de doble barra con doble interruptor.

CAPÍTULO III: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.1 Introducción

Los transformadores de corriente son clasificados como transformadores de instrumento, y son dispositivos para modificar y transformar en forma precisa la corriente a otro valor de menor magnitud por las siguientes razones [2]:

- Para reducir en forma precisa, por medio de la transformación, la magnitud de la corriente del circuito primario a valores más manejables que sean de uso, por lo general 1 o 5 A.
- Para aislar el equipo secundario de las corrientes primarias que por su valor alto son peligrosas.
- Para mayor flexibilidad en la utilización del equipo, en aplicaciones tales como medición y protección

A pesar de que el rendimiento requerido de un transformador de corriente varia con el tipo de protección, muchas de las ocasiones se deben utilizar TC's de alta calidad. Los TC's de alta calidad son más confiables y resultan con menor problemas de aplicación y, en general, provee mejor protección. La calidad de los TC's son muy importantes para esquemas de protección diferencial cuando la operación de los relevadores está directamente relacionado con la precisión de los TC's bajo condiciones de falla, así como bajo condiciones de carga normal.

Los TC's pueden saturarse debido a valores de corriente altas causado por fallas cercanas; para evitar esto, se debe tener cuidado para asegurar que bajo las fallas más críticas los TC's operen en una porción lineal de la curva de magnetización. En todos estos casos los TC's deben ser capaz de suministrar la corriente suficiente para que el relevador opere satisfactoriamente.

Los relevadores de ca están accionados por corriente y tensión suministradas por transformadores de corriente y potencial. Estos transformadores proporcionan aislamiento contra alta tensión del circuito de potencia y alimentan también a los relevadores con magnitudes proporcionales a aquellas del circuito de potencia, pero lo suficientemente reducidas en magnitud para que los relevadores puedan hacerse relativamente pequeños y no costosos [12].

Este capítulo tratará de los conceptos que se deben de considerar de los transformadores de corriente para protección como son: clase de exactitud, tipos, circuito equivalente, errores introducidos, curvas de magnetización, carga (burden), selección, polaridades y conexiones.

A continuación en la Figura 3.1, se muestra el diagrama esquemático de un transformador de corriente para protección [9].

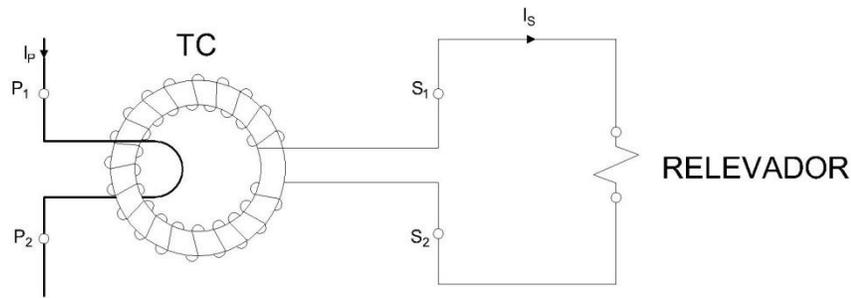


Figura 3.1 Diagrama esquemático de conexiones de un transformador de corriente para protección.

La aplicación adecuada de los transformadores de corriente y de potencial implica la consideración de varios requisitos, como son: construcción mecánica, tipo de aislamiento (seco o líquido), relación en función de las corrientes o tensiones primarias y secundarias, régimen térmico continuo, regímenes de tiempo corto térmico y mecánico, clase de aislamiento, nivel de impulso, condiciones de servicio, precisión y conexiones.

3.2 Clasificación de la exactitud de los TC's para protección.

Las normas ANSI/IEEE C57.13 y NMX-J-109, clasifican la exactitud de los TC's que se utilizan en los sistemas de protección eléctrica, considerando que los transformadores suministran 20 veces la corriente nominal secundaria a una carga nominal de exactitud específica, y se clasifican sobre la base del valor de tensión eficaz máxima que pueden mantener en sus bornes secundarios sin que el error de relación sea mayor de 10%.

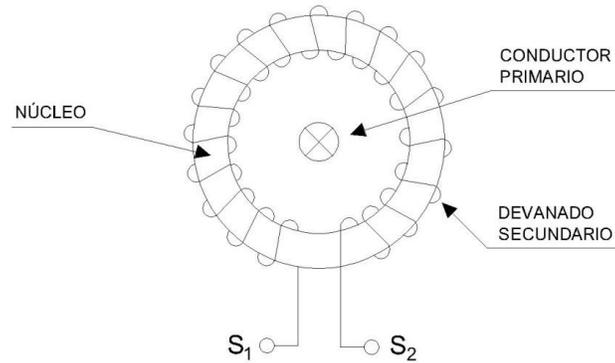
Las clases de exactitud se designan por 2 símbolos, una letra y un número, los cuales describen las características del transformador [28][30].

Las letras utilizadas son las letras "C" y la "T". la clasificación "C" cubre los transformadores de corriente del tipo toroide, boquilla o dona, con su devanado secundario distribuido uniformemente y cualquier otro tipo de transformador en el que el flujo de dispersión en el núcleo tenga un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos en las normas; tomando en cuenta lo anterior, se puede calcular su error de relación en forma indirecta mediante su curva de excitación secundaria, sin necesidad de someter al transformador a una prueba de exactitud directa. La clasificación "T", cubre los transformadores en los que el flujo de dispersión tiene un efecto apreciable en el error de relación. Un efecto apreciable se describe como una diferencia de 1% entre el valor de la corrección real de la relación y el valor de la corrección calculada de la relación. En estos transformadores la configuración del flujo de dispersión no se puede determinar, y debido a esta causa, no se puede determinar su error de relación utilizando las curvas de excitación secundaria, por lo tanto es necesario determinar la exactitud del transformador mediante una prueba de exactitud directa.

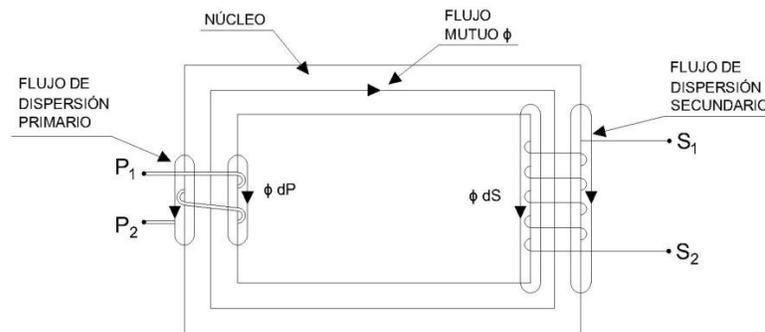
El número indica la tensión eficaz máxima que el transformador desarrolla en sus bornes secundarios con una carga nominal de exactitud específica, cuando por ella circula una corriente igual a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin que el error de relación sea mayor del 10% [7][9][34].

Por ejemplo con un TC de clase C100, la relación puede ser calculada y el error no debe exceder el 10% si la corriente secundaria no está fuera del rango del 1 al 20 veces de la corriente nominal y si la carga no excede 1Ω ($1\Omega \times 5A \times 20 = 100V$) a un factor de potencia mínimo de 0.5.

En la Figura 3.2 se muestran en forma esquemática los transformadores clasificados como "C" y "T" [9][33].



Transformador de corriente clasificación "C"



Transformador de corriente clasificación "T"

Figura 3.2 Diagrama de conexión esquemática de los transformadores de corriente, según su clasificación para protección.

3.3 Circuito equivalente

Un circuito equivalente aproximado para un TC se muestra en la figura 3.3, donde $N^2 Z_p$ representa la impedancia primaria Z_p referido al lado secundario, y la impedancia secundaria es Z_s . R_m y X_m representan las pérdidas y la excitación en el núcleo [7].

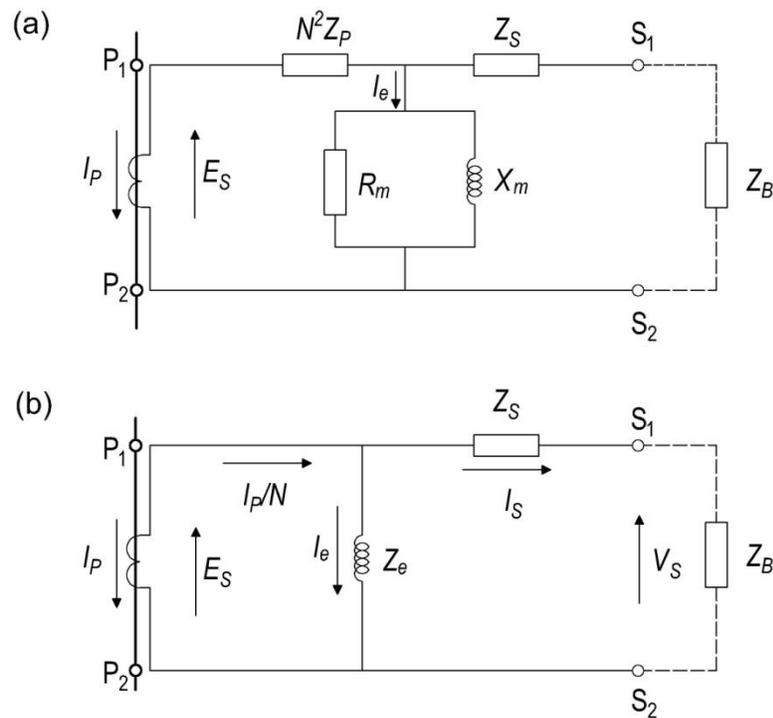


Figura 3.3 Circuito equivalente de un transformador de corriente.

Del circuito de la Figura 3.3 (a) se puede tomar que la impedancia $N^2 Z_P$ referida al secundario es muy pequeña considerándolo con un valor despreciable. Y para la Figura 3.3 (b) $Z_e = R_m + X_m$. En la Figura 3.4 se puede observar el diagrama vectorial de un transformador de corriente.

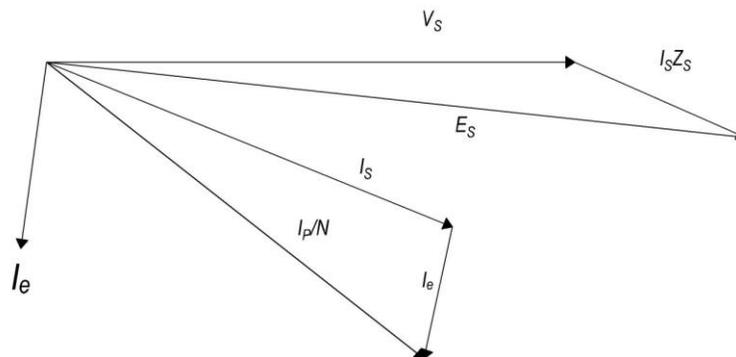


Figura 3.4 Diagrama vectorial de un transformador de corriente.

3.4 Errores introducidos por los TC's

El efecto de la impedancia primaria de un TC no tiene la misma influencia en la exactitud en el equipo, solamente se debe agregar una impedancia en serie con la línea, para que esta sea ignorada.

Los errores introducidos por los TC's son debidos principalmente por la diferencia de magnitudes entre I_P/N e I_S .

En el transformador de corriente "ideal" la relación de corriente primaria a la corriente secundaria es, de acuerdo con la ecuación:

$$I_P N_P = I_S N_S \quad \text{Ec. 3.1}$$

O sea,

$$\frac{I_P}{I_S} = \frac{N_S}{N_P}, \quad \text{como } N_P = 1 \quad I_S = I_P \frac{N_P}{N_S} = \frac{I_P}{N} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde N_P es el número de espiras del lado primario; y N_S el número de espiras del lado secundario.

O sea que la corriente secundaria en un transformador de corriente real no se tiene una proporcionalidad inversa, ni tampoco una oposición de fase exacta, debido principalmente a la parte de la corriente primaria que se utiliza para excitar el núcleo; esta corriente de excitación no fluye por el devanado secundario, la corriente excitación I_e , se debe sumar fasorialmente a la corriente secundaria para determinar la corriente primaria referida al secundario, esto es,

$$\frac{I_P}{N} = I_S + I_e \quad \text{Ec. 3.3}$$

Por lo tanto la corriente primaria referida al secundario, será ligeramente diferente del valor de la corriente secundaria y tendrá un desfase pequeño con respecto a ella; esto da como resultado la introducción de errores en la relación y en ángulo de fase en comparación con el comportamiento de un transformador "ideal", estos errores como se puede observar se deben principalmente a la corriente de excitación.

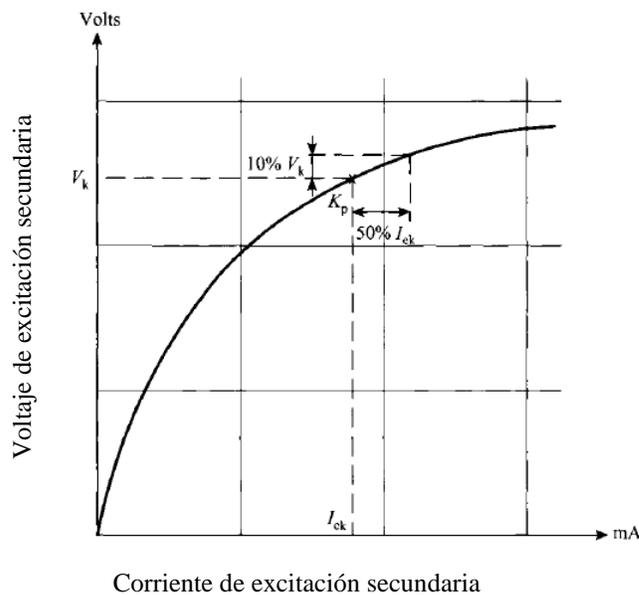
La corriente de excitación I_e está en función del flujo ϕ en núcleo, el cual induce una tensión E_s en el devanado del secundario; puesto que esta tensión esta totalmente aplicada a la impedancia del circuito secundario, los errores del transformador de corriente son función directa de la carga total del secundario. Estos errores generalmente son pequeños con intensidades de corriente y valores de flujo debajo de la saturación del núcleo magnético, por lo que las impedancias de los relevadores y las terminales de unión se deben de mantener lo suficientemente bajas de tal manera que con intensidades de corriente de falla máxima, la tensión en los bornes del secundario no causen que el núcleo se sature, de otra manera los errores serán excesivos con intensidades de corriente altas [9].

3.5 Saturación de corriente alterna.

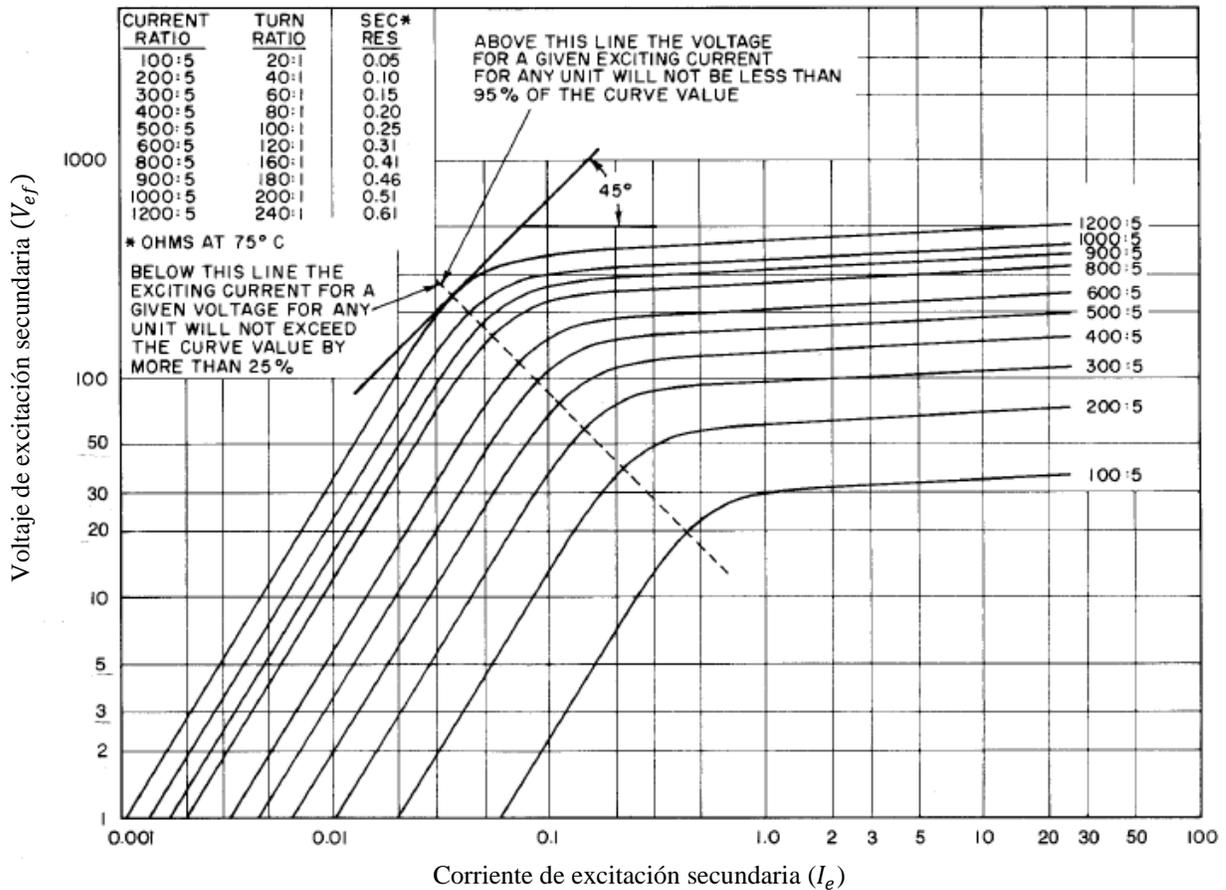
Los errores de los TC's son causados por la corriente de excitación, tanto es así que, con la finalidad de comprobar el funcionamiento correcto de un TC, es esencial medir o calcular la curva de excitación. La corriente de magnetización de un TC depende de la sección transversal y la longitud del circuito

magnético, el número de vueltas en los devanados, y las características magnéticas del material. Así para un TC, y haciendo referencia al circuito equivalente de la Figura 3.4, podemos observar que la tensión E_S a través de la impedancia de magnetización Z_e , es directamente proporcional a la corriente secundaria. De esto se puede concluir que, cuando la corriente primaria y por consiguiente la corriente secundaria, se incrementan estas corrientes hasta llegar a un punto en el que el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización se vuelve lo suficientemente alto para producir un error excesivo.

Cuando se estudia el comportamiento de un TC, la corriente de excitación se debe medir a distintos valores de voltaje. Usualmente es conveniente aplicar una tensión variable al devanado secundario, dejando el devanado primario en circuito abierto. La Figura 3.5 a), muestra la relación entre el voltaje secundario y la corriente de excitación determinada de esta manera. En las normas europeas el punto K_p en la curva es llamado el punto de saturación o rodilla y se define como el punto en el que el incremento en la tensión de excitación de 10% produciendo un incremento del 50% en la corriente de excitación. Este punto es referido a las normas ANSI/IEEE como la intersección de las curvas de excitación con una línea tangente de 45° indicado en la figura 3.5.



a)



b)

Figura 3.5 Curvas de magnetización: a) definiendo la curva de excitación según las normas europeas; b) curvas de excitación típicas para una multi-ralación de TC tipo "C". [30]

3.6 Carga (burden) de un transformador de corriente

La carga o burden de un transformador de corriente es el valor en Ohms de la impedancia en el lado secundario del TC debido a los relevadores y/o las conexiones entre los TC's. En la Tabla 3.1 de acuerdo a la norma ANSI C57.13, se muestran las cargas estándares de los TC's con una corriente nominal 5 A. La impedancia de la carga de un transformador de corriente disminuye conforme aumenta la corriente secundaria, debido a la saturación de los circuitos magnéticos de los relevadores y otros dispositivos de aquí que, el valor de una carga dada solo se puede aplicar para un valor específico de corriente secundaria. Con saturaciones altas, la impedancia se aproxima al valor de una resistencia en corriente directa. Despreciando la reducción de la impedancia con la saturación se tiene la apariencia de que el transformador de corriente tiene más inexactitud que la que en realidad tiene.

En la publicación IEC 185 (1987) especifica los TC's por la clase de exactitud seguido de las letras M o P, que denota si el transformador es adecuado para medición o protección. Los límites de error de las corrientes y fases para medición y protección de TC's son mostrados en las Tabla 3.2 y 3.3. El error de fase es considerado positivo cuando la corriente secundaria conduce la corriente primaria.

El error de la corriente es el porcentaje de desviación de la corriente secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal a partir de la corriente primaria, es decir, [7][9]

$$\varepsilon = \frac{(RTC \times I_2) - I_1}{I_1} \times 100\% \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde

ε = error (%)

I_1 = corriente primaria (A),

I_2 = corriente secundaria (A)

RTC = relación de transformación del transformador de corriente.

Cuando se considera un devanado que contiene taps, cada uno tendrá una capacidad de tensión proporcionalmente pequeña, y en consecuencia ésta solo puede alimentar una porción de la carga sin exceder el 10% del límite de error. La carga permisible se define como [7]:

$$Z_B = (N_P V_C) / 100 \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

Z_B es la carga permisible (burden)

N_P es el número de vueltas del primario

V_C es la tensión del lado de la carga del TC.

En la siguiente Tabla 3.1 se observan las cargas normalizadas para transformadores de corriente con 5 A en el devanado secundario utilizados para la protección por relevadores [30].

Tabla 3.1 cargas nominales de los TC's de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13.

Designación	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Volts-amperes (a 5 A)	F.P.
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Véase la siguiente Tabla 3.2, en ella se observa los límites de error para cada clase de transformadores de corriente utilizados para medición. Las clases de TC's marcadas con "ext" denotan una extensión del rango del transformador de corriente con corrientes nominales de 1.2 o dos veces el valor de la placa [7].

Tabla 3.2 Límites de error de transformadores de corriente para medición.

Clase	% error de la corriente dada en proporción de la corriente nominal							% error de fase dada en proporción de la corriente nominal						
	2.0*	1.2	1.0	0.5	0.2	0.1	0.05	2.0*	1.2	1.0	0.5	0.2	0.1	0.05
0.1	-	0.1	0.1	-	0.20	0.25	-	-	5	5	-	8	10	-
0.2	-	0.2	0.2	-	0.35	0.50	-	-	10	10	-	15	20	-
0.5	-	0.5	0.5	-	0.75	1.00	-	-	30	30	-	45	60	-
1.0	-	1.0	1.0	-	1.50	2.00	-	-	60	60	-	90	120	-
3.0	-	3.0	-	3.0	-	-	-	-	120	-	120	-	-	-
0.1 ext	0.1	-	0.1	-	0.20	0.25	0.40	5	-	5	-	8	10	15
0.2 ext	0.2	-	0.2	-	0.35	0.50	0.75	10	-	10	-	15	20	30
0.5 ext	0.5	-	0.5	-	0.75	1.00	1.50	30	-	30	-	45	60	90
1.0 ext	1.0	-	1.0	-	1.50	2.00	-	60	-	60	-	90	120	-
3.0 ext	3.0	-	-	3.0	-	-	-	120	-	-	120	-	-	-

* ext=200%

En la siguiente Tabla 3.3 se muestra el porcentaje de error para transformadores utilizados para protección. El error total para el límite de error de la corriente nominal y la carga nominal es del 5% para TC's clase 5P y 5P ext y 10% para TC's clase 10P y 10P ext.

Tabla 3.3 Límites de error de transformadores de corriente para protección. [7]

Clase	Error de la corriente (%) en proporción de la corriente primaria nominal				Error de fase (minutos) en proporción de la corriente primaria nominal			
	1.0	0.5	0.2	0.1	1.0	0.5	0.2	0.1
5P Y 5P ext	1.0	-	1.5	2.0	60	-	90	120
10P y 10 P ext	3.0	3.0	-	-	120	120	-	-

3.7 Selección de los transformadores de corriente

Cuando se selecciona un TC, es muy importante asegurar que bajo ciertas magnitudes de niveles de falla y en condiciones normales de carga, no haya saturación en el núcleo y que los errores no excedan los límites aceptables. Estos factores pueden ser evaluados con los siguientes métodos:

- Corriente nominal del sistema o corriente de carga máxima
- Corriente de cortocircuito trifásico
- Fórmula
- Curvas de magnetización
- Clases de exactitud

Con los dos primeros métodos, el cálculo de la relación del TC se realiza de forma rápida y efectiva, sin embargo no está demás utilizar métodos que proporcionen datos precisos para la selección de los TC's. Los métodos del uso de la fórmula fundamental del TC y las curvas de magnetización, nos proporcionaran datos que nos ayudarán a realizar un análisis más profundo sobre la selección de la relación del TC. El quinto método solo proporciona una estimación para la selección del transformador de corriente. El voltaje secundario E_s en la Figura 3.3 tiene que ser determinado por los tres últimos métodos. Si la impedancia del circuito magnético Z_e es grande, esta puede ser eliminada del circuito equivalente con un pequeño error, dado que $E_s = V_s$, entonces:

$$V_s = I_s(Z_s + Z_C + Z_B) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

V_s =voltaje inducido rms en el devanado secundario.

I_s =corriente secundaria máxima en amperes (esta puede ser determinada con la división de la corriente de falla máxima en el sistema entre la relación de transformación del TC seleccionado).

Z_B =impedancia de la carga (burden).

Z_s =impedancia del devanado secundario.

Z_C =impedancia del cableado de conexión.

3.7.1 Uso de la corriente nominal

En todo sistema o dispositivo eléctrico se tiene una corriente nominal, la cual indicará la corriente de carga máxima que se puede llegar a soportar. En un sistema de protección por relevadores es de gran importancia tomar en cuenta esta corriente, para evitar la saturación del núcleo del TC. Entonces la corriente nominal secundaria varía entre 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal, por lo tanto puede ser calculada con la siguiente fórmula tomando en cuenta a la corriente de carga máxima:

$$I_n = (1.2-1.5)I_N \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

I_n = corriente nominal secundaria referido al primario del TC en Amperes.

I_N =corriente nominal en Amperes.

Ejemplo 3.1

Supóngase que en una línea de transmisión se tiene una corriente nominal de 502 A como se muestra en la Figura 3.6, y se desea calcular la relación del TC para la protección de sobrecorriente del punto A al punto B.

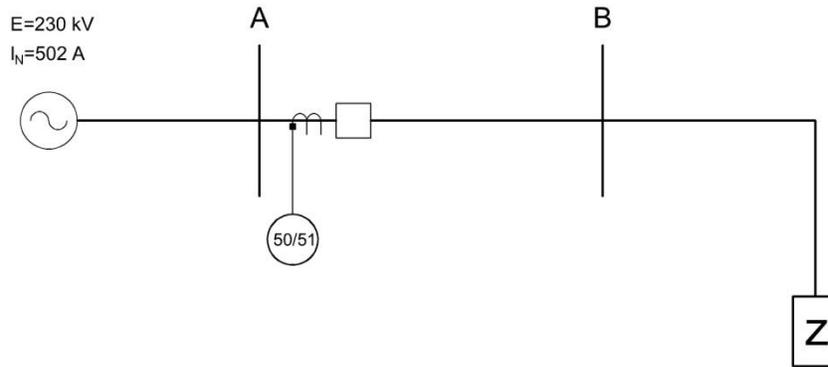


Figura 3.6 Protección de sobrecorriente 50/51 para una línea de transmisión.

Si se toma la Ec. 3.7 para calcular la relación del TC se tendrá que:

$$I_n = (1.2)502 A = 602.4 A \quad \text{Ec. 3.8}$$

De acuerdo al resultado obtenido, éste es mayor a un TC con relación 600/5, entonces se toma el inmediato superior seleccionando un TC con una relación de 800/5 siendo este una relación normalizada (Véase la Tabla 3.4). La relación del TC seleccionado está por encima de la corriente nominal, por lo tanto se puede decir que no se satura, sin embargo se tendría que verificar si ocurre lo mismo en condiciones de falla. Para esto se tiene el siguiente método para la selección del TC.

3.7.2 Uso de la corriente de cortocircuito trifásico

Para seleccionar la relación de transformación también hay que tomar en cuenta que los TC's suministran 20 veces la corriente nominal secundaria. La corriente nominal secundaria del TC debe de tener la capacidad de soportar la corriente de cortocircuito trifásica del sistema, esto con el fin de poder medir las corrientes de fallas que puedan llegar a presentarse en un determinado equipo o circuito eléctrico y así poder mandar la medición de corrientes de falla al relevador. Tomando en cuenta lo anterior, entonces se tendrá la siguiente fórmula:

$$20I_n \geq I_{CC\ 3\phi} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Despejando se tendrá que:

$$I_n \geq \frac{I_{CC\ 3\phi}}{20} \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

$I_{CC\ 3\phi}$ = corriente de cortocircuito trifásica en Amperes

Con la Ec. 3.10, se podrá calcular la corriente nominal secundaria referida al primario. Dicha corriente deberá soportar la corriente de falla máxima del sistema para evitar una saturación y así impedir una mala medición de la corriente y por lo tanto una mala operación del sistema de protección.

Ejemplo 3.2

Si se toma de nueva cuenta como ejemplo la Figura 3.6 para proteger una línea de transmisión, pero ahora se cuenta con el dato de la corriente de cortocircuito trifásico teniendo éste un valor de 24 kA, puede tomarse para realizar el cálculo de la relación del TC. Entonces haciendo uso de la Ec. 3.10 se tiene lo siguiente:

$$I_n \geq \frac{24 \times 10^3 \text{ A}}{20} = 1200 \text{ A} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Por lo tanto se puede determinar que la relación de transformación del TC sería de 1200/5. Haciendo el uso en conjunto de estos dos primeros métodos se puede seleccionar de forma adecuada un transformador de corriente. Con estos resultados obtenidos, se concluye que el TC idóneo para la protección de la línea sería uno con relación de 1200/5, ya que este soportaría tanto la corriente nominal del sistema así como la corriente de cortocircuito trifásico, asegurando que no se saturara en ambas condiciones.

A pesar de que el valor de la corriente nominal secundaria pueda resistir valores de corriente tanto en condiciones de falla o en condiciones normales, podría ser necesario realizar un análisis más a fondo para garantizar que con estos métodos el valor de relación sea el correcto. Para esto se verán otros métodos más adelante.

3.7.3 Uso de la fórmula

Este método utiliza la ecuación fundamental del transformador:

$$V_s = 4.44 f A N B_{max} 10^{-8} \text{ volts} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

f =frecuencia en Hz

A =area de la sección transversal del núcleo en in².

N =número de vueltas

B =densidad de flujo (líneas/in²).

El área de la sección transversal del metal y la saturación de la densidad de flujo son algunas veces difíciles de obtener. Este último puede tomar un valor igual a 100 000 líneas/in², que es un valor típico de los transformadores modernos. Para utilizar la formula, V_s es determinada con la Ec. 3.6, y B_{max} es calculado usando la ecuación Ec. 3.12. Si B_{max} excede la densidad de saturación, se pueden apreciar errores en la corriente secundaria y el TC seleccionado no sería el apropiado [7].

Ejemplo 3.3

Si el TC no se satura, entonces la corriente secundaria, I_s , es $35\,000 \times 5/2000=87.5$ A. $N=2000/5=400$ vueltas y $V_s=87.5 \times (0.31+2)=202.1$ V. Usando la ecuación Ec 3.7, B_{max} puede ser calculada:

$$B_{max} = \frac{202.1 \times 10^8}{4.44 \times 50 \times 3.25 \times 400} = 70\,030 \text{ líneas/in}^2$$

Ec. 3.13

Ya que el transformador en este ejemplo tiene un núcleo de alta permeabilidad este valor relativamente bajo de densidad de flujo no debe dar lugar a un error de saturación.

3.7.4 Uso de la curva de magnetización

La curva de excitación típica de un TC, que son suministrados por los fabricantes, establece la corriente rms obtenida al aplicar un voltaje rms en los devanados secundarios, con el devanado primario abierto. Las curvas toman las magnitudes de la corriente de excitación requerida con el fin de obtener un voltaje secundario específico. El método consiste en producir una curva que muestra la relación entre las corrientes primaria y secundaria para un tap y a condiciones de carga específicas, tal como se muestra en la Figura 3.7.

Usando las curvas de magnetización de la Figura 3.7: a: se asume un valor para I_S ; b: $V_s = I_S(Z_S + Z_C + Z_B)$; c: encontrar I_e a partir de la curva; $I_P = N(I_S + I_e)$; e: dibujar el punto en la curva.

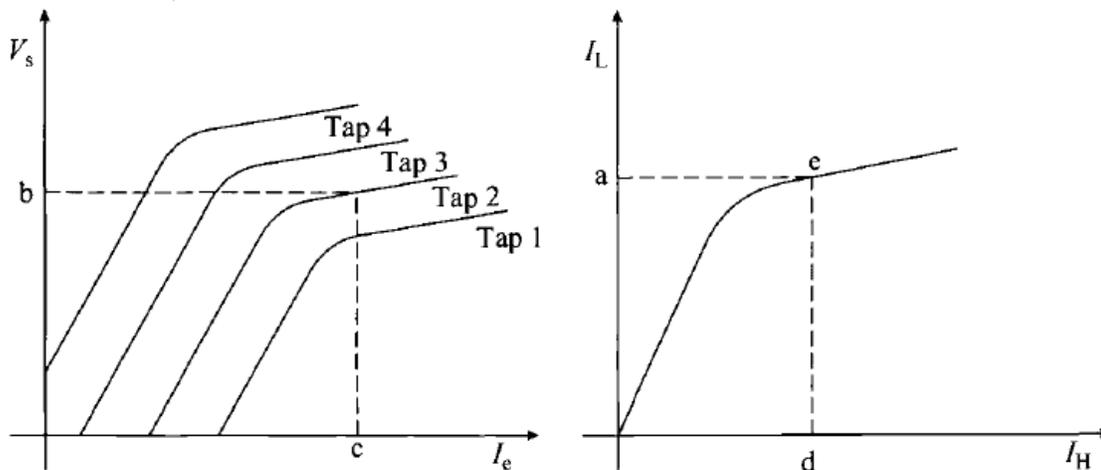


Figura 3.7 Curvas de magnetización de los TC's.

Iniciamos con algún valor de la corriente secundaria, y con la ayuda de las curvas de magnetización, el valor correspondiente a la corriente primaria puede ser determinado. El procedimiento es resumido en los siguientes pasos:

- Asumir un valor para I_S .
- Calcular V_s con la Ec. 3.7
- Localizar el valor de V_s en la curva para el tap seleccionado, y encontrar el valor asociado de la corriente de magnetización I_e .

- d) Calcular $I_p/N (= I_s + I_e)$ y multiplicarlo por N referido al lado primario del TC.
- e) Esto proporciona un punto en la curva de I_s vs I_p el proceso se repite para obtener otros valores de I_s y los valores resultantes de I_p al unir los puntos se obtiene la curva de I_p vs I_s .

Este método incurre un error en el cálculo I_p/N mediante I_e e I_s aritmeticamente y no vectorialmente, que no implica tomar en cuenta el ángulo de carga de la curva de magnetización del circuito equivalente. Sin embargo, este error no es grande y la simplificación hace que sea fácil realizar los cálculos.

Después de construir la curva se debe comprobar para confirmar que la corriente de falla máxima en el primario se encuentra dentro de la zona de saturación del TC. Si no, entonces será necesario repetir el proceso, cambiando el tap del TC hasta que la corriente de falla este dentro de la zona de saturación. En la práctica no es necesario dibujar la curva completa porque es suficiente para tomar la corriente de falla conocida y referirlo al devanado secundario, asumiendo que no hay saturación por el tap seleccionado. Este valor convertido puede tomarse como I_s inicialmente para el proceso descrito anteriormente. Si el tap resulta adecuado después de finalizar los cálculos, también el valor de I_p puede ser obtenido tomando el valor que esté más cerca del valor de la corriente de falla.

Ejemplo 3.4

La corriente de falla máxima que se tiene en un circuito es de 12,000 A. La relación nominal del TC es 1200/5 y el TC es usado con un tap de 800/5. El TC es de clase C200, la resistencia en el secundario es de 0.2Ω , la carga total en el secundario es de 2.4Ω y el factor de potencia es de 0.6. Determinar si, cuando ocurre una falla, el error excede el 10%.

Solución:

La resistencia en el devanado secundario del TC puede ser ignorado, por la definición, la clase C200 indica que el TC tiene una tensión de 200 V más lo que se produce en la resistencia en el secundario con una corriente igual a 20 veces el valor nominal y una carga con factor de potencia bajo de 0.5 a pesar de esto, el voltaje pico en el secundario puede ser ignorado solo si la corriente no excede 100 A. Para el ejemplo se tiene que

$$I_s = 12\,000\text{ A} \times \left(\frac{5}{800}\right) = 75\text{ A} \quad \text{Ec. 3.14}$$

La carga permisible está dada por

$$Z_B = (N_p V_C)/100 \quad \text{Ec. 3.15}$$

$$N_p = \frac{800}{1200} = 0.667 \quad \text{Ec. 3.16}$$

Por lo tanto

$$Z_B = \frac{(0.667 \times 200\text{ V})}{100\text{ A}} = 1.334\ \Omega \quad \text{Ec. 3.17}$$

Como la carga del circuito es de 2.4Ω , es más que el máximo permisible (1.334Ω), también el error puede exceder el 10% durante la falla de 12 000 A, dado que el resultado de la corriente máxima en el secundario es de 75 A. Consecuentemente es necesario reducir la carga, aumentar el tap del TC o usar otro TC de mayor clase.

A continuación en la siguiente Tabla 3.4 se muestran las relaciones de transformación de los transformadores de corriente para protección normalizadas de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.13.

Tabla 3.4 Clasificación de simple y doble relación para transformadores de corriente [30].

Simple relación		Clasificación de corriente (A)	
		Doble relación con devanados primarios serie-paralelo	Doble relación con taps en el devanado secundario
10/5	1200/5	25x50/5	25/50/5
15/5	1500/5	50x100/5	50/100/5
25/5	2000/5	100x200/5	100/200/5
40/5	3000/5	200x400/5	200/400/5
50/5	4000/5	400x800/5	300/600/5
75/5	5000/5	600x1200/5	400/800/5
100/5	6000/5	1000x2000/5	600/1200/5
200/5	8000/5	2000x4000/5	1000/2000/5
400/5	12 000/5		1500/3000/5
600/5			2000/4000/5
800/5			

3.8 Polaridad de los transformadores de corriente

Un aspecto de gran importancia que se debe de considerar en los transformadores de corriente aplicados en los sistemas de protección, es la polaridad. Si se conectan de forma equivocada, se pueden obtener resultados erróneos. Las marcas del primario y secundario en sus terminales indican cuales tienen dirección común en el circuito para el flujo de corriente en cualquier instante de tiempo. Por lo tanto se dice que, la polaridad de un transformador corriente es simplemente una identificación de las terminales primaria y secundaria de manera que se satisfaga condiciones previamente establecidas.

Para comprender un poco más la importancia de la polaridad, se tiene la siguiente Figura 3.8, en ella se puede observar que los flujos φ_{h1} y φ_m son producidos por una corriente magnetizante I_m . Por lo tanto los flujos están en fase y ambos alcanzan valores pico en el mismo instante. En consecuencia el voltaje E_2 alcanzara su valor pico en el mismo instante que E_g . Se puede considerar lo mismo para las corrientes; la I_s alcanzara su valor pico en el mismo instante que la I_m . Ahora suponiendo que durante uno de esos momentos pico, la terminal primaria P_1 es positiva con respecto a la terminal P_2 y que la terminal secundaria S_1 es positiva con respecto a la terminal secundaria S_2 . Se dice entonces que las terminales P_1 y S_1 poseen la misma polaridad. Esta semejanza se puede mostrar colocando un punto junto a la terminal

primaria P_1 y otro junto a la terminal secundaria S_1 , como se muestra en la Figura 3.8. Estos puntos reciben el nombre de marcas de polaridad [13].

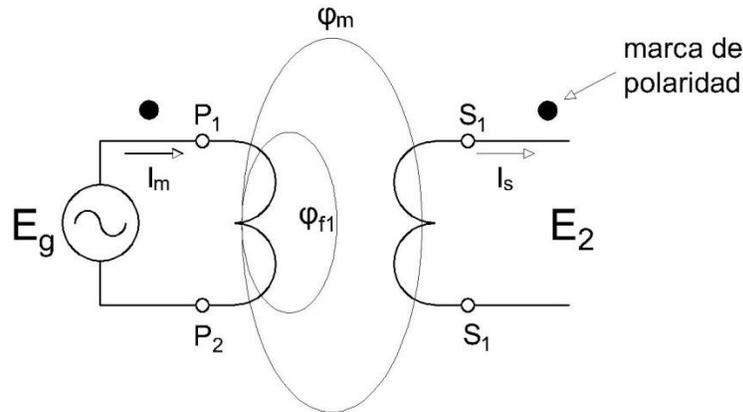


Figura 3.8 Marcas de polaridad en transformadores de corriente.

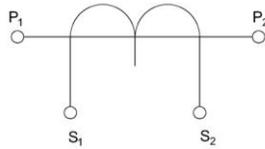
Donde φ_{f1} es el flujo de dispersión y φ_m es el flujo mutuo.

3.9 Propiedades de las marcas de polaridad

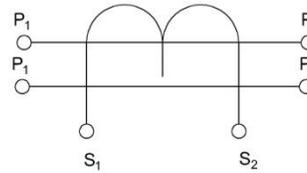
Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los TC's están determinadas ya sea por una marca o por los símbolos P_1 y P_2 para las terminales primarias y para las secundarias S_1 y S_2 . El significado está en que muestra la dirección del flujo de la corriente relativa a otra corriente o tensión y que también ayuda a hacer las conexiones apropiadas. Debido a que como por lo general, un TC se instala dentro de un recinto metálico; sólo las terminales primarias y secundarias están accesibles, junto con sus marcas de polaridad. Pero aun cuando el transformador puede no estar visible siempre se aplican las siguientes reglas a las marcas de polaridad [12][13]:

1. Una corriente que entra a una terminal con marca de polaridad produce una fmm que actúa en una dirección "positiva". Como resultado, produce una dirección "positiva". A la inversa, una corriente que sale de una terminal con marca de polaridad produce una fmm y un flujo en la dirección "negativa". Así pues, las corrientes que entran y salen de terminales con marca de polaridad de dos bobinas, producen una fmm que se encuentran entre sí.
2. Si una terminal con marca de polaridad es momentáneamente positiva, entonces la otra terminal con marca de polaridad es momentáneamente positiva (cada una con respecto a la otra). Esta regla nos permite relacionar la corriente fasorial del lado secundario con la corriente fasorial del lado primario.

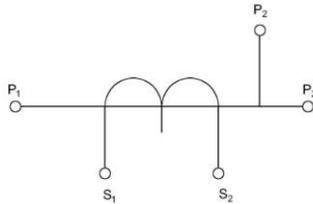
A continuación en la Figura 3.9 se muestra los esquemas para la identificación de los transformadores de corriente [2].



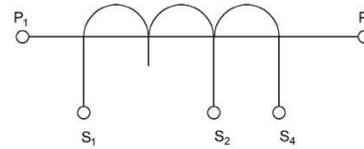
TC normal de simple relación de transformación un solo circuito magnético y un bobinado secundario.



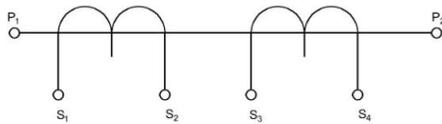
TC con un circuito magnético y una doble relación de transformación por medio de conexión serie o paralelo sobre el bobinado primario.



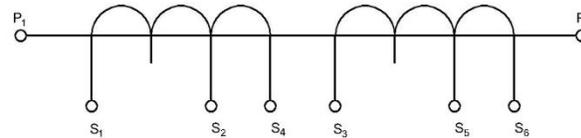
TC con un circuito magnético y una doble relación de transformación, por medio de "tomas" sobre el bobinado primario.



TC con un circuito magnético y una doble relación de transformación, por medio de "tomas" sobre el bobinado secundario.



TC con dos circuitos magnéticos y una sola relación de transformación y dos bobinados secundarios independientes



TC con dos circuitos magnéticos, dos bobinados secundarios independientes y dos relaciones de transformación por medio de "tomas" sobre los bobinados secundarios.

Figura 3.9 Esquemas de los transformadores de corriente.

3.10 Conexiones de los transformadores de corriente

En la Figura 3.10 y Figura 3.11 se muestran las conexiones de los TC's en estrella y delta respectivamente.

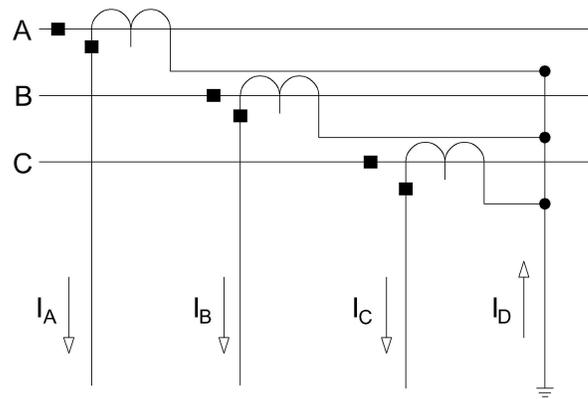
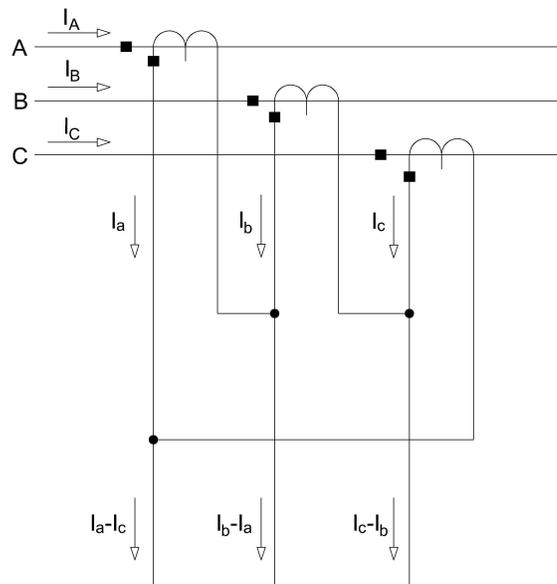


Figura 3.10 Conexión estrella de TC's

En las figuras 3.11 a) y b) se muestran las dos posibles conexiones en delta de los TC's.



a)

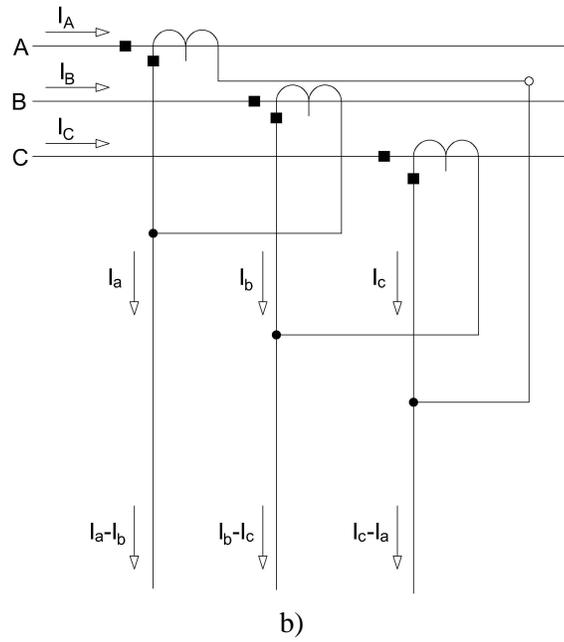


Figura 3.11 Conexión delta de TC's.

CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y PROTECCIÓN POR RELEVADORES

4.1 Introducción

El presente capítulo aborda los componentes principales en los sistemas de protección, la función que tienen los relevadores en los sistemas eléctricos, la evolución tecnológica de los relevadores desde los electromagnéticos a los microprocesados. Además se abordará la protección diferencial, su principio de funcionamiento, los conceptos de la corriente de operación diferencial y la corriente de restricción, así como la relación entre ellas.

4.2 Sistema de protección

Un sistema de protección tiene como función principal detectar una condición de cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, disminuyendo el daño en el equipo mismo y acotando, a la menor cantidad de usuarios, las interrupciones del servicio. Los equipos necesarios para cumplir dicha función del sistema de protección son los siguientes [6]:

- Transformadores de instrumento
- Relevadores
- Baterías
- interruptores

4.2.1 Transformadores de instrumento

Estos dispositivos también son conocidos como transductores, en los cuales su entrada puede ser una variable cualquiera del sistema, produciendo una salida con un valor proporcional al valor de la entrada. En la mayoría de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada. En la protección de sistemas eléctricos de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento que a su vez pueden ser:

- transformadores de corriente
- transformadores de potencial

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

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

4.2.2 Relevadores

Un relevador de protección es un dispositivo que es energizado por una señal de tensión, corriente o por ambas, a través de los transformadores de instrumento. En el caso de un relevador de sobrecorriente cuando la señal excede un valor predeterminado, el relevador opera y manda una señal al interruptor de potencia para que se realice la desconexión de la parte del sistema donde ocurrió la condición anormal.

4.2.3 Baterías

Las baterías es un subsistema del sistema de protección, tiene la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna, debido a que la alimentación en C.A. puede que no sea adecuada en magnitud durante un cortocircuito.

4.2.4 Interruptores

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

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente.

4.3 Fallas más comunes presentadas en los sistemas eléctricos

Las fallas que se presentan en su mayoría en los sistemas eléctricos son las fallas asimétricas de cortocircuito y llegan a ser las más severas debido a la gran magnitud de corriente que se origina. Estas fallas son: las monofásicas a tierra (o también llamadas línea a tierra); línea a línea; y doble línea a tierra. También se presentan las fallas trifásicas pero no son muy comunes y son consideradas fallas simétricas. En los sistemas de protección las señales de corriente y tensión de falla, circulan a través de los transformadores de corriente y tensión, estas corrientes son proporcionales a las corrientes de falla del lado de alta tensión. Dependiendo del tipo de falla, será el comportamiento de las corrientes en cada fase como se muestra a continuación en la Tabla 4.1 [7][15].

Obsérvese también las conexiones de los diferentes tipos de falla y el sentido de sus corrientes de falla. Cuando ocurre una falla, ésta presenta una impedancia que puede expresarse como Z_f , y es utilizada para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Tabla 4.1 Comportamiento de las corrientes de falla de acuerdo al tipo de falla.

Falla en fases:	Diagrama vectorial de corrientes de falla	Diagramas de conexiones para los diferentes tipos de falla:
a, b, c		<p style="text-align: center;">Trifásica</p>
a, b b, c c, a		<p style="text-align: center;">Bifásica o línea a línea (b, c)</p>
a, b, t b, c, t c, a, t		<p style="text-align: center;">Bifásica a tierra o línea a línea a tierra (b, c, t)</p>
a, t b, t c, t		<p style="text-align: center;">Monofásica o línea a tierra (a, t)</p>

Las causas principales que llegan a provocar este tipo de fallas y la activación del sistema de protección son las siguientes [2]:

- **Sobrecorriente:** las corrientes de falla sobrepasan por mucho la corriente nominal del equipo o sistema que se esté protegiendo ocasionando daños muy severos.
- **Corrientes de excitación:** cuando se energiza el núcleo de los transformadores de instrumento, es inducida en ellos una corriente parasita o también conocida como corriente inrush. Esta corriente llega a ocasionar la activación indeseable del sistema de protección si no se cuenta con una protección selectiva.
- **Baja frecuencia:** cuando en un grupo de generadores se pierde generación, el grupo de generadores que quedan en servicio presentan una baja frecuencia debido a que estos "toman" la generación faltante.
- **Maniobras:** cuando son realizadas maniobras de mantenimiento, por error humano, son ocasionados fallas a tierra o entre fases.
- **Condiciones atmosféricas:** cuando las condiciones atmosféricas llegan a ser muy severas ocasionan disturbios en el sistema eléctrico. Las descargas atmosféricas o incluso fuertes vientos afectan en las líneas de transmisión, como en el derribo de torres, postes o daños en cualquier otro equipo como los aisladores.

4.4 Protección por relevadores

Debido a que los sistemas eléctricos se vuelven cada vez más complejos por la alta demanda por parte de la sociedad, es necesario garantizar un servicio de calidad que sea continuo, estable y eficiente. Los relevadores para protección juegan un papel muy importante para garantizar un suministro de energía prácticamente interrumpible [2]. La protección por relevadores es el sistema más confiable y económico a comparación del uso de fusibles para protección. Los relevadores permiten restablecer el servicio eléctrico lo más rápido posible cuando ocurre una discontinuidad por causa de alguna falla. Los relevadores permiten entonces ser utilizados una vez ocurrida una falla incluso cuando estas llegan a ser muy severas

4.4.1 Filosofía de la protección por relevadores

El sistema eléctrico contiene en ella elementos muy importantes para su funcionamiento como pueden ser centrales generadoras; líneas de transmisión; transformadores; subestaciones, etc. Por el hecho de hablar del correcto funcionamiento del sistema eléctrico, es de gran importancia hacer mención de la protección por relevadores. Proteger un sistema tan complejo, requiere de mucho conocimiento y de una idónea selección de relevadores. Dicho sistema de protección debe llevar una lógica ante la presencia de ciertas condiciones o aspectos que llegan a presentarse en un sistema eléctrico de potencia.

Se tienen tres aspectos que sirven para la protección por relevadores. Estos aspectos son los siguientes [12][23]:

- Condiciones normales de operación
- Previsión de una falla
- Reducción de los efectos de la falla eléctrica

El término condiciones normales de operación supone que no hay falla de ningún tipo en el equipo protegido, errores del personal, ni hechos fortuitos, bajo estas condiciones el sistema de protección no debe de entrar en operación, es decir, no debe de existir ningún tipo de disparo de ningún interruptor o activación de algún relevador.

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos efectos son los de cortocircuito; pero hay otras condiciones de funcionamiento anormales, propias de ciertos elementos del sistema que también requieren atención. Algunas de las características de diseño y funcionamiento con el fin de prevenir la falla eléctrica son:

- Provisión del aislamiento adecuado
- Coordinación de la resistencia de aislamiento con las capacidades de los pararrayos.
- Uso de hilos de guarda y baja resistencia de tierra de las torres.
- Resistencia mecánica de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas originadas por animales, pájaros, insecto, polvo, granizo, etc.
- Funcionamiento y prácticas de mantenimiento apropiados.

Por último el término de reducción de los efectos de la falla, supone que la falla eléctrica ha ocurrido y que este debe de aislarse lo más rápido posible evitando que se propague y llegue a dañar otros equipos adyacentes.

4.4.2 Función de la protección por relevadores

Como ya se ha mencionado anteriormente, el relevador de protección es un dispositivo que detecta cualquier cambio en la señal de entrada, usualmente de una fuente de corriente y/o voltaje. Si la magnitud de la señal de entrada está fuera de un valor preestablecido, entonces el relevador realizará una operación específica, generalmente cerrará o abrirá contactos eléctricos para iniciar alguna operación futura, por ejemplo el disparo de un interruptor.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando éste sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar de cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera en el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Los interruptores de potencia, están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema de potencia. La importancia del funcionamiento del sistema de protección conlleva a que este esté estructurado de cierta forma que al ocurrir una falla en el propio sistema de protección, se garantice el correcto libramiento de una falla en los equipos protegidos. Existen dos grupos que determinan dicha estructura del sistema de protección; uno es la protección primaria y la otra protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo solo se dan cuando falla la protección primaria [23].

En la Figura 4.1 se observa el diagrama unifilar de una parte del sistema eléctrico de potencia, en donde se puede apreciar las zonas de protección de las protecciones primarias [12].

4.4.2.1 Protección primaria

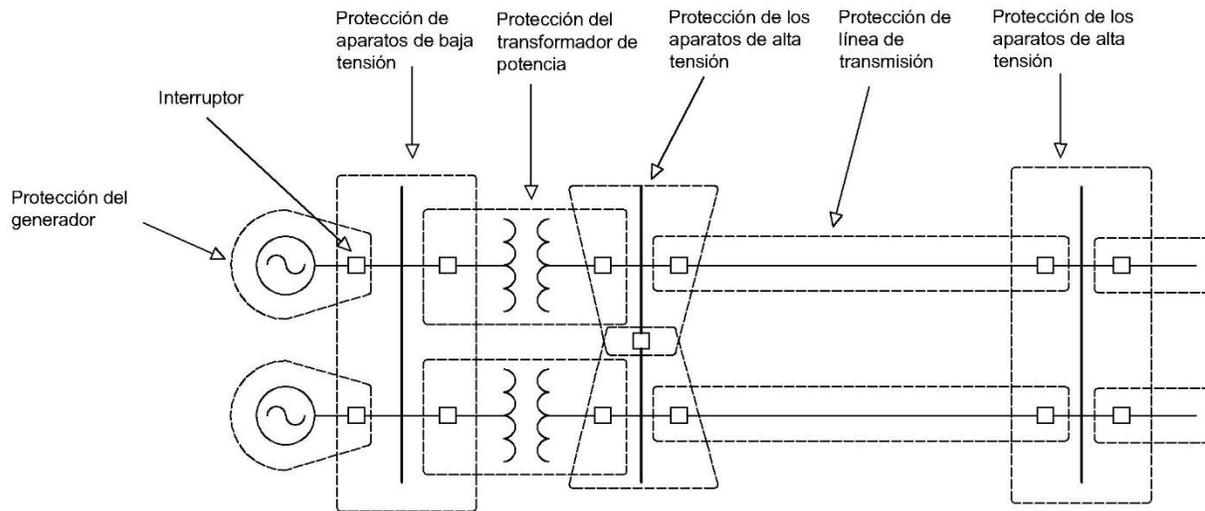


Figura 4.1 Diagrama unifilar de una parte del sistema eléctrico de potencia que muestra la protección primaria.

De la Figura 4.1, la primera observación es que los interruptores de potencia están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema eléctrico de potencia, esta configuración hace posible desconectar solo el elemento donde ha ocurrido una falla. La segunda observación es que, se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. Esta configuración hace posible que cualquier falla que ocurra dentro de la zona dada originará el disparo de todos los interruptores dentro de esa zona. Finalmente se puede observar que en las zonas adyacentes de protección de la Figura 4.1 se traslapan alrededor de un interruptor, porque en caso de fallas en alguna parte, excepto en la región de traslape, es necesario que se disparen el número mínimo de interruptores.

4.4.2.2 Protección de respaldo

La protección de respaldo se emplea para respaldar a la protección primaria en caso de que ésta falle o no responda a una falla ocurrida en el equipo protegido. Debido a que las fallas de cortocircuito son del tipo preponderante de falla del sistema eléctrico de potencia, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos.

Unas de las posibles causas por la cual la protección primaria falle, puede ser debido a las siguientes fallas:

- Falla de suministro de corriente o tensión de alimentación a los relevadores
- Tensión de alimentación de cd inadecuada
- Falla de los Relevadores de protección
- Falla en el circuito de disparo o mecanismo del interruptor
- Falla del propio interruptor de potencia

Es deseable que la protección de respaldo esté dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de protección primaria no origine también la falla de la protección del respaldo. Una segunda función de la protección de respaldo es proporcionar protección primaria cuando el equipo que debería de ocuparse de esto, se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación [7][12][23].

4.4.3 Características funcionales de la protección por relevadores

Para que los relevadores puedan desconectar un elemento defectuoso del sistema lo más rápido posible, debe de tener ciertas características para que se tenga un correcto y óptimo funcionamiento.

Las características funcionales de la protección por relevadores son la:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Confiabilidad

Cualquier equipo de protección debe ser lo suficientemente sensible para que funcione de forma segura cuando sea necesario. Debe ser selectivo, es decir, seleccionar entre aquellas condiciones en la que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar, o se requiera un funcionamiento de acción retardada.

Y por último la confiabilidad; un requisito básico para el equipo de protección por relevadores el cual debe ser digno de confianza, cuando la protección por relevadores no funciona adecuadamente las características de reducción implicadas son muy inefectivas. Por lo tanto, es esencial que el equipo de protección sea confiable y que su aplicación, instalación y mantenimiento aseguren que se aprovecharán al máximo [7][12].

4.4.4 Clasificación de los relevadores

Los relevadores utilizados en la protección de los sistemas eléctricos, pueden ser clasificados de acuerdo con su construcción, señal de entrada y función como se describe a continuación.

Construcción	Señal de entrada	Función
<ul style="list-style-type: none">• Electromecánico• Estado sólido• Microprocesado	<ul style="list-style-type: none">• Corriente• Tensión• Potencia• Frecuencia• Temperatura• Presión• Velocidad	<ul style="list-style-type: none">• Sobrecorriente• Sobrecorriente direccional• Distancia• Sobretensión• Diferencial• Potencia inversa

4.4.5 Nomenclatura ANSI para relevadores

Nomenclatura para relevadores [31].

21	Relé de distancia
24	Relé de tensión
25	Relé de sincronismo
27	relé de bajo voltaje
30	Relé anunciador (alarma)
32	Relé de potencia inversa
38	Relé de temperatura de rodamiento
39	Relé monitor de condición mecánica
40	Relé de pérdida de excitación
40E	Disparo por excitatriz
46	Relé de desbalance de corriente
48	Relé de secuencia incompleta
49	Relé de temporada de devanados del motor o transformador
50	Relé de sobrecorriente instantáneo
50G	Relé de sobrecorriente falla a tierra instantáneo
51	Relé de sobrecorriente temporizado
51G	Relé de sobrecorriente falla a tierra temporizado
51N	Relé de sobrecorriente de neutro temporizado
59	Relé de sobrevoltaje
59N	Relé de sobrevoltaje del neutro
60	Relé de falla de fusible
63	Relé de presión súbita
64R	Relé de falla a tierra de rotor
67	Relé de sobrecorriente direccional
71	Indicador de nivel de dieléctrico
81UF	Relé de baja frecuencia
81OF	Relé de alta frecuencia
86	Relé de bloqueo
87B	Relé de protección diferencial para barras
87G	Relé de protección diferencial para generador
87T	Relé de protección diferencial para transformador

4.5 Relevadores de protección

Los relevadores para protección, funcionan en respuesta a un cambio de una o más magnitudes analógicas ya sea para cerrar o abrir contactos. Estas magnitudes de entradas son convertidas en señales discretas (par mecánico, tensión eficaz, valor medio o máximo) y comparadas con señales de ajuste, al ocurrir una diferencia entre ambas señales, el relevador enviará una señal de disparo de forma automática a los interruptores de potencia para así liberar la falla o disturbio que esté ocasionando el desequilibrio entre las señales de entrada y ajuste.

4.5.1 Contactos para cierre y apertura.

La señal de disparo que el relevador envía hacia los interruptores es activada al cerrarse o abrirse sus contactos de salida. El movimiento mecánico del mecanismo de accionamiento es impartido a una estructura para cerrar o abrir contactos. Cuando se dice que un relevador “disparó” se entiende que cierra o abre contactos. En los relevadores, los contactos asumen una cierta posición cuando estos se encuentran sin alimentación. Un contacto que se cierra bajo esta condición se dice que es un contacto cerrado y uno que se abre es conocido como contacto abierto una nomenclatura para estas condiciones son "a" para un contacto abierto y "b" para un contacto cerrado [12].

A continuación en la Figura 4.2 se muestra los símbolos y asignación de los contactos *a* y *b*.

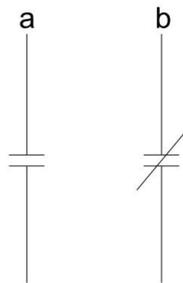


Figura 4.2 Símbolos y asignación de contactos.

Cuando un relevador funciona para abrir un contacto "b" o cerrar un contacto "a", se dice que se pone en operación. Cuando el relevador funciona, por ejemplo, para cerrar un contacto "b", se dice que se repone, a esto se le conoce como valor de reposición. Esta misma asignación de contactos es utilizado para los contactos auxiliares de los interruptores y cuchillas utilizados en arreglos de barras.

Antes de mencionar sobre los diferentes tipos de relevadores se hará una breve descripción sobre cómo han ido evolucionando en el transcurso de las últimas décadas tal y como se describe a continuación.

4.5.2 Breve descripción de la evolución tecnológica de relevadores

El avance tecnológico ha hecho que los relevadores hayan evolucionado en las últimas décadas. Empezando desde los electromecánicos hasta los microprocesados o digitales. En la década de 1960's los relevadores electromecánicos tanto de atracción como de inducción electromagnética fueron desplazados por los de estado sólido o electrónicos; estos estaban diseñados por transistores o dispositivos electrónicos analógicos. Sin embargo presentaban una deficiencia ante la presencia de sobretensiones y sobrecorriente en estado permanente. En la década de 1970's, empezaron a desarrollarse y emplearse los circuitos integrados en los relevadores para protección. Pero no fue hasta la década de 1980's cuando comenzó el desarrollo del microprocesador y ser usados en los relevadores. En 1990's el desarrollo de la tecnología del microprocesador, comenzó a tener un auge, inicio entonces el desarrollo tecnológico de algoritmos matemáticos para la protección en los sistemas eléctricos [7].

La tecnología ha hecho que los relevadores para protección se hayan vuelto más sofisticados y multifuncionales, sin embargo su funcionamiento (el de abrir o cerrar contactos debido a la diferencia entre la señal de entrada y la señal de ajuste) sigue siendo el mismo como en los relevadores tradiciones.

A continuación se verán los principios de funcionamiento de los relevadores para protección de acuerdo a la tecnología con la cual son construidos.

4.5.3 Principios fundamentales del funcionamiento de los relevadores

Para que un relevador de protección lleve a cabo su función descrito anteriormente, se rige bajo dos tipos fundamentales de funcionamiento [12][16]:

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética

4.5.3.1 Relevadores de atracción electromagnética

Los relevadores de atracción electromagnética, funcionan en virtud de una armadura o placa (elemento móvil) que es atraída magnéticamente por los polos de un electroimán (elemento fijo). Dichos relevadores pueden ser atraídos por magnitudes de CA y CD. Al circular una magnitud de una señal de corriente o tensión de CA a través del electroimán, produce un flujo magnético y este a su vez produce una fuerza electromagnética que atrae al elemento móvil. De acuerdo a este principio la fuerza que se ejerce en la placa móvil es proporcional al cuadrado de la corriente.

4.5.3.2 Relevadores de inducción electromagnética

Los relevadores de inducción electromagnética, utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor, este principio de funcionamiento sólo se aplica en relevadores accionados por corriente alterna. Entonces consiste en un sistema electromagnético que ejerce una fuerza actuante en un disco o copa, induciendo en ella flujos electromagnéticos interactuando a su vez con corrientes parasitas que son inducidas en el disco por dichos flujos.

Para mayor información de estos tipos de relevadores, se recomienda consultar las referencias: [7], [12], [18], [19] y [21].

Los dos principios fundamentales de funcionamiento descritos anteriormente, ya no son muy utilizados en los relevadores para protección actual. Estos han sido sustituidos por relevadores más modernos y por ende su principio fundamental de funcionamiento ha cambiado. La tecnología con la que funcionan estos modernos relevadores son los microprocesadores que se describirá a continuación.

4.6 Relevadores microprocesados

Los relevadores microprocesados operan en base a un muestreo de entradas y control de salidas para proteger y controlar sistemas que estén bajo su supervisión. Los sistemas de corriente y tensión no son supervisadas de manera continua en el tiempo, simplemente muestran una señal discreta en el tiempo, es decir, no ven una señal continua. Para el procesamiento de estas señales se emplean análisis con matemáticas discretas para poder procesar las variables eléctricas. El microprocesador tiene una notable capacidad de muestreo de señales de tensión y corriente a muy alta velocidad manipulando así los datos para poder realizar, por ejemplo, la medición de una sobrecorriente, la información de una falla y/o el desempeño de funciones de autocontrol [7][17][20].

Su principio de operación está basado en la detección de cambios en las variables eléctricas provocados por fallas o condiciones anormales de operación, dando como resultado variaciones en las corrientes, tensiones, ángulos, componentes armónicas, potencia, entre otras.

El manejo de sus características requiere de una flexible plataforma lógica programable para que el operador pueda aplicar las funciones con una completa flexibilidad y poder personalizar la protección para cumplir requisitos del sistema de protección. Estos tipos de relevadores tienen entradas y salidas programables, funciones de comunicación amplia y una avanzada interfaz humana-maquina HMI (Human-Machine-Interface), por sus siglas en el idioma inglés, que normalmente se construyen en la mayoría de los relevadores microprocesados, proporcionando un fácil acceso a las funciones [7][15].

4.6.1 Características de los relevadores microprocesados

Los relevadores microprocesados son técnicamente superiores a los relevadores convencionales que se describieron en los apartados 4.5.3.1 y 4.5.3.2. Las características generales que tienen los relevadores microprocesados son:

- **Fiabilidad:** la probabilidad de que existan errores para el correcto funcionamiento son menos probables que en los relevadores convencionales.
- **Auto diagnóstico:** tienen la característica de poder auto diagnosticarse y auto calibrarse con la ayuda de circuitos de memoria y módulos de pruebas con entradas analógicas haciéndolos más confiables que los convencionales.
- **Registro de eventos y disturbios:** pueden registrar y guardar eventos cuando opera la protección, realizando funciones como medición, control y supervisión de perturbaciones.
- **Integración de sistemas digitales:** gracias a la tecnología actual se incluye muchas funciones para el sistema de protección, tales como comunicaciones, medición y control. Estas funciones son integradas en un sistema digital para que el sistema de protección pueda funcionar de una manera más rápida y confiable. Ahora es utilizada la fibra óptica para proporcionar enlaces de comunicación entre diversos elementos del sistema para evitar problemas de interferencias que llegan a ocurrir cuando se utiliza cableado metálico.
- **Protección adaptable:** con la capacidad de poder ser programados de acuerdo a las necesidades que se tengan, los relevadores microprocesados pueden proporcionar a lo que se le llama protección adaptativa. Esta característica habilita la configuración del relevador para realizar cambios dependiendo de las condiciones de operación del sistema.

4.6.2 Funciones de los relevadores microprocesados

Los relevadores microprocesados contienen en ellos diferentes funciones como son protección; medición; control; comunicación; reportes y alarmas; y alimentación para los circuitos del relevador. A continuación se describirán cada una de las funciones mencionadas.

- **Protección:** Las funciones de protección de un relevador microprocesado pueden incluir una gran variedad de tipos de protección como son:
 - sobrecorriente trifásica
 - sobrecorriente monofásica
 - direccional
 - sobrecorriente de secuencia negativa
 - sobre-excitación
 - sobretensión
 - bajotensión
 - alta y baja frecuencia
 - distancia
 - diferencial
 - falla de interruptor
 - cierre automático
 - supervisión de interruptor
 - supervisión de TC
- **Medición:** Los relevadores microprocesados incorporan funciones de medición. Las tensiones y corrientes trifásicas se muestran digitalmente y son extraídos usando un algoritmo de transformación de Fourier discreto. Las funciones de mediciones incluyen corrientes, tensiones, frecuencia, factor de potencia, potencia aparente, potencia reactiva y potencia activa. Todos estos valores pueden verse a través de un puerto de comunicación o un panel HMI.
- **Control:** Muchos relevadores microprocesados incorporan interruptores y switches virtuales que pueden ser accesibles desde un HMI o de manera remota desde un puerto de comunicación. El interruptor de control virtual permite el disparo y cierre de un interruptor determinado. Los switches virtuales pueden utilizarse para disparo de interruptores adicionales para activar o desactivar algunas funciones.
- **Comunicación:** El relevador microprocesado proporciona información del sistema del relevador o del sistema que puede ser obtenido de una ubicación remota utilizando un interfaz que puede utilizarse también para entrar a la configuración, recuperar reportes y medición. Un puerto frontal de comunicación del relevador puede proporcionar una interfaz local temporal de comunicación. Un puerto trasero de comunicación proporciona una permanente interfaz de comunicación. Estos puertos de comunicación pueden conectarse a una computadora, impresoras, módems, etc.
- **Reportes y alarmas:** Los reportes o informes proporcionan medios de registro y comunicación de información acerca de fallas, las funciones proporcionadas por el relevador son la señalización visual de luces LED's para indicar el tipo de falla que ha ocurrido.
- **Alimentación para circuitos:** Los relevadores están diseñados generalmente para corriente alterna o corriente directa. Las tensiones y corrientes se toman de transformadores para alimentar los circuitos de CA. La corriente alterna es utilizada para alimentar los circuitos de control para poder determinar si existen condiciones de falla. Las señales de alarma y control como por ejemplo, los que se utilizan para abrir interruptores, son alimentadas con corriente directa.

4.6.3 Estructura de los relevadores microprocesados

A continuación se describirá la estructura de los relevadores microprocesados. Estos relevadores están compuestos de módulos con funciones bien definidos. Los módulos principales se describen a continuación [7][15][17]:

- **Microprocesador:** es responsable de procesar los algoritmos de protección. Este incluye un módulo compuesto de las siguientes memorias:
 - **Memoria de acceso aleatorio RAM** (Random Access Memory), por sus siglas en el idioma inglés, que tiene varias funciones, incluyendo la retención de datos de entrada al procesador, es necesario para el almacenamiento de información durante la compilación del algoritmo de protección.
 - **Memoria de solo lectura programable y borrable EPROM** (Erasable Programmable Read Only Memory), es usado para el almacenamiento de datos de forma permanente. Los datos actúan en un algoritmo definidos por la memoria del programa, que es almacenado en la memoria ROM o más ampliamente en una memoria EPROM, el programa almacenado en la memoria ROM o EPROM es no volátil, es decir, no tendrá cambios una vez almacenada.
 - **Memoria de acceso aleatorio no volátil NOVRAM** (Nonvolatile RAM) o también llamado EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory). Los datos que son almacenados en este tipo de memoria no se pierden cuando el relevador se desenergiza. La configuración de los datos son almacenados aquí en la NOVRAM O EEPROM.
 - **Real-time clock o reloj de tiempo real.** Los microprocesadores basados en algoritmos típicamente requieren un muestreo en tiempo real de las cantidades de entrada. El reloj es usado para dirigir los procesos en tiempo real, particularmente en la aplicación de relevadores cuando depende mucho de la relación entre el tiempo y las cantidades de entrada.
- **Módulos de entrada (Input):** las señales análogas provenientes de la subestación son capturadas y enviadas al microprocesador y el módulo contiene los siguientes elementos:
 - **Filtros análogos,** que son filtros activos pasa baja de banda que eliminan cualquier ruido de fondo que ha sido inducido en la línea.
 - **Acondicionador de señales,** convierten las señales provenientes de los TC's a señales de corriente directa normalizadas.
 - **Convertidor análogo-digital,** convierte las señales de corriente directa a números binarios tomando como señales voltajes desconocidos convirtiéndolo a un número binario de entre 6 a 8 bits, y posteriormente es enviado al microprocesador o a un buffer para el almacenamiento temporal de la información digital mientras espera para ser procesada.
- **Módulos de salida (Output):** son las condiciones de las respuestas del microprocesador y son enviadas a los elementos que controla. Está compuesto de una señal de salida que genera un pulso de señal de respuesta y un acondicionador de señal que amplifica y que aísla el pulso.

- **Puerto de comunicación:** contiene puertos seriales para permitir la interconexión de los relevadores de protección con sistemas de control y comunicación de una subestación.
- **Multiplexor (MUX).** Como los microprocesadores literalmente solo puede realizar una tarea a la vez, es necesario utilizar un dispositivo que pueda muestrear una sola cantidad de datos a la vez. La función principal del multiplexor consiste en seleccionar un dato de entre varias líneas de entrada y transmitir el dato por una sola salida.

Véase la Figura 4.3 donde se puede observar un diagrama de bloques típico de un relevador microprocesado con los elementos descritos anteriormente [17].

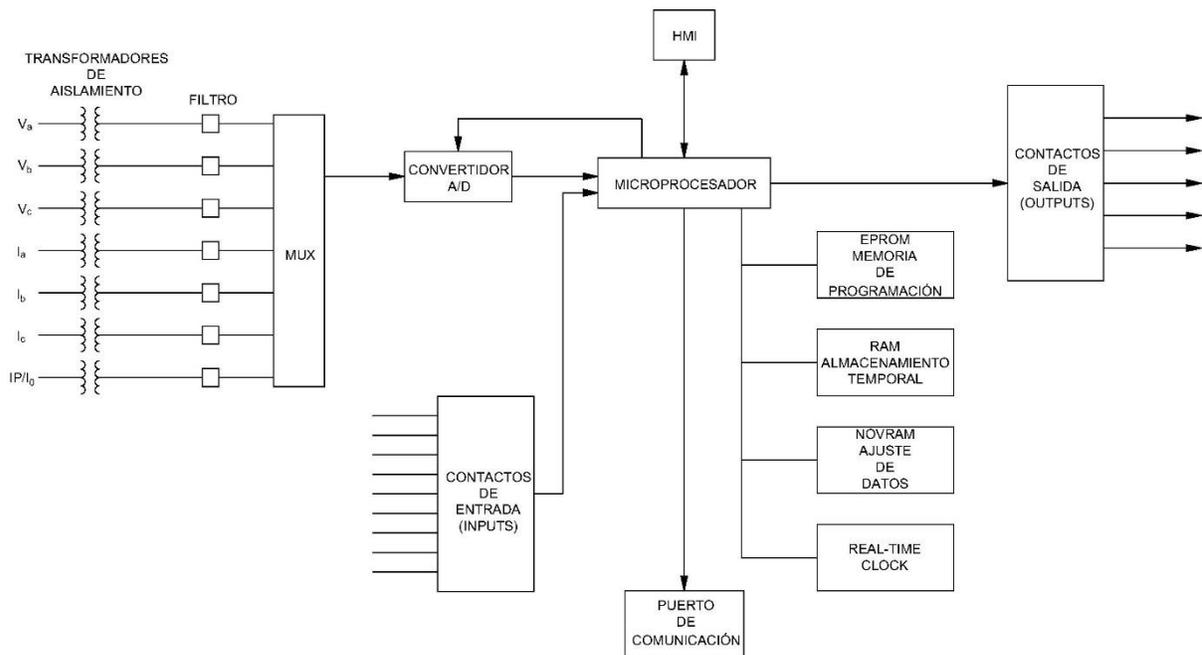


Figura 4.3 Diagrama de bloques típico de un relevador microprocesado.

Los módulos que se observan en la Figura 4.3 hacen del relevador microprocesado un dispositivo multifuncional que realiza funciones que en un relevador convencional no se tiene. Como ejemplo ilustrativo de un relevador microprocesado véase la Figura 4.4 [24].

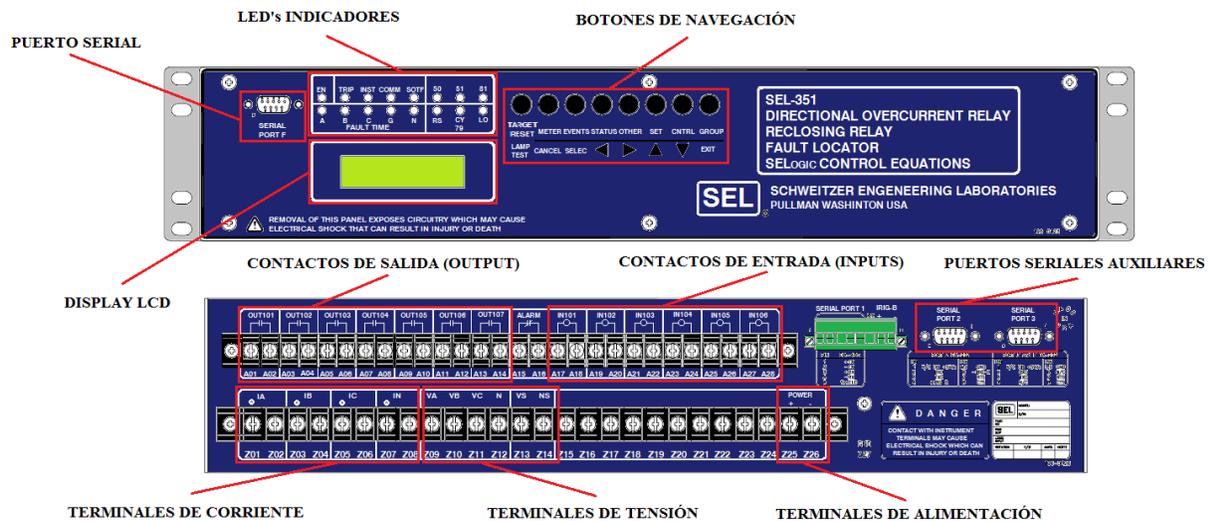


Figura 4.4 Relevador microprocesado de sobrecorriente direccional de la marca SEL.

4.7 Relevador diferencial

Los relevadores diferenciales funcionan en base a una comparación entre las corrientes que entran y salen del elemento que se está protegiendo. Esto los hace ser un sistema de protección absolutamente selectiva o “cerrado”, es decir sistemas en los cuales la operación y selectividad dependen únicamente de esa comparación de las intensidades de corriente. Más adelante se describirá su principio de funcionamiento y el comportamiento en condiciones normales de operación; y ante la presencia de fallas ya sea internas o externas [4][6][12].

4.7.1 Principios básicos

El principio de funcionamiento de los relevadores diferenciales se basa en la primera ley de Kirchhoff: "la suma vectorial de todas las intensidades de corrientes que llegan a un nodo deben ser igual a cero". Si se considera al elemento protegido como un nodo y se instalan transformadores de corriente en cada una de sus salidas y entradas, la protección puede ser un relevador de sobrecorriente que ordene disparo en el momento cuando la sumatoria de dichas corrientes sea diferente a cero, lo que equivale a una falla interna. En condiciones normales, es decir, sin anomalía en la zona de protección, la corriente "pasa" a través del elemento protegido, lo mismo ocurre en el elemento secundario de los transformadores. El equilibrio entre ambas corrientes secundarias no produce ninguna corriente en el circuito diferencial donde está instalado el relevador diferencial [4].

La Figura 4.5 representa un esquema general de la protección diferencial, el cual está protegiendo un elemento del sistema eléctrico. Este elemento puede ser una línea, un generador, una barra colectora de una subestación, un transformador. En cada conexión al elemento del sistema se encuentra un transformador de corriente. Los secundarios de los TC's se conectan entre si y se conectan a la bobina del relevador diferencial a través del circuito secundario del TC. Véase la Figura 4.5.

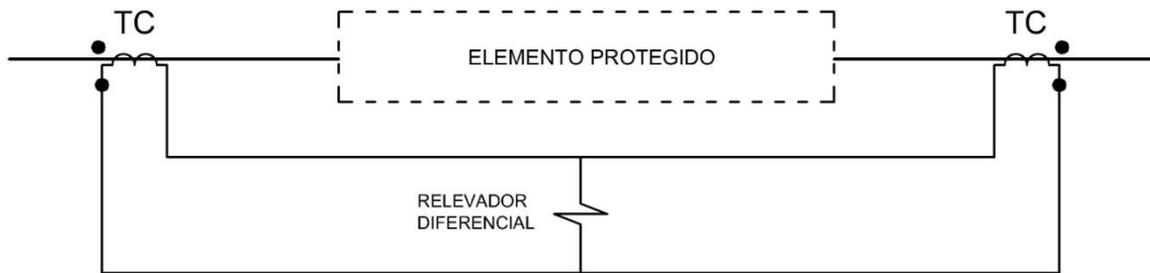


Figura 4.5 Esquema general de un relevador diferencial. [12]

Ahora si se supone que a través del circuito primario circula una corriente debido a una carga o a un cortocircuito localizado en un punto cualquiera fuera de la zona de protección, las corrientes secundarias medidas por los TC's circularán como se muestra en la Figura 4.6, por lo tanto, no fluirá corriente por el relevador, es decir, no se producirá una diferencia entre las corrientes secundarias de los TC's y por lo tanto no circula una corriente diferencial a través de la bobina del relevador. Haciendo uso de la aplicación de la ley de corrientes de Kirchoff se tiene:

$$I_1 = I_2 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$I_1 - I_2 = 0 \quad \text{Ec. 4.2}$$

Por lo tanto

$$I_{op} = 0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

Si ocurre un cortocircuito o alguna otra falla fuera de la zona de protección, la corriente de falla fluirá hacia el punto en donde ha ocurrido el cortocircuito, y las sumas algebraicas de las corrientes secundarias de los TC's circulará por la bobina del relevador diferencial; haciendo que la corriente de operación sea igual a cero. Por lo tanto el relevador no opera. Véase la Figura 4.6, donde se tiene una condición de falla externa, obsérvese el flujo de las corrientes secundarias proporcionadas por los TC's.

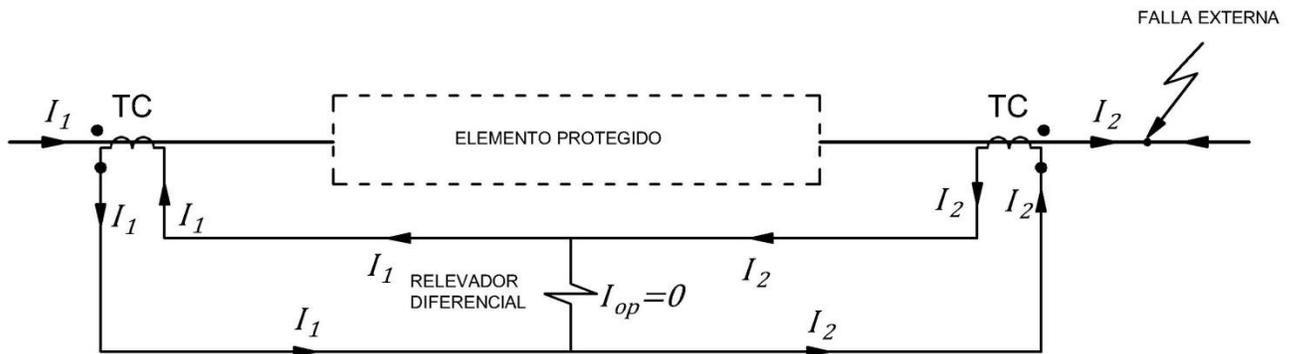


Figura 4.6 Condición del relevador diferencial para una falla externa.

Ahora cuando ocurre un cortocircuito dentro de la zona de protección, es decir entre los TC's, aplicando nuevamente la ley de Kirchoff, las corrientes se suman para circular a través del relevador. Si dicha corriente es mayor que la de arranque del relevador este operará.

$$I_{op} = I_1 + I_2 \neq 0 \quad \text{Ec. 4.4}$$

La corriente que circula por la bobina de operación I_{op} tiene el valor de la corriente de cortocircuito referida al secundario de los TC's.

En la Figura 4.7 se observa la condición de falla interna en un esquema de protección del relevador diferencial. Obsérvese ahora el flujo de las corrientes I_1 e I_2 .

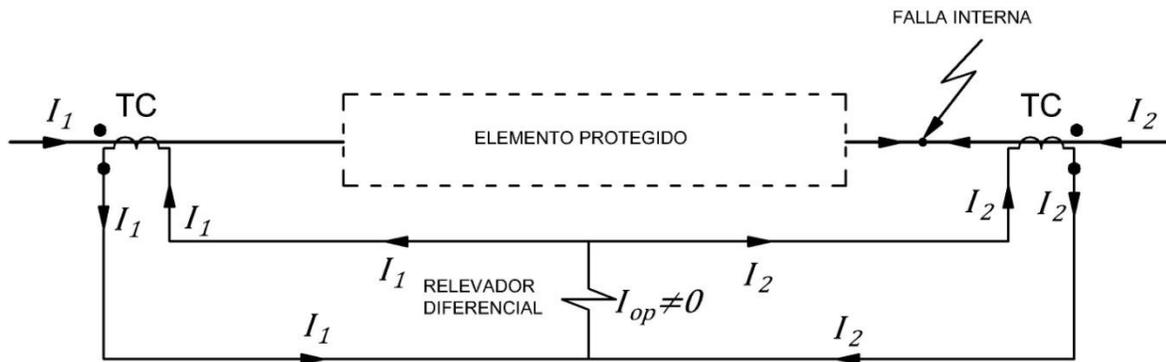


Figura 4.7 Condición del relevador diferencial para una falla interna.

Para hacer más selectivo y garantizar el correcto funcionamiento de este relevador ante la presencia de fallas externas o fallas que son ocasionadas por los transformadores de corriente se utilizan los llamados relevadores diferenciales de porcentaje. La solución que se implementa en estos equipos es la utilización de bobinas de restricción o retención. Estas bobinas restringen la corriente de "falla" indeseable producida por los TC's haciendo que la corriente que pasa por la bobina de operación no sea lo suficientemente grande para rebasar la corriente de arranque del relevador. La corriente medida por las bobinas de restricción se le llama corrientes de restricción o retención, y estas corrientes no son más que las magnitudes proporcionadas por los TC's hacia el relevador. Teóricamente son representadas como un promedio de las corrientes que entran y salen del elemento protegido, y son vistas del lado secundario de los TC's. Sin embargo la determinación de dicha corriente puede variar en la aplicación. Los fabricantes de relevadores diferenciales pueden hacer que sus relevadores vean la corriente de restricción como una suma de todas las corrientes que entran al dispositivo y no como un promedio de ellas [5][6][7][12]. Este relevador está formado por dos elementos de restricción y una de operación. Véase la Figura 4.8.

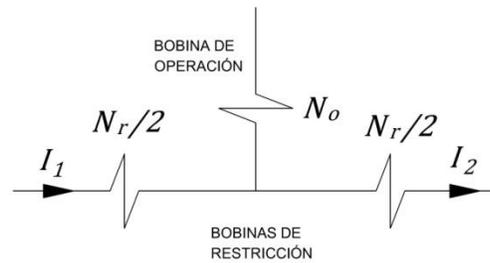


Figura 4.8 Bobinas de operación y restricción para un relevador de tanto por ciento.

Donde:

N_o = amperes-vueltas de la bobina de operación

N_r = amperes-vueltas de la bobina de restricción

La corriente que circula por la bobina de operación es proporcional a:

$$I_{op} = I_1 - I_2 \quad \text{Ec. 4.5}$$

De la Figura 4.8, si se considera que N_r es el número de amperes-vueltas de la bobina de restricción con la bobina de operación conectado en un punto medio de la bobina de restricción, entonces los amperes-vueltas totales en la bobina de restricción sería igual a $I_1(N/2)$ más $I_2(N/2)$, que es lo mismo que: [6][7][12].

$$I_{rest} = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad \text{Ec. 4.6}$$

A continuación se observa en la Figura 4.9 la protección diferencial de porcentaje.

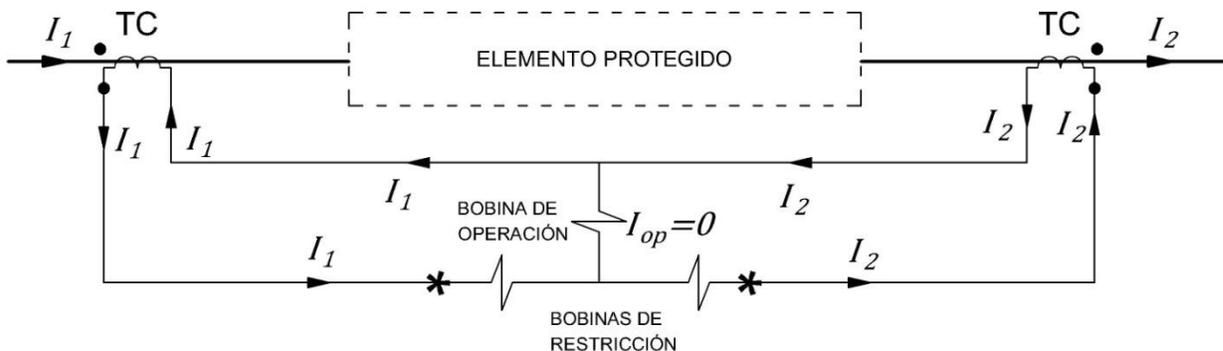


Figura 4.9 Relevador diferencial de porcentaje.

La relación de la corriente de operación a la corriente de restricción es un porcentaje fijo, que determina la pendiente característica del relevador y es expresada en porcentaje. Por ejemplo para un relevador con una pendiente del 25%, significa que opera cuando la diferencia entre las corrientes salientes y entrantes es mayor al 25% de la corriente de restricción.

$$\tan \alpha = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}} \quad \text{Ec. 4.7}$$

Por lo que la protección diferencial de tanto por ciento opera cuando:

$$I_{op} \geq k I_{rest} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

$$k = \tan \alpha \quad \text{Ec. 4.9}$$

Entonces se puede decir que la corriente de operación esta en función de la corriente de restrcción, dicha relación entre ambas corrientes ocasiona que al aumentar la corriente de restricción aumente la corriente de arranque de la bobina de operación haciendo del relevador un dispositivo selectivo ante fallas externas e indeseables. En la siguiente Figura 4.10 se muestra la característica de operación del relevador diferencial de tanto por ciento.

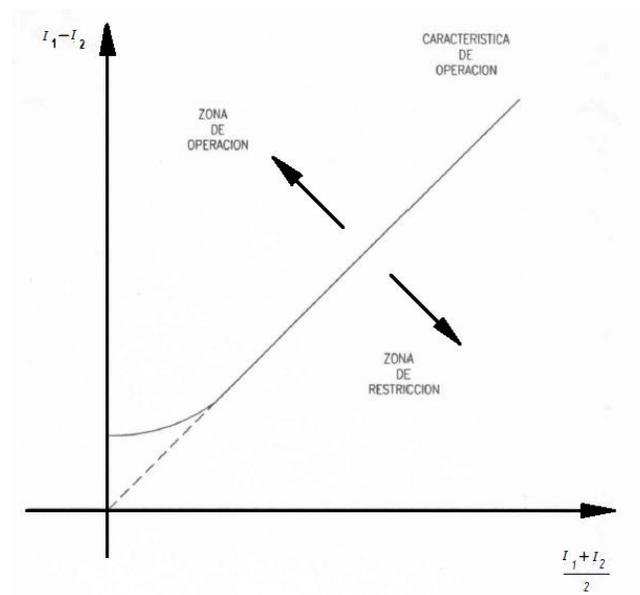


Figura 4.10 Pendiente característica de operación del relevador diferencial de tanto por ciento.

De la Figura 4.10, se observa la pendiente del relevador diferencial, notese que inicia a partir de un punto del eje "y", esto es debido a que la corriente de operación no necesariamente es cero, ese punto puede considerarse como un umbral, es decir, un valor mínimo que la corriente de operación puede tomar, para que apartir de ese valor el relevador realice la acción de aislar una falla. También se puede observar que se tienen dos zonas; una de operación; y otra de restricción. Por ejemplo, se grafica un punto I_{op} vs I_{rest} , y si este permanece dentro de la zona de restricción se dice que el relevador no opera. En cambio si dicho punto se encuentra del lado de la zona de operación, el relevador opera.

Para comprender más sobre la pendiente de operación diferencial se tiene la Figura 4.11.

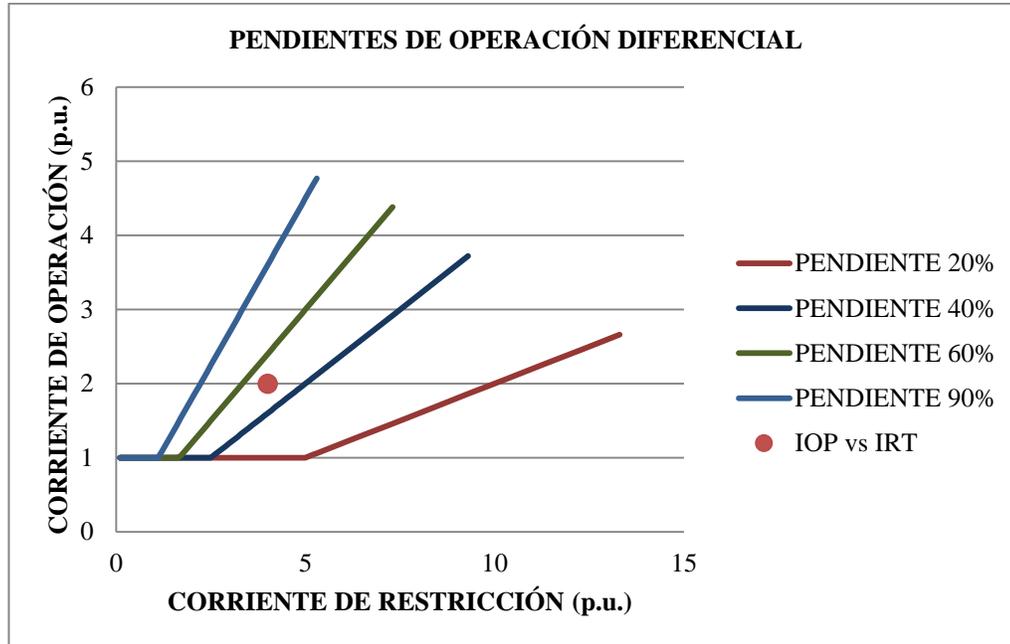


Figura 4.11 Pendientes diferenciales de 20, 40, 60 y 90 por ciento.

Observe la Figura 4.11, se tienen 4 pendientes con porcentajes diferentes. Las pendientes representan un porcentaje de la corriente de restricción que permite que el relevador se vuelva más sensible o menos sensible ante la presencia de una falla. En el caso de la pendiente del 20% quiere decir que la pendiente solo será del 20% del valor de la corriente de restricción, reduciendo así la zona de restricción y aumentando la zona de operación. Por lo tanto, una pendiente de porcentaje menor hace que el relevador se vuelva más sensible ante fallas que sean mayores al valor del “pick up” de la corriente de operación. La misma lógica ocurre con las demás pendientes, como por ejemplo la pendiente del 90%; dicha pendiente como se puede observar abarca casi todo el valor de la corriente de restricción, en ella se puede apreciar una zona de restricción mucho mayor haciendo insensible al relevador ante la presencia de una falla. Ahora observese el punto IOP vs IRT. Este se encuentra, para la pendiente de 40%, en la zona de operación, en consecuencia el relevador se activaría para realizar el trabajo de aislar la falla ocurrida, pero ahora, si se toma a la pendiente de 60% el punto (IOP vs IRT) se encuentra dentro de la zona de restricción, por lo tanto el relevador no realizará disparo alguno por el hecho de que el punto se encuentra por debajo del porcentaje de la corriente de restricción. De esta manera el ajuste de la pendiente diferencial restringe la operación del relevador, para que éste sea o no sensible ante ciertas magnitudes de corrientes de operación.

Por último para finalizar este capítulo se mencionará los conceptos de las corrientes de operación y restricción, así como la relación entre ellas.

4.7.2 Concepto de las corrientes de operación y restricción diferencial

La corriente de restricción significa la determinación de una corriente de falla o una corriente indeseable. La corriente de restricción actúa entonces como una barrera que impide que se active el relevador por corrientes muy altas que son ocasionadas por fallas externas; por corrientes de saturación o corrientes

parásitas que se presentan en los TC's. La corriente de restricción entonces es aquella corriente "retenida" que circula a través de las bobinas de restricción y que son medidas por estas. Las bobinas de restricción tienen una corriente de arranque que no es más que la corriente de operación en función de la corriente de restricción, si la corriente que pasa a través de ellas supera el valor establecido, dichas corrientes pasaran a través de la bobina de operación haciendo que el relevador opere.

La corriente de operación tiene el significado de ser una magnitud capaz de hacer operar al relevador que circulará a través de la bobina de operación, siendo también la resultante de la comparación de las corrientes suministradas por los TC's. Esta corriente puede llegar hacer operar al relevador siempre y cuando sea mayor a la magnitud del umbral establecido para que ocurra un disparo.

Por último la pendiente que es el resultado de la relación entre la corriente de operación y de restricción, puede significar la barrera o límite para la determinación de la operación o no operación del relevador para poder así llevar a cabo una acción. Ésta pendiente puede verse también como un factor que permite de alguna manera extender o reducir el valor de disparo cuando la corriente de restricción es muy alta [6][7][12][16].

CAPÍTULO V: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

5.1 Introducción

Una barra o bus es un elemento del sistema eléctrico de potencia, es el punto en el cual convergen varios circuitos como transmisión, generación y/o cargas. El efecto de una falla en un arreglo de barra, tiene como resultado disturbios de magnitudes grandes debido a las grandes cantidades de corrientes que se manejan. Es por eso que se requiere que la protección de las barras sea de muy alta velocidad, para limitar efectos que puedan llegar a perjudicar a equipos adyacentes y así mantener la estabilidad del servicio eléctrico [17].

La protección diferencial es muy utilizada en los esquemas de barras debido a sus características de operación que se verán en este capítulo. Más adelante se describirán los diferentes tipos de protecciones diferenciales utilizados para la protección de barras colectoras como pueden ser protección diferencial de porcentaje; de tensión con acopladores lineales; de corriente con relevadores de sobretensión; con múltiple restricción; y de alta impedancia. Se describirá también los problemas que ocasionan los TC en la protección de barras; se describirá la protección diferencial de barras con relevadores convencionales tipo manual y automático, y por último se abordará el relevador diferencial SEL-487B microprocesado utilizado para la protección diferencial de barras.

5.2 Principios de la protección diferencial de barras y los factores que determinan su aplicación.

La protección diferencial de barras tiene como función detectar la diferencia que existe entre las corrientes que entran y salen de las barras colectoras, si resulta alguna diferencia de corriente, la protección la detecta y opera. En algunos esquemas de protección diferencial de barras usan elementos de retención o restricción, los relevadores de alta impedancia predominan debido a un mejor rendimiento.

La mayoría de las fallas en las barras colectoras, involucran una fase y tierra y se deben a varias causas como son descargas por rayos o por defectos en el aislamiento de interruptores, en donde la mayor proporción de fallas en barras son resultados de errores humanos [6][7].

La razón principal por la cual se usa la protección diferencial para barras de subestación, es para garantizar que ésta desenergiza la barra solo cuando sea necesario, así se justifica el gran costo extra de un relevador diferencial de barras de alta velocidad. Se hace uso también del relevador diferencial para complementar la protección de sobrecorriente. Frecuentemente es usado en barras de 15 kV hasta 400 kV y algunas veces en barras de 5 kV y muy rara vez en barras de baja tensión.

A continuación se describen algunos factores que determinan si es conveniente utilizar relevadores diferenciales para la protección de barras [33].

- **Grado de exposición de las fallas.** Las barras instaladas a la intemperie tienen un alto grado de exposición; y una barra instalada en un ambiente limpio tiene una exposición mínima. Un ambiente contaminado incrementa las posibilidades de que se presenten fallas.
- **Estabilidad del sistema eléctrico.** La capacidad de un sistema para restablecerse a un estado de "equilibrio" después de ocurrir un disturbio, requiere de un relevador de alta velocidad que se obtiene con los relevadores diferenciales. El tiempo rápido de aislamiento de una falla que se obtiene con la alta velocidad del relevador diferencial mejora la probabilidad de mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia durante la condición de una falla.
- **Arreglo de barras seccionadas.** La aplicación de la protección diferencial en arreglos de barras seccionadas, hace de esta protección un sistema más útil y conveniente, particularmente cuando se utilizan sistemas de distribución secundarias. Las fallas en barras pueden ser aisladas rápidamente y mantener la continuidad del servicio para una parte de la carga, alimentada por cualquier otra barra.
- **Efectos de las fallas en barras en otras partes del sistema eléctrico.** La protección diferencial puede no ser justificada económicamente si se compara con el tiempo de reparación, sin embargo en subestaciones grandes o de gran importancia, el costo del relevador es insignificante cuando es comparado con el costo de la reparación de daños a equipos del propio arreglo de barra o de circuitos adyacentes.

De acuerdo a los factores descritos anteriormente, una protección diferencial de barras debe satisfacer los siguientes requisitos [6][29]:

1. Ser completamente estable en caso de fallas externas a la zona de protección debido a los errores de transformación de los transformadores de corriente o de los diferentes elementos conectados a las barras colectoras.
2. Tener alta velocidad de operación en caso de fallas internas.
3. Tener un alto grado de sensibilidad para funcionar en forma segura cuando sea necesario y con el ajuste de mínima operación.

En la Figura 5.1 se muestra diagrama unifilar básico de una protección diferencial de barras.

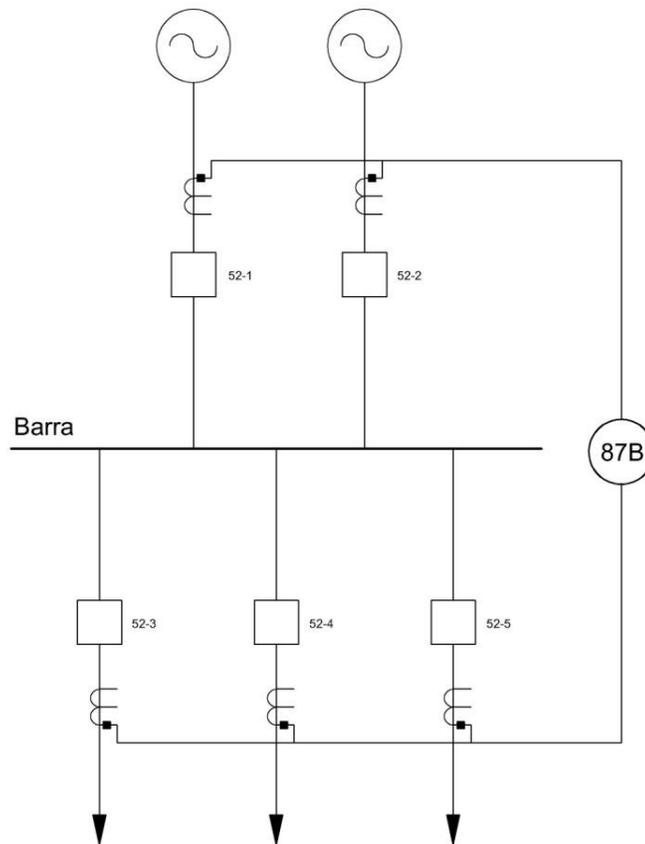


Figura 5.1 Diagrama unifilar de una protección diferencial de barras en un arreglo de barra sencilla.

En la Figura 5.1 se observa un arreglo de barra sencilla con su protección diferencial de barras, dicho arreglo está conformado por cinco circuitos; dos líneas de generación; y tres líneas alimentadoras de cargas.

5.3 Problemas de los TC's en un sistema de protección diferencial de barras.

Los TC's juegan un papel muy importante cuando se habla de la protección diferencial de barras, los problemas que se presentan en estos dispositivos pueden llegar a ocasionar fallas falsas o indeseables en el sistema de protección, porque cuando un transformador de corriente se satura no entrega una corriente secundaria apropiada al relevador diferencial. Las corrientes medidas por los TC's deben ser de la mejor precisión pues de esta dependerá que el relevador reciba las contribuciones de cada una de las fases de los circuitos conectados a la barra colectora. Un problema que también presentan los transformadores de corriente es la condición de TC abierto. No solo la saturación de corriente ocasionadas por un cortocircuito o una mala selección afecta el funcionamiento de los relevadores diferenciales, ya que al quedar abierto el circuito secundario del TC no circula corriente hacia el relevador diferencial, por lo que la ausencia de la contribución de cualquiera de las fases, puede ocasionar la operación indeseable del relevador al provocar un desbalance de las corrientes de entrada y de salida.

Otra consecuencia del circuito secundario del TC abierto, es provocar que haya una corriente peligrosa del lado primario del TC. La tensión del lado secundario intentará incrementarse a un valor suficientemente grande para poder conducir una corriente secundaria adecuada a través de la impedancia creada por el circuito abierto (espacio de aire). En ausencia de corriente del lado secundario, la tensión media se elevara hasta alcanzar la tensión nominal con tensiones pico varias veces mayor a este valor [5][12][32].

La protección diferencial de barras, ha ido desarrollando métodos y formas cada vez más efectivas para hacer de esta protección un sistema selectivo, por lo que al paso del tiempo se han definido diferentes tipos de esta protección siendo las más comúnmente aplicadas, las que se describirán a continuación.

5.4 Protección diferencial de tensión

Los relevadores diferenciales de tensión o voltaje usan TC's con núcleo de hierro del tipo boquilla convencionales y se conectan de forma diferencial al igual que la protección diferencial de corriente; la única diferencia es que utiliza la sobretensión en lugar de la sobrecorriente. El uso de una bobina de tensión sensible (o de alta impedancia) hace que este relevador supere los problemas de saturación de los TC's. Se requiere entonces que los TC's sean separados en cada conexión, es decir, que estos sean conectados en paralelo como se muestra en la Figura 5.2 [12][32].

Véase la Figura 5.2 donde se muestra la conexión de una protección diferencial de tensión [32].

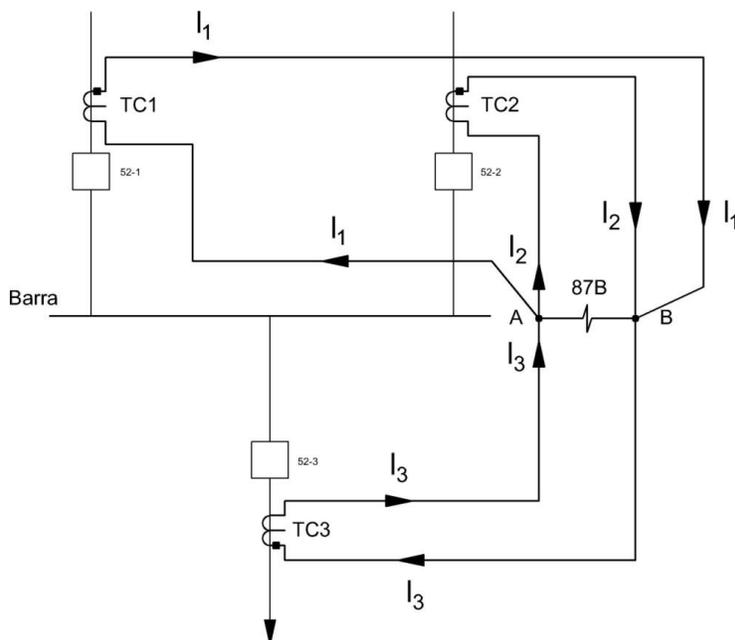


Figura 5.2 Protección diferencial de tensión.

5.5 Protección diferencial de tensión con acopladores lineales.

El problema de la saturación de un TC se elimina con los TC's de núcleo de aire llamados "acopladores lineales", estos TC's son parecidos a los de boquilla pero no tienen hierro en su núcleo, y el número de espiras secundarias es mucho mayor. Los TC's con núcleos de aire proporcionan una alta velocidad y extremadamente confiable para una protección de barra. El tiempo de operación para este tipo de protección es de 1 ciclo o por debajo del 150% del "pickup". A diferencia con los TC's convencionales, los acopladores lineales pueden hacerse funcionar sus circuitos secundarios en un circuito abierto. En estos tipos de TC la corriente secundaria puede llegar a ser muy pequeña, debido a que la fuerza magnetomotriz primaria es consumida en la magnetización del núcleo. Los acopladores lineales de los diferentes circuitos conectados a las barras, son conectados en serie, como puede verse en la Figura 5.2, y producen tensiones secundarias que son directamente proporcional a las corrientes primarias que circulan por los TC's.

Para condiciones normales de operación o falla externa, la suma de las tensiones inducidas en los secundarios es cero o cercana, y no hay tendencia para que la corriente fluya en el relevador diferencial. Cuando ocurre una falla en una barra colectora se suman las tensiones de los TC's en todos los circuitos de la fuente para originar el flujo de corriente a través de todos los circuitos secundarios y de la bobina del relevador diferencial. El relevador diferencial, que por necesidad requiere muy poca energía para funcionar, proporciona protección de muy alta velocidad para una tensión neta relativamente pequeña en el circuito diferencial. [12][32]

En la siguiente Figura 5.3 se muestra el esquema de la protección diferencial de barras con acopladores lineales. [12]

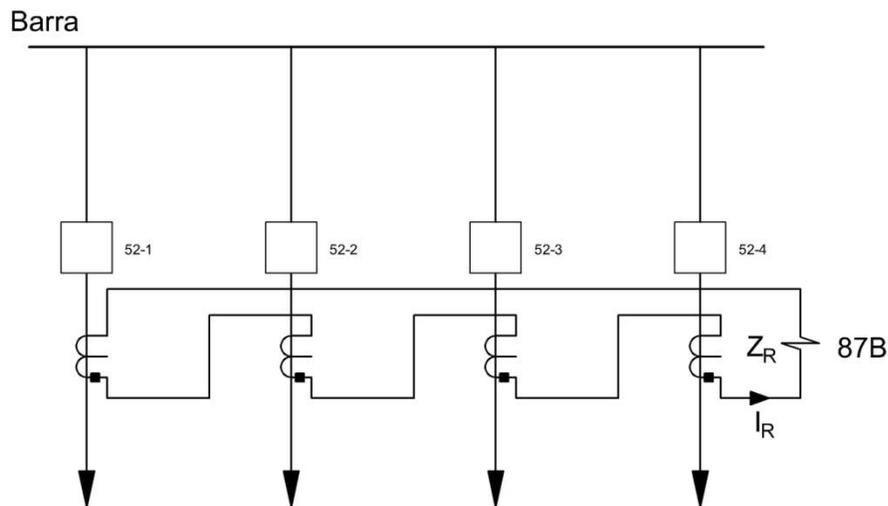


Figura 5.3 Sistema de una protección diferencial de barra con acopladores lineales.

Donde:

I_R es la corriente en el relevador y en los acopladores lineales

Z_R es la impedancia del relevador

5.6 Protección diferencial de barras con relevadores de restricción o de porcentaje variable

Una mejora en selectividad es proporcionada por relevadores con característica de "porcentaje variable", asegurando que las corrientes de falla internas muy elevadas no originaran retención suficiente para impedir el disparo. Este equipo de protección dispone de tiempos de funcionamiento del orden de 3 a 6 ciclos (con base en 60 Hertz), sin embargo existen relevadores que trabajan con tiempos de disparos más cortos, haciéndolos equipos de alta velocidad. La utilización de la característica de retención, llamados así por poseer bobinas que retienen corrientes de falla "falsas" o externas, hace insensible al relevador a los efectos del error del TC. Estos relevadores diferenciales se usan en esquemas que involucran múltiples restricciones como se observa en la Figura 5.4.

Los TC's en los alimentadores de salida de la barra (las líneas 2 y 3) son conectados en paralelo con un relevador diferencial monofásico, junto con los circuitos de los TC's que están conectados a los alimentadores de entrada de la barra (la línea 1) que también se encuentran conectados en paralelo, cada uno de los circuitos tanto del alimentador de entrada como los de salida se encuentran conectados a un relevador diferencial que mide las corriente de tierra. En la Figura 5.4 podemos observar lo descrito anteriormente [7].

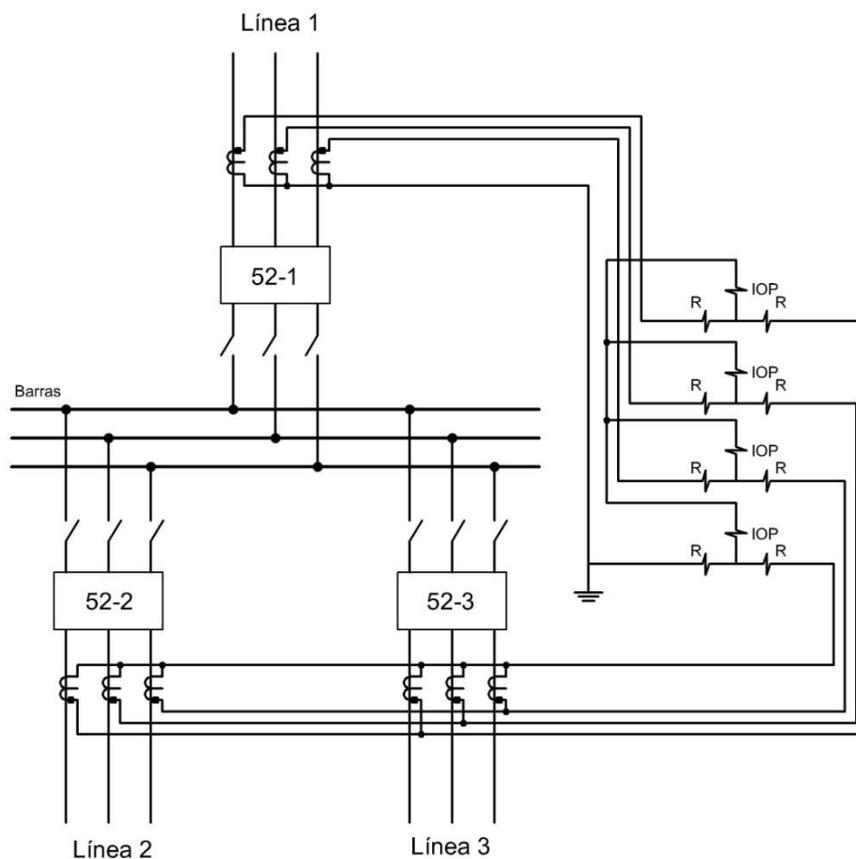


Figura 5.4 Protección diferencial de barra con múltiple restricción en un arreglo de barra sencilla.

5.7 Protección diferencial barras de alta impedancia

El arreglo de alta impedancia tiende a forzar una corriente diferencial incorrecta fluyendo través del TC en lugar de que sea a través de la bobina de operación del relevador, y por lo tanto así se evita la mala operación por falla externa o condiciones de sobrecarga cuando la corriente secundaria de todos los TC's no es la misma, debido a las diferencias en las características de magnetización. Cuando se tienen varios circuitos conectados en paralelo en una barra colectora, es necesario emplear conexiones de un número de transformadores de corriente secundarios en paralelo. Este tipo de arreglo requiere solamente relevadores de alta impedancia, conectados a través de las terminales de los TC's secundarios que están conectados en paralelo al conjunto de circuitos de los TC's (véase Figura 5.5). Sin embargo con las conexiones hechas de esta manera, las barras son solamente protegidas contra fallas a tierra. Con la intención de que el esquema sea efectivo, la resistencia del cableado de los TC's secundarios debe de ser lo más bajo posible.

Este tipo de relevador básicamente consiste en una unidad de sobretensión instantánea que se ajusta por el cálculo de la tensión máxima en las terminales del relevador para una falla externa, tomando en cuenta la corriente de falla primaria, la resistencia de la bobina secundaria y el cableado, y las relaciones de transformación de los TC's, más un margen de seguridad. Consecuentemente, durante una falla externa, el voltaje en las terminales del relevador es relativamente bajo y no se inicia ninguna operación del relevador. Durante una falla interna, el voltaje en las terminales del relevador es superior y los resultados en el funcionamiento de la unidad de sobretensión instantánea, envía una señal de disparo a los interruptores.

A continuación en la Figura 5.5, se muestra la conexión de los TC's en paralelo con un relevador de alta impedancia.

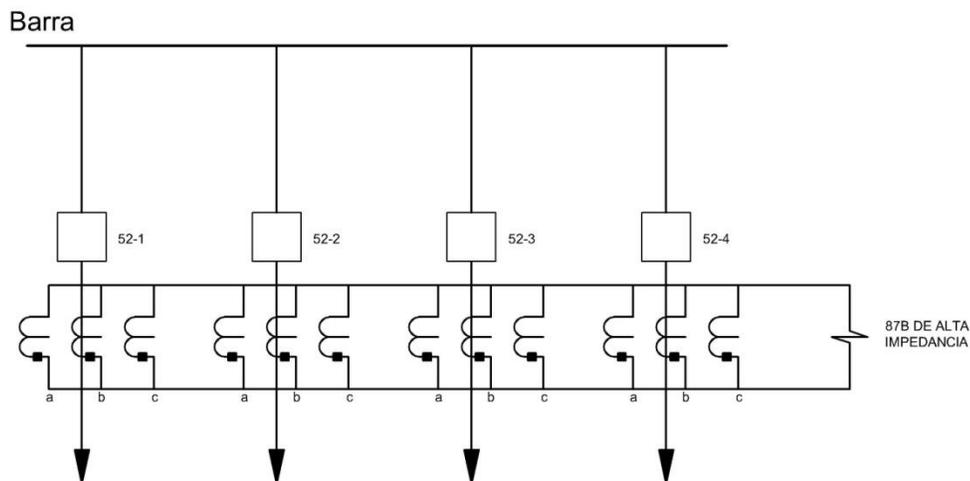


Figura 5.5 Esquema de protección diferencial de alta impedancia con TC's en paralelo.

5.8 Uso de barra común para cada fase

En los esquemas convencionales, las terminales secundarias de los TC's que se encuentran en cada una de las fases, son conectados a una barra común o barra de comparación para que a través de ésta se conecten las salidas de los relevadores diferenciales de cada fase como se muestra en la Figura 5.6, por lo tanto la barra principal, estará protegida tanto para fallas entre fase y tierra.

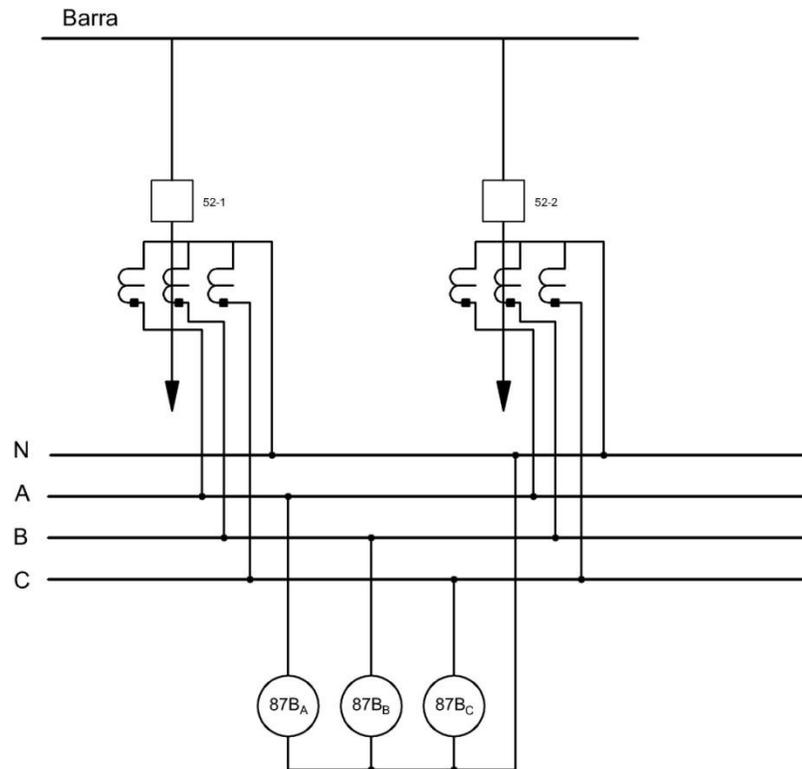


Figura 5.6 Arreglo protección diferencial de barras de alta impedancia usando una barra común para cada fase.

5.9 Protección diferencial de barras manual y automático.

Los dos tipos en general de una protección diferencial de barras son:

- Manual
- Automático {
 relevadores convencionales
 relevadores microprocesados

En este apartado se verá el uso de relevadores convencionales para la protección diferencial de barras y se describirá los diferentes equipos y dispositivos que son necesarios para el funcionamiento del sistema de protección. El propósito de hacer mención del funcionamiento de estos tipos de sistemas de protección por relevadores es con el fin de tener una idea más sólida de las diferencias entre el uso de los relevadores convencionales y el uso de relevadores microprocesados en un sistema de protección diferencial de barras.

5.9.1 Protección diferencial de barras tipo manual

El sistema de protección diferencial de barras tipo manual, utiliza relevadores convencionales como los de inducción electromagnética. Los dispositivos que se describirán a continuación son de la marca comercial SIEMENS utilizados en sistemas de protecciones convencionales de barras colectoras.

Este tipo de sistema de protección diferencial está conformado a su vez por diferentes relevadores como:

- Un relevador con transformador de intermedio y una unidad estabilizadora RN 24 (87 BX).
- Un relevador diferencial RN 23b (87B).
- Un relevador supervisor RIAH-423a (87 XB).
- Un relevador auxiliar de disparo (86 B).

Las corrientes trifásicas de los elementos conectados a las barras colectoras, son convertidas en una corriente monofásica por medio de un transformador adaptador. La función del transformador es sumar vectorialmente las corrientes de las tres fases para obtener una corriente monofásica. La suma vectorial resultante es rectificadora por un puente rectificador de onda completa para obtener así el valor absoluto de la suma de corrientes $|\sum I|$.

En condiciones normales de operación la suma de las corrientes de entrada y salida $|\sum I|$ es igual a cero, por lo que el relevador diferencial no opera. Cuando se presentan fallas externas de gran magnitud, la suma de las corrientes $|\sum I|$ puede llegar a ser diferente a cero debido a los errores de transformación o a la saturación del núcleo de los transformadores de corriente, por lo que puede operar falsamente la protección. Para evitar esta condición se cuenta con una unidad estabilizadora (véase la Figura 5.7) por cada elemento enlazado a las barras colectoras, estas unidades se conectan a los transformadores auxiliares respectivos [6][22].

En la Figura 5.7 se muestra la unidad estabilizadora conformada por (1) un transformador suma (transformador de intermedio) y (2) un circuito rectificador de onda completa.

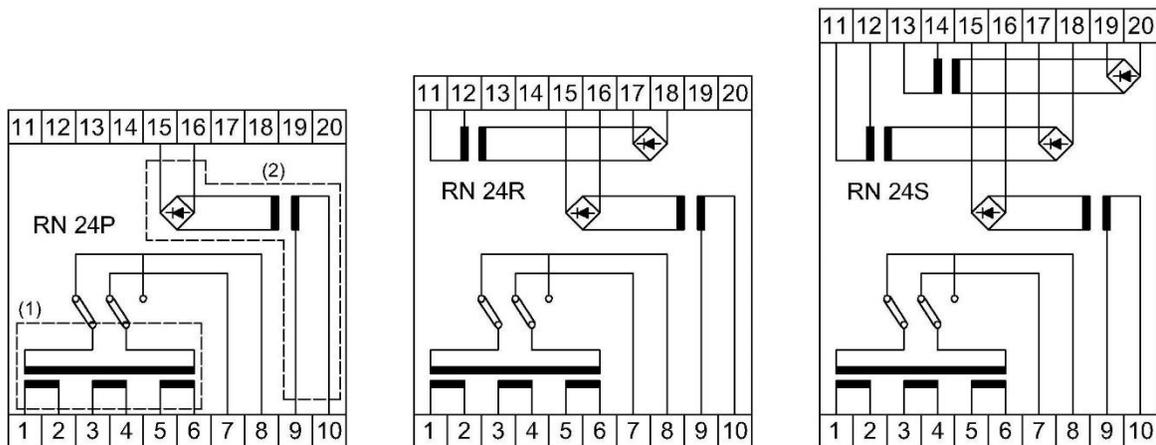


Figura 5.7 Aparato de estabilización RN 24 sencilla, doble y triple para sistemas de barras colectoras [22].

De la Figura 5.7 se observa que el relevador RN 24P contiene una unidad estabilizadora, es decir, un solo circuito rectificador y los relevadores RN 24R y RN 24S tienen dos y tres unidades estabilizadoras respectivamente.

Todas las salidas de las unidades estabilizadoras se conectan a un mismo circuito (barra común) para obtener la suma de los valores absolutos de las corrientes rectificadas $\sum |I|$. A esta corriente estabilizadora equivalente se le aplica un factor de estabilización S para compensar la diferencia entre esta corriente y la corriente de operación. Para esto se conecta el relevador diferencial RN 23b al bus de comparación o bus común y se ajusta el factor de estabilización S ; entonces la condición para que opere la protección diferencial de barras es:

$$\left| \sum_{k=1}^n I_k \right| \geq S \sum_{k=1}^n |I_k| \quad \text{Ec. 5.1}$$

Donde n es el número de elementos conectados a las barras colectoras protegidas.

En la Figura 5.8 se muestra el circuito del relevador diferencial en el cual también se puede observar el flujo de las corrientes.

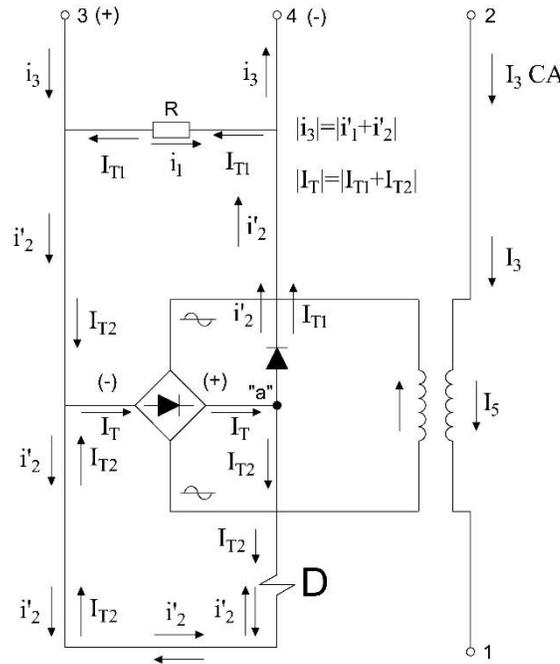


Figura 5.8 Circulación de corrientes en el relevador diferencial RN 23b (87B).

Donde:

- D es el relevador diferencial.
- i'_2 es la corriente de restricción.
- I_{T2} es la corriente de operación.

Como se puede observar en la Figura 5.8 el relevador diferencial está conformado por un transformador de corriente, en donde por el devanado primario circula la suma vectorial de las corrientes proporcionadas por el relevador RN 24; el devanado secundario alimenta un puente rectificador de onda completa y en la salida del puente se encuentra conectado el relevador diferencial D. El circuito rectificador proporciona una magnitud de corriente directa comparándola con el valor absoluto de las corrientes rectificadas $\sum|I|$ siendo esta la corriente de restricción proporcionadas por los relevadores 87 BX (RN 24).

De acuerdo a la Figura 5.8, en el relevador diferencial D si:

$i'_2 > I_{T2}$ el relevador se restringe.

$i'_2 < I_{T2}$ el relevador opera (si se llega al ajuste de Pick-Up)

$i'_2 = I_{T2}$ el relevador no opera.

Véase la siguiente Figura 5.9 donde se muestra el relevador diferencial RN 23b con las conexiones internas.

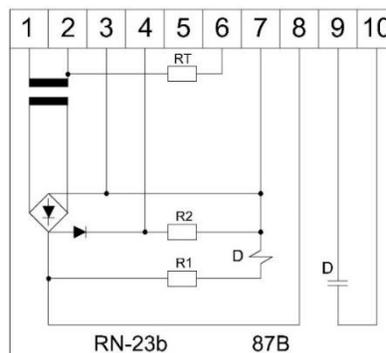


Figura 5.9 Relevador diferencial RN 23b (87B).

Como puede observarse en la Figura 5.9, el relevador tiene un transformador con tres derivaciones en el devanado primario esto es para poder ajustar el factor de estabilización S . También se puede observar que la diferencial tendrá un contacto D que hará operar un relevador auxiliar para que éste realice un disparo en caso de ser necesario. Para esto se tiene una unidad de supervisión el cual se describirá a continuación.

La protección diferencial de barras también cuenta con un módulo de supervisión automática de la misma protección. Este discrimina si la diferencia de corrientes realizada por la protección diferencial es debida a una falla en las barras colectoras o si la falla es en la propia protección. Si la falla es en las barras el módulo manda una señal de disparo a todos los interruptores asociados y a una señal de alarma de que operó la protección diferencial de barras. Cuando la falla es en la propia protección manda una señal de bloqueo al disparo de los interruptores para evitar que ocurra una interrupción indeseada y a su vez manda una señal de alarma de falla de protección diferencial.

Este módulo de supervisión es el relevador RIAH-423a (87 XB), este a su vez está formado por tres unidades principales; un relevador A para disparo y alarma; un relevador RA para supervisión; y un relevador Z para bloqueo y alarma. Véase la Figura 5.10.

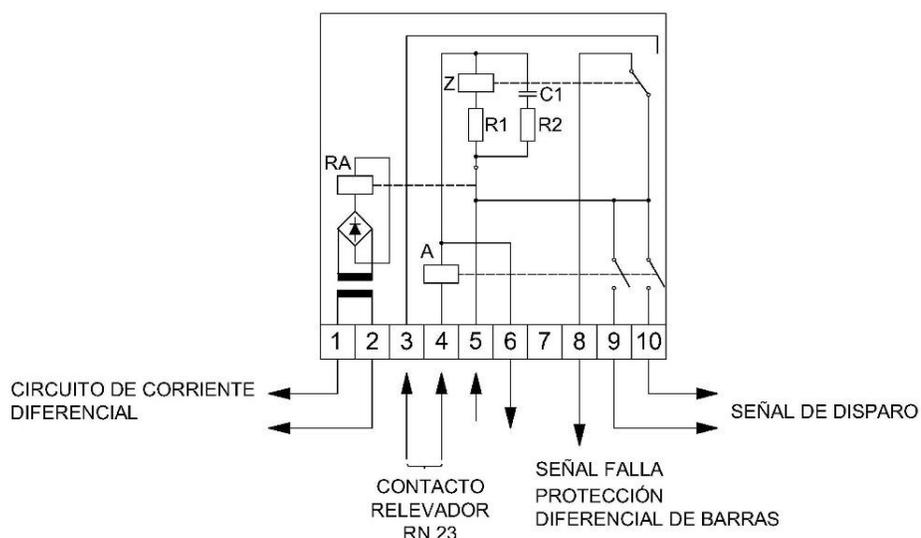


Figura 5.10 Diagrama del relevador supervisor RIAH-423a (87 XB).

En el relevador supervisor de la Figura 5.10 se muestran las conexiones internas del mismo. Se puede observar los relevadores **A**, **RA** y **Z**. Cuando exista una corriente de operación que active la diferencial, el relevador **A** cerrará sus contactos mandando una señal de disparo al tablero de alarmas y a un relevador auxiliar para realizar los disparos correspondientes a los interruptores. El relevador **RA** se usa para la supervisión de cualquier corriente de desbalance ocasionado por los TC's tanto principales como auxiliares; cuando exista alguna corriente indeseada el relevador **RA** la detectará y mandará abrir su contacto normalmente cerrado. Por último la unidad **Z** sirve como bloqueo y alarma; cuando el relevador **RA** actúe y abra su contacto, éste desenergizará al relevador **Z** transcurrido el tiempo de descarga del capacitor **C1** abrirá su contacto de doble tiro desenergizando al relevador **A**, bloqueando así la señal de disparo de la diferencial.

Otro relevador que se usa en la protección diferencial es el relevador auxiliar de disparo y bloqueo 86 B con reposición manual. Éste se encarga de realizar el disparo de los interruptores haciendo uso de sus contactos NA y/o NC. En la Figura 5.11 se muestra el esquema del relevador auxiliar 86 B.

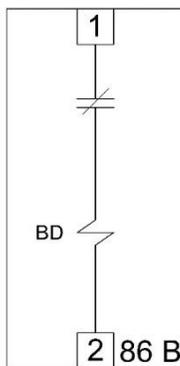


Figura 5.11 Relevador auxiliar de disparo 86 B con reposición manual.

De la Figura 5.11 se observa la bobina de disparo “BD” con un contacto normalmente cerrado; este se conecta en serie con un contacto que actúe cuando opere el relevador diferencial, cuando este se active y cierre el contacto se energizará la bobina “BD” entrando en operación para mandar a cerrar o abrir los contactos correspondientes de los interruptores.

Se tiene otro relevador auxiliar de disparo 86 B pero con reposición eléctrica. Este es utilizado en sistemas de protección de barras pero del tipo automático. En la Figura 5.12 se muestra el relevador de disparo 86B con reposición eléctrica.

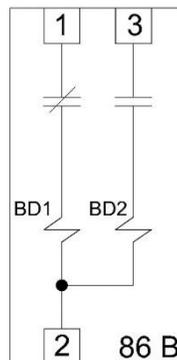


Figura 5.12 Relevador auxiliar 86 B con reposición eléctrica.

De la Figura 5.12 “BD1” y “BD2” son la bobina de disparo 1 y 2 respectivamente del relevador auxiliar. Este relevador “dispara” de la misma manera que uno de reposición manual. Cuando se energiza la bobina “BD1” se cierra el contacto normalmente abierto energizando así la bobina “BD2” al energizarse esta lo cual lleva al relevador nuevamente en su posición de “restablecido”.

Como se puede ver, la protección diferencial de barras con relevadores convencionales es compleja y es necesario hacer uso de diferentes componentes para la correcta protección de las barras colectoras. Véase la Figura 5.13, en ella se observa una protección diferencial de barras en un arreglo de barra sencilla.

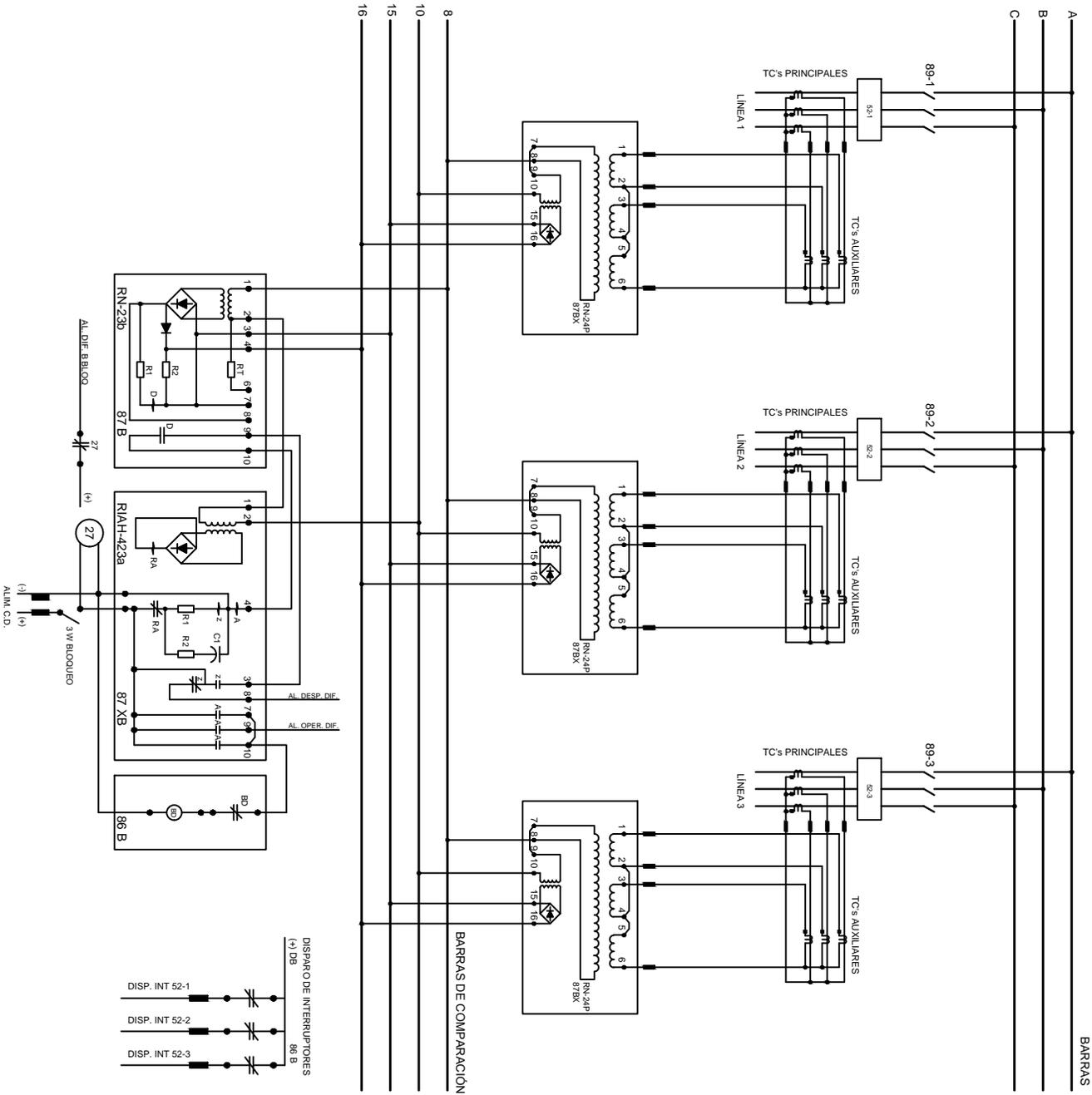


Figura 5.13 Diagrama trifilar de una protección diferencial de barras en un arreglo de barra sencilla.

En la Figura 5.13, se muestra de manera ilustrativa un sistema de protección diferencial de barras en un arreglo de barra sencilla, con tres alimentadores (línea 1, línea 2 y línea 3), utilizando los relevadores descritos con anterioridad. Obsérvese que solo es necesario un solo dispositivo de cada relevador (87B, 87 XB, 87BX y 86B), y estos son conectados a unas barras de comparación o barras común, que sirve para coleccionar la suma de los valores absolutos de todas las corrientes de los alimentadores proporcionadas por los dispositivos 87BX, que a su vez se conectan con los relevadores diferencial y de supervisión [22]. El sistema de protección diferencial, en un arreglo de barra sencilla, tal vez no presenta grandes complicaciones para su correcto funcionamiento, sin embargo, no se puede decir lo mismo cuando es utilizado en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre. En este tipo de arreglo implica realizar maniobras tanto en el arreglo de barra, como en el sistema de protección cuando son realizadas transferencias de carga.

A continuación se describirán las maniobras en el sistema de protección diferencial cuando son usados sistemas de protección del tipo manual.

5.9.1.1 Maniobras realizadas en una protección diferencial de barras tipo manual

Cuando se realiza transferencia de carga de una barra a otra, en arreglos de doble barra con interruptor de amarre, es necesario realizar algunas maniobras en el sistema de protección, y para esto es necesario la intervención de operadores.

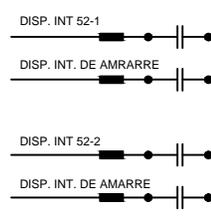
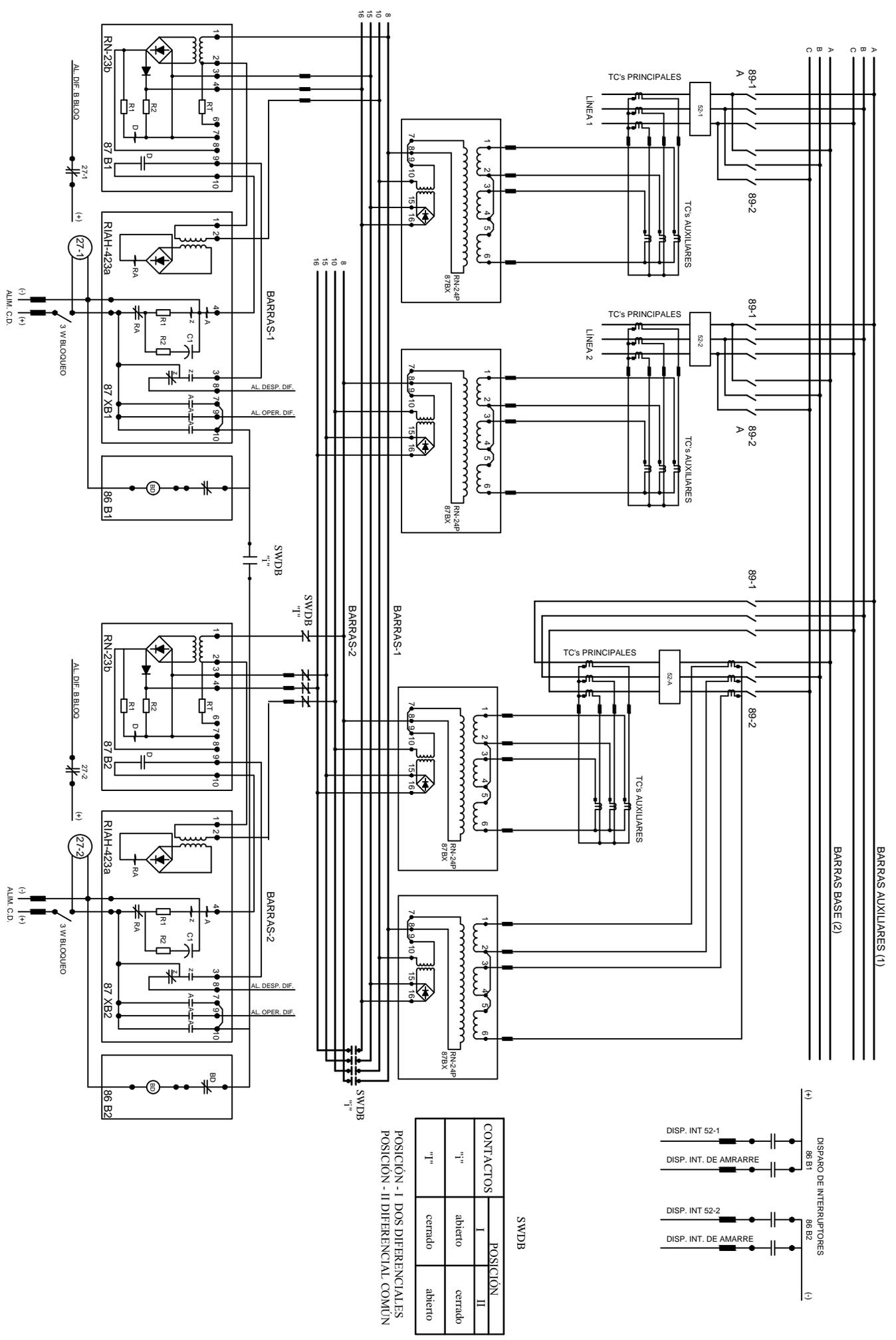
En sistemas de protección diferencial tipo manual se cuenta con 3 posiciones diferentes llamados:

- diferencial fuera
- diferencial común
- dos diferenciales.

La diferencial fuera consiste en desactivar el disparo de la protección, es decir bloquearla, para que al momento de llevar a cabo la transferencia de carga (de una barra a otra), el relevador no active el disparo de la diferencial al producirse un desbalanceo de las corrientes como consecuencia de la transferencia de carga. La diferencial común; su función es la de hacer una sola zona de protección, al transferir las cargas suponiendo de barra 1 a barra 2; la barra 1 queda "fuera de servicio" quedando como barra única la barra 2 y por lo tanto solamente una zona de protección.

Y por último la opción de dos diferenciales es la que se utiliza en condiciones normales del arreglo de barra, es decir, cuando las dos barras se encuentran en funcionamiento se tienen dos zonas de protección; uno para la barra 1 y la otra para la barra 2.

En la Figura 5.14 se muestra un diagrama trifilar de un arreglo de doble barra con interruptor de amarre con su protección diferencial tipo manual con relevadores convencionales. Obsérvese la cantidad de dispositivos necesarios para el esquema de protección, ahora es necesario el uso de un relevador 87 BX; 87B; 87 XB; y 86 B para cada barra.



CONTACTOS	POSICIÓN I	POSICIÓN II
"I"	abierto	cerrado
"II"	cerrado	abierto

POSICIÓN - I DOS DIFERENCIALES
 POSICIÓN - II DIFERENCIAL COMÚN

Figura 5.14 Diagrama trifilar de una protección diferencial de barras tipo manual en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Para llevar a cabo la maniobra de diferencial fuera es necesario bloquear el disparo del relevador 86 B que es el que se encarga de esto, por lo tanto se abre la cuchilla de bloqueo, al abrirse se interrumpe la alimentación de C.D. hacia el relevador 87 XB y 86 B; y el contacto del elemento 27 se cierra y manda una señal de bloqueo de la diferencial de barras.

Los buses común (BARRAS-1 y BARRAS-2), de la Figura 5.14, se encuentran separados por unos contactos SWDB “i” normalmente abiertos, estos contactos son accionados manualmente. Al estar abiertos determinan dos zonas de protección, al cerrar los contactos las BARRAS-1 y BARRAS-2 se hacen una sola barra común haciendo a su vez una sola zona de protección. Una vez hecho esta maniobra se cierra el contacto SWDB “i” que se encuentra entre las terminales del relevador 86 B1 y 86 B2 y se abren los contactos SWDB “I” normalmente cerrados que alimentan a los relevadores 87 B2 y 87 XB2, quedando únicamente los relevadores 87 B1 y 87 XB1 para la protección de las barras. Esta maniobra del cierre de los contactos SWDB “i” de la barra común y de los relevadores 87B Y 87 XB es la diferencial común. Y por último la condición de dos diferenciales es tal y como se encuentra mostrado el diagrama de la Figura 5.14.

5.9.2 Diferencial de barras tipo automático

Las maniobras descritas anteriormente ya no son necesarias en una protección diferencial de barras automática con relevadores convencionales. En este tipo de protección se utiliza un relevador 83 que es un dispositivo de transferencia automática. Estos dispositivos, con la ayuda de los contactos auxiliares “a” y “b” de las cuchillas, dan a conocer a que barra se encuentran preferentes los circuitos conectados a las barras. De esta manera los contactos auxiliares de los relevadores 83 determinan la conexión de los relevadores 87BX si estos están conectados a “BARRAS-1” o a “BARRAS-2”.

En la Figura 5.15 se muestra el mismo arreglo de doble barra con interruptor de amarre pero ahora con la protección diferencial automática. Se puede observar que los contactos SWDB “I” e “i” no son usados, son remplazados por contactos auxiliares de los relevadores 83 B1 y 83 B2; estos contactos determinan a que barra se encuentran preferentes los relevadores RN 24 (87 BX). De acuerdo al diagrama de la Figura 5.15, el relevador 87 BX de la línea 1 esta preferente a “BARRAS-1”, esto se puede saber observando el contacto 83-B1 que se encuentra normalmente cerrado a la salida del borne 10 del relevador 87 BX. El relevador 87 BX de la línea 2 se encuentra preferente a “BARRAS-2” al tener el contacto 83-B2 cerrado a la salida del borne 12. Al realizar el cambio de carga de una barra a otra, por ejemplo transferir la línea 2 de “BARRAS-2” a “BARRAS-1”, se cierran las cuchillas 89-1 de la línea 2, esto ocasiona que se cierre su contacto “a” energizando la bobina 83-B1, dicha bobina manda a cerrar su contacto 83-B1, teniendo así dos corrientes en paralelo en las barras de compensación. Cuando se abren las cuchillas 89-2 A se abre su contacto “b” desenergizando la bobina 83 B2, esta a su vez abrirá el contacto 83-B2 y dejara de aportar corriente a la barra de comparación.

Todas estas operaciones de los contactos se realizan de manera automática. Una vez hecho la transferencia se tendrá solamente una barra en servicio (BARRAS-1) y en consecuencia una sola zona de protección. En la Figura 5.15 se muestra el diagrama trifilar del arreglo de doble barra con interruptor de amarre con la diferencial automática.

En la Figura 5.16 se muestra el circuito de disparo para el interruptor 52-1 del arreglo de barra de la Figura 5.15.

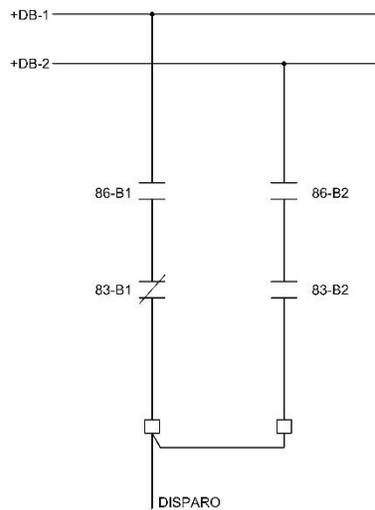


Figura 5.16 Diagrama de conexión del circuito de disparo para el interruptor 52-1.

Como se puede observar en la Figura 5.16 se tiene los contactos de los relevadores 83 y 86; esta conexión de los contactos es para garantizar el disparo de los interruptores independientemente de la barra al que estén conectado. Por ejemplo si el alimentador conectado normalmente a “BARRAS-1” pasa a conectarse a “BARRAS-2” el contacto NA 83-B2 se cerrara al cerrarse las cuchillas 89-2 de la línea 1; al abrir las cuchillas 89-1 A el contacto NC 83-B1 pasará de estar cerrado a abierto. Así en el caso de que ocurra una falla en “BARRAS-2” el relevador 86 B2 mandará a cerrar el contacto 86-B2 y la señal de disparo abrirá el interruptor de potencia para mitigar la falla.

Obsérvese la Figura 5.17, en ella se muestra, de ejemplo, un diagrama unifilar de un arreglo de barra de interruptor y medio, se puede observar que son usados los relevadores convencionales [6].

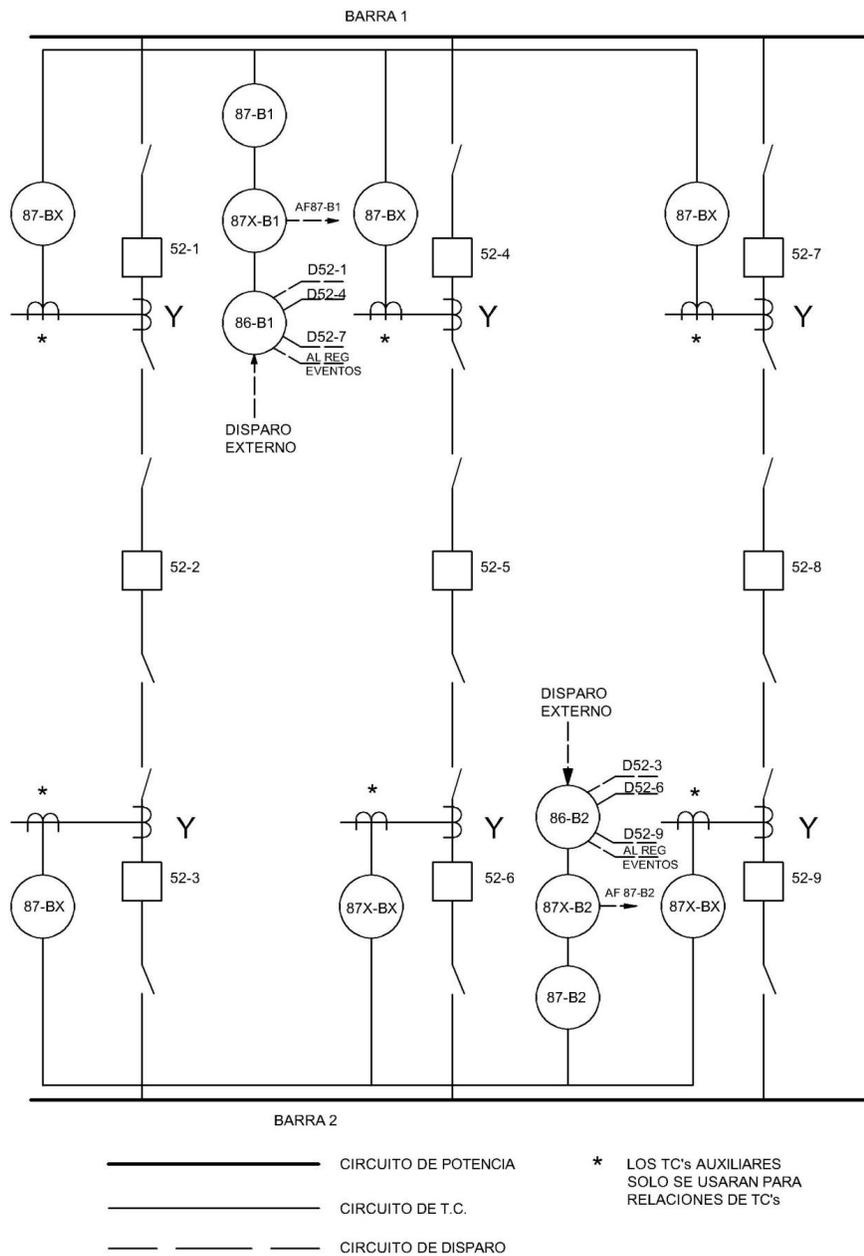


Figura 5.17 Protección diferencial de barras 400, 230 y 85 kV con relevadores convencionales en un arreglo de interruptor y medio.

5.10 Relevador diferencial de barras microprocesado SEL-487B

Ahora se describirá la protección diferencial de barras con relevadores microprocesados. Estos relevadores son dispositivos de control y automatización. A diferencia con los relevadores convencionales del tipo manual y automático, ya no son necesarias las maniobras al momento de realizar transferencias de carga, en el caso de un arreglo de doble barra con interruptor de amarre, ya que estos relevadores tienen la característica de poder programarse para que desactive la protección diferencial al realizar ese tipo de

transferencia programando que no se active la diferencial cuando se tengan ciertas condiciones en el arreglo de barra.

El relevador microprocesado SEL-487B de la marca comercial SEL (Schweitzer Engineering Laboratories), además de proveer protección diferencial de barra, este tipo de relevador provee protección de falla del interruptor y protección de sobrecorriente de respaldo. Es configurable en aplicaciones en tres relés o de relé único. Este relevador tiene 18 entradas análogas de corriente y tres entradas análogas de voltaje. Para barras de no más de 6 terminales, se usa un relevador SEL-487B. Cuando se tiene una aplicación para barras de hasta 18 terminales, se usa tres relevadores SEL-487B; cada relevador SEL-487B provee hasta seis zonas dedicadas para protección de las barras [5]. Este relevador diferencial contiene diferentes características que proporcionan, además de la protección diferencial para las barras, protección de respaldo y otras funciones como alarmas.

5.10.1 Características del relevador microprocesado SEL-487B.

Este relevador consta de varias características que se describen a continuación:

- **Protección de barras.** Provee protección diferencial para los siguientes arreglos de barras: barra simple, doble barra, doble barra con barra de transferencia, “interruptor y medio”, configuración triple barra, generadores, motores, bancos de condensadores en paralelo, autotransformadores y reactores.
- **Elementos de tensión.** Consta de elementos tensión de fase, secuencia negativa y/o secuencia cero están disponibles como criterio de disparo adicional, para la supervisión de disparo.
- **Falla de interruptor.** La protección de falla de interruptor provee protección para falla de interruptor y re-disparo de interruptor para las 18 terminales. La reposición de fase abierta asegura la reposición de elementos de corriente en menos de un ciclo.
- **Protección diferencial.** Algoritmos innovadores conmutan el relevador a un modo de alta seguridad durante condiciones de fallas externas. Mientras está en el modo de alta seguridad, el algoritmo no bloquea los elementos diferenciales, evitando así retardos de tiempos innecesarios en el despeje de falla evolutivas externa o interna.
- **Elementos de sobrecorriente.** Cada uno de las 18 terminales de corriente provee un nivel de protección instantánea de fase (50) y un nivel de protección de sobrecorriente de tiempo (51).
- **Detección de TC en circuito abierto.** El elemento diferencial sensible independientemente en cada zona para detectar TC en circuito abierto, en cortocircuito o con polaridad incorrecta.
- **Diferencia en la relación de TC's.** Diferencias en la relación de TC tan altas como 10:1 pueden ser instaladas. Por ejemplo esto significa que puede instalar un nuevo alimentador con TC de relación 2000/5 a sistemas de barras existentes que tienen TC de relación 200/5.
- **Ecuaciones de control SELogic expandidas.** Se puede modificar y ajustar aplicaciones personalizadas del relevador, mediante la programación de ecuaciones de control SELogic estilo PLC (controlador lógico programable IEC 61131-3) que incluye funciones de comparación y funciones matemáticas.
- **Ajuste de Alias (sobrenombres).** Puede usarse hasta 200 sobrenombres para renombrar cualquier cantidad digital o análoga en el relevador. Los alias están disponibles para uso en

programas adaptados por el cliente, haciendo más fácil la programación inicial y el mantenimiento.

- **Software computacional.** Se usa como editor de ajustes el software computacional acSELerator para desarrollar los ajustes fuera de línea.

A continuación en la Figura 5.18 se muestra de manera simplificada la descripción funcional del relevador microprocesado SEL-487B.

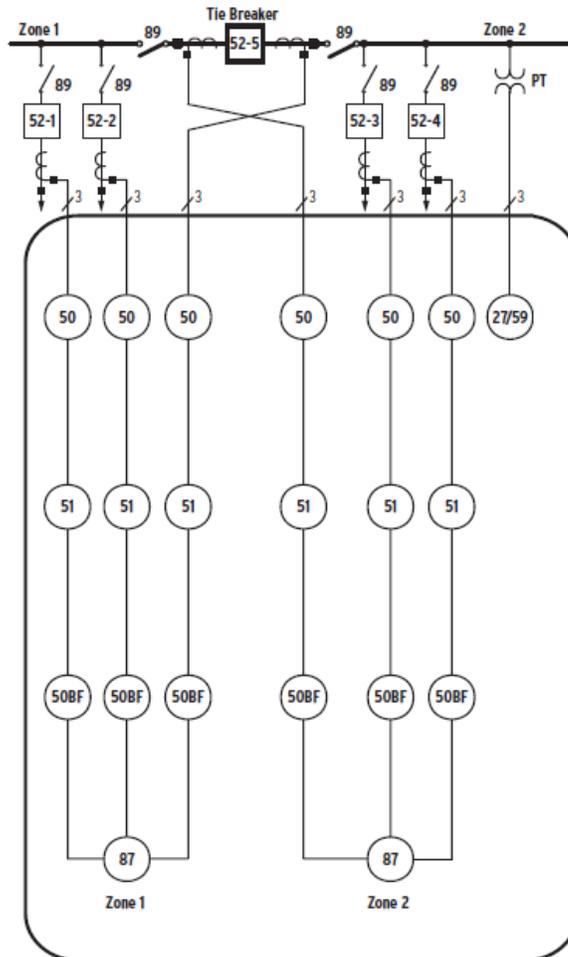


Figura 5.18 Funciones básicas del relevador SEL-487B en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Como se puede observar en la Figura 5.18 el relevador microprocesado contiene diversas funciones para la protección de barras colectoras teniendo así una gran variedad de características para el control y automatización de la protección diferencial de barras.

Véase la Figura 5.19 donde se utilizan relevadores diferenciales microprocesados para un arreglo de interruptor y medio [5].

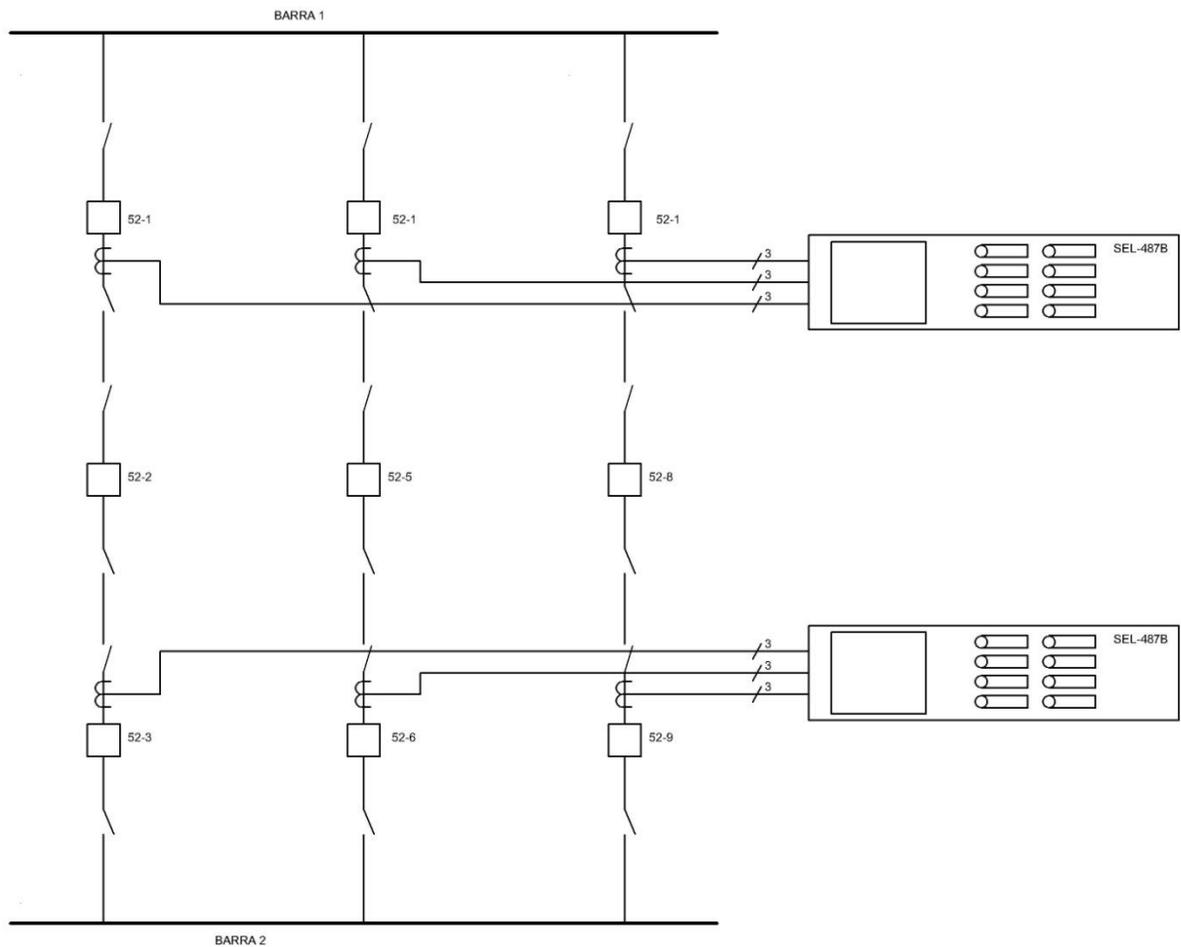


Figura 5.19 Protección diferencial de barras con relevadores microprocesados en un arreglo de interruptor y medio.

La diferencia en la Figura 5.19 con respecto a la Figura 5.17 es notable. La cantidad de relevadores necesarios para la protección de barras disminuye. Obsérvese que ahora son necesarias solo dos diferenciales microprocesados para proteger la barra haciendo de esta una mejor opción en cuanto a espacios y costos.

A continuación se describirán los elementos que utiliza el relevador microprocesado para la protección de barras colectoras.

5.10.2 Elementos para la protección de barras

El relevador microprocesado incluye seis elementos para la protección de barras para seis zonas de protección, estos elementos que se describirán a continuación son los que procesarán las señales de las corrientes para realizar operaciones matemáticas con la ayuda de algoritmos de protección. Cada una de las seis zonas consiste de los siguientes tres elementos:

- Elemento diferencial usando valores fasoriales
- Elemento direccional usando valores fasoriales

- Lógica de detección de fallas usando valores instantáneos.

En la Figura 5.20 se muestra un diagrama de bloques de la lógica de uno de los seis elementos de protección de barras, con solo dos (I01 e I02) de las 18 entradas de corriente.

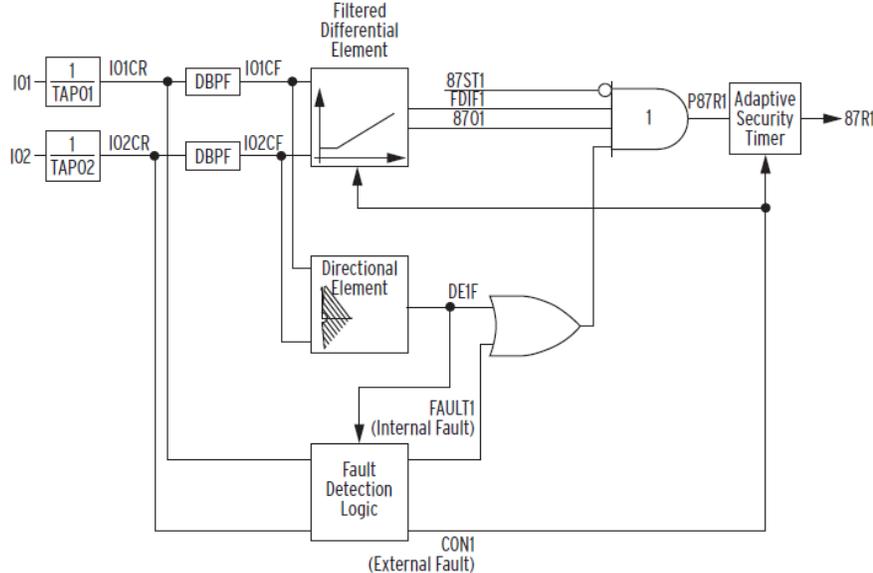


Figura 5.20 Diagrama de bloques de la lógica del elemento para protección de barras.

De la Figura 5.20, la parte numérica de los Relay Word Bits se refiere ya sea a un elemento de la protección de barras (1 a 6) o al número de terminal (1 a 18). El elemento de protección que se describirá se refiere al elemento 1 de la protección de la barra. Por ejemplo FDIF1 se refiere a la salida del filtro del elemento diferencial 1. I01 e I02 se refiere a las corrientes de entrada de las terminales I01 e I02. Después de que el relevador realiza la conversión en por unidad (p.u.), los datos I01CR e I02CR se dividen para seguir dos direcciones diferentes. Una de las direcciones pasa a través de un filtro (DBPF) hacia el filtro del elemento diferencial y el elemento direccional; la otra dirección aporta un valor instantáneo para la lógica de detección de fallas.

El filtro del elemento diferencial usa las corrientes entrantes de cada terminal de la zona de protección para calcular las corrientes de operación y restricción. El elemento direccional compara la dirección de la corriente de una terminal de referencia con la dirección de las corrientes de las demás terminales en la zona de protección para calcular la dirección de la falla. Varios elementos se combinan en la lógica de detección de falla para distinguir entre una falla interna en la barra (FAULT1) y una falla externa (CON1). La compuerta 1 AND combina la compuerta OR (combinación de los elementos direccional y lógica de detección de falla) con el elemento diferencial sensible (87ST1) para supervisar el filtro del elemento diferencial. La salida de la compuerta AND activa un temporizador que controla la salida final (87R1) del elemento de protección de barra.

5.10.2.1 Filtro del elemento diferencial.

Como ya se mencionó anteriormente, según el fabricante, puede hacer que sus relevadores tengan ciertas características. En el caso del relevador SEL-487B, las corrientes de restricción no las ve como un

promedio de las corrientes que entran y salen, sino como una suma del valor absoluto de ellas. Por lo tanto de acuerdo a los términos de la Figura 5.20 se tendrán las siguientes fórmulas para la determinación de la corriente de restricción y operación que realiza el filtro del elemento diferencial.

$$IRT1 = |I01CF| + |I02CF| + \dots + |I18CF| \quad \text{Ec. 5.2}$$

Y la corriente de operación está determinada por:

$$IOP1 = |I01CF + I02CF + \dots + I18CF| \quad \text{Ec. 5.3}$$

Donde $I01CF, I02CF, \dots, I18CF$ son los valores de las corrientes en p.u. en las 18 entradas de corriente del relevador.

En la siguiente Figura 5.21 se observa otro diagrama de bloques en el cual se muestra los elementos descritos en las ecuaciones anteriores para obtener las cantidades de la corriente de operación y restricción usado en el filtro del elemento diferencial. El Relay Word bits FDIF1 es la salida del cálculo de la diferencial. El Relay Word bits 87O1 asegura cuando la corriente diferencial excede el umbral O87P. En conjunto estos dos Relay Word bits forman el filtro del elemento diferencial característico. Véase la Figura 5.21.

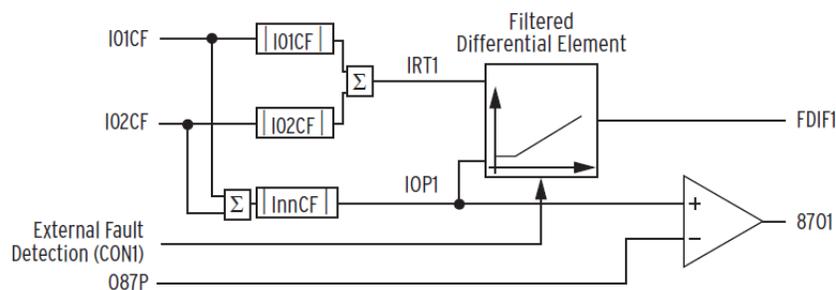


Figura 5.21 Diagrama de bloques del filtro del elemento diferencial.

Por lo tanto de acuerdo a la Figura 5.21 el umbral O87P o la corriente de operación en función de la corriente de restricción en el relevador diferencial microprocesado está determinada por:

$$IOP1(IRT1) = \frac{SLP1}{100} IRT1 \quad \text{Ec. 5.4}$$

La pendiente de operación característica de relevador microprocesado será:

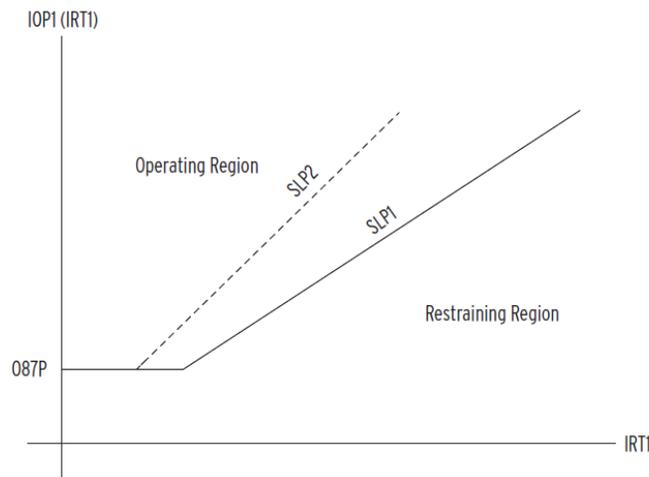


Figura 5.22 Pendiente característica del filtro del elemento diferencial.

Obsérvese la figura anterior, cuando la corriente de operación IOP1 excede el umbral 087P pasa a la región de operación, el filtro del elemento diferencial emite una señal de salida. Se tienen dos ajustes de pendientes. La pendiente SLP1 es efectiva para fallas internas, y la pendiente SLP2 es efectiva para fallas externa.

5.10.2.2 Elemento direccional

Otro elemento que incluye el relevador es el elemento direccional que supervisa al filtro del elemento diferencial. Este elemento provee seguridad adicional al filtro diferencial durante una falla externa con condiciones de saturación de TC.

El elemento direccional compara la dirección de la corriente de una terminal de referencia con la dirección de las corrientes de todas las demás terminales de clasificación de cada zona. Una terminal de clasificación es una terminal con un valor de corriente mayor a la de ajuste 50DSP; el relevador selecciona una de estas corrientes como referencia. Para realizar el cálculo, el relevador usa la parte real del producto de la terminal de corriente y el conjugado de la corriente de la terminal de referencia. Véase la Figura 5.23.

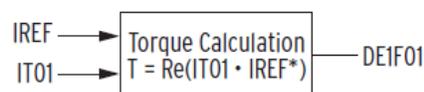


Figura 5.23 Cálculo del torque usado en el elemento direccional para determinar la dirección de la falla.

El relevador declara que existe una falla interna cuando la dirección de la corriente en todas las terminales restantes coincide con la dirección de la corriente en la terminal de referencia. Para el elemento direccional, para iniciar el procesamiento, el valor de la corriente, al menos dos terminales dentro de la zona, debe de exceder por mucho el valor del 50DSP. En la Figura 5.24 se muestra la característica del elemento direccional, el área sombreada indica una falla interna.

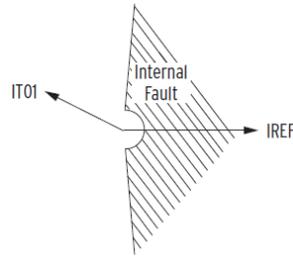


Figura 5.24 Característica del elemento direccional.

Ahora en la Figura 5.25 se considera que se tienen 4 terminales en la zona 1, con entradas I01CF, I02CF, I03CF e I04CF. Se considera que la magnitud de corriente en la terminal I04CF es menor al umbral de 50DSP.

Primero el elemento direccional determina que terminales tienen una corriente de fase con magnitud mayor al umbral 50DSP, el relevador selecciona solamente las entradas I01CF, I02CF y I03CF para procesarlos. El relevador selecciona la entrada I01CF como referencia (IREF) y compara la dirección de la corriente I02CF (IT02) y la corriente I03CF (IT03) para esta referencia. La salida DE1F se afirma solamente si la dirección de las corrientes tanto en IT02 como en IT03 coincide con la dirección de la corriente de la terminal de referencia. Véase la Figura 5.25.

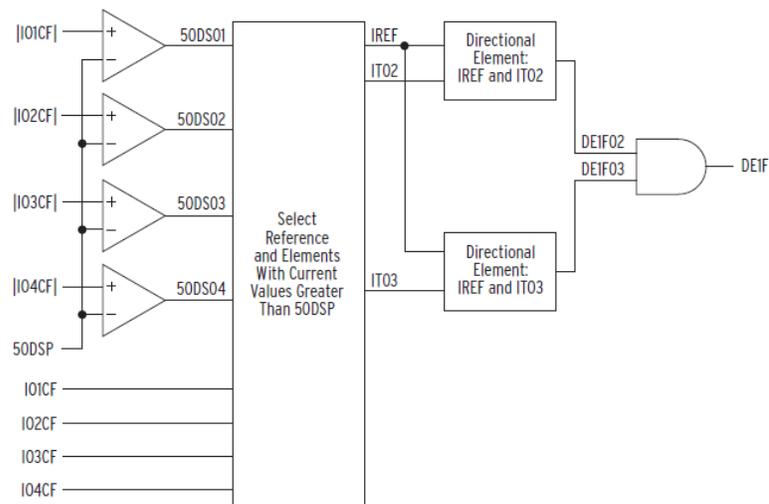


Figura 5.25 Lógica del elemento direccional.

5.10.2.3 Lógica de detección de falla

La lógica de detección de falla distingue entre fallas externas (lógica de detección de falla externa) y fallas internas (lógica de detección de falla interna), véase la Figura 5.26.

Cuando la lógica de detección detecta una falla externa, el Relay Word bit CON1 se afirma, y cuando se detecta una falla interna se afirma el Relay Word bits FAULT1.

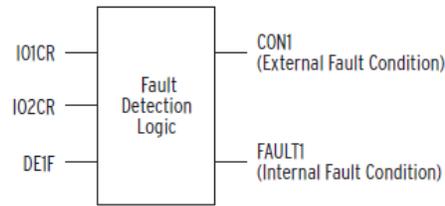


Figura 5.26 Lógica de detección de falla.

El elemento de lógica de detección de falla usa corrientes instantáneas en p.u. para calcular una cantidad de restricción IRT1R y la cantidad de operación IOP1R. Véase la Figura 5.27.

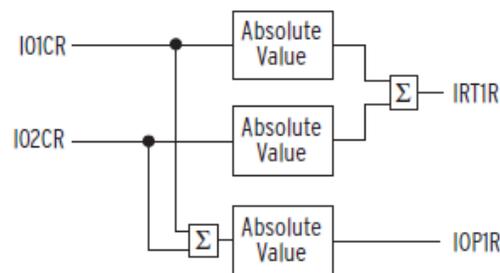


Figura 5.27 Lógica de detección de falla para obtener cantidades de restricción y operación.

En general, las corrientes de operación y restricción incrementan simultáneamente con una falla interna; para una falla externa, solamente la corriente de restricción incrementa si el TC no se satura.

Al comparar el cambio de la corriente de operación ($\Delta IOP1R$) con el cambio de corriente de restricción ($\Delta IRT1R$), el relevador detecta condiciones de falla externa. Debido a que los TC's pueden saturarse durante una falla externa, el relevador afirma la condición de falla externa (Relay Word bits CON1) 60 ciclos después de detectarse la falla externa. Véase ahora la Figura 5.28 donde se muestra la lógica de detección de una falla externa.

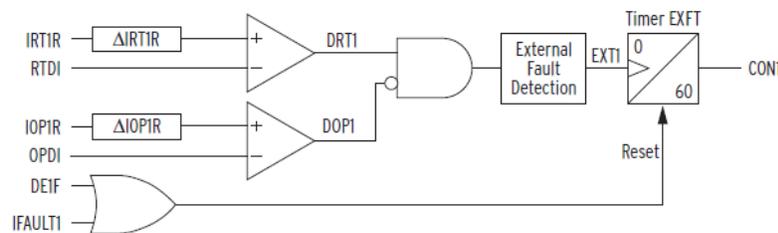


Figura 5.28 Lógica de detección de falla externa.

Para la lógica de detección de una falla interna, el relevador usa características similares a la del filtro del elemento diferencial.

En la Figura 5.29 se muestra la lógica de detección de falla interna consiste de elementos diferenciales instantáneos, la lógica de detección de falla de medición consecutiva y la lógica de detección de falla

rápida. La salida RDIF1 del elemento diferencial instantáneo, forma la entrada de la detección de falla de medición consecutiva y la lógica de detección de falla rápida. La lógica de detección de falla de medición consecutiva declara una falla interna cuando la corriente diferencial todavía persiste en una medición consecutiva uno y medio ciclo después de afirmar el elemento diferencial instantáneo. Cuando esta lógica detecta una falla interna, afirma el Relay Word bits IFAULT1.

Véase la Figura 5.29 donde se muestra la lógica de detección de falla interna con los elementos descritos anteriormente.

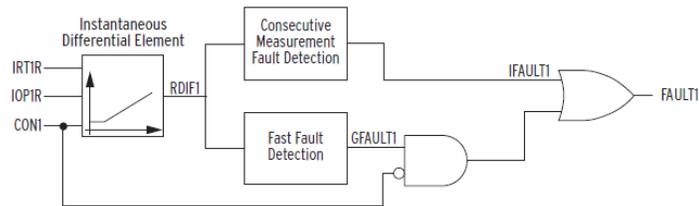


Figura 5.29 Lógicas de detección de falla interna, elemento diferencial instantáneo, detección de falla de medición consecutiva y detección de falla rápida.

Quando se tienen instalados pararrayos en las barras, una descarga en ellas genera una corriente con trayectoria a tierra, cuando estos dispositivos conducen esta corriente, resulta una corriente diferencial en los elementos diferenciales. La lógica de detección de falla rápida califica la corriente de operación con un retardo de tiempo para diferenciar entre la corriente de operación (resultado de la sobretensión en el pararrayo) y la corriente de operación debido a una falla interna. Si la lógica de detección de falla rápida detecta una falla interna, se afirma el Relay Word bits GFAULT1.

5.10.3 Elemento diferencial sensible

Para cada zona, el elemento diferencial sensible detecta una corriente diferencial que puede ser resultado de la condición de TC abierto o en cortocircuito. Si alguna de las condiciones excede el retardo ajustado, el elemento afirma una alarma. Para esto se tienen dos Relay Word bits por zona: uno instantáneo 87S1; y uno con retardo de tiempo 87ST1. Se usa el 87ST1, salida de retardo de tiempo, para alarma y supervisión. Cada elemento diferencial compara la cantidad de operación del elemento diferencial sensible IOP1 con el umbral de ajuste S87P. En la siguiente Figura 5.20 se muestra la lógica del elemento diferencial sensible.

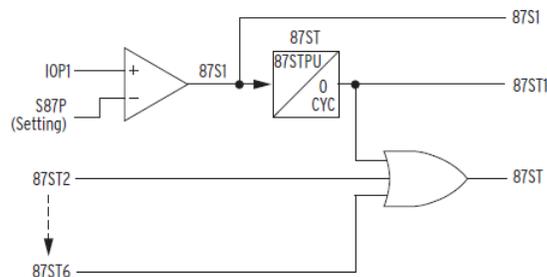


Figura 5.30 Elemento diferencial sensible (87S).

5.10.4 Supervisión de zona

Esta lógica provee un criterio de supervisión final antes de que una señal disparo suceda. En la siguiente Figura 5.31 se muestra la lógica para el elemento diferencial 1. El Relay Word bits 87R1 es la salida proveniente del elemento diferencial, y Z1S es una ecuación de control lógica en los ajuste de configuración de zona. La lógica de disparo de la diferencial usa el Relay Word bits 87Z1, la lógica de esta salida, es para determinar la terminal de disparo. Véase la Figura 5.31.

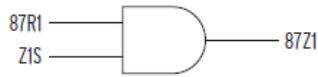


Figura 5.31 Lógica de supervisión de zona.

Los ajustes Z1S es la ecuación lógica con el cual se pueden programar condiciones para supervisar el elemento diferencial (87R1). Por ejemplo, este es la configuración en la que se ingresa la salida del chequeo de zona del elemento diferencial durante la configuración del chequeo de zona.

5.10.5 Lógica de disparo de la diferencial

Esta es la etapa final de la salida de disparo de la diferencial. En este punto se considera que elemento diferencial ya ha operado (87R1), y todo el criterio de supervisión se cumple (Z1S).

En la siguiente Figura 5.32 se muestra un diagrama de flujo en el cual se muestra el proceso para el disparo de los interruptores en función de la operación del elemento diferencial, 87Zn, donde n=1 a 6.

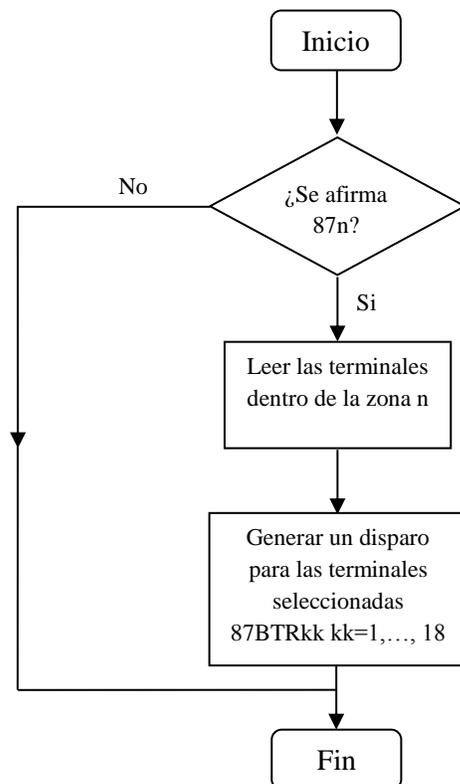


Figura 5.32 Diagrama de flujo de la lógica de disparo de la diferencial de barras.

En la Tabla 5.1 se muestran los Bits de disparo de la diferencial que utiliza la lógica de la Figura 5.32. [26]

Tabla 5.1 Disparos diferenciales.

Terminales dentro de las zonas de protección	Bit de disparo diferencial
I01	87BTR01
I02	87BTR02
I03	87BTR03
I04	87BTR04
I05	87BTR05
I06	87BTR06
I07	87BTR07
I08	87BTR08
I09	87BTR09
I10	87BTR10
I11	87BTR11
I12	87BTR12
I13	87BTR13
I14	87BTR14
I15	87BTR15
I16	87BTR16
I17	87BTR17
I18	87BTR18

5.10.6 Panel frontal y posterior

A continuación se describirá el panel frontal y posterior del relevador SEL-487B y de que se conforma cada uno. El panel frontal se muestra en la Figura 5.33. Tiene tres bolsillos para poner etiquetas: un bolsillo para la etiqueta de los LED's TARGET y dos bolsillos para las etiquetas de control de operador.

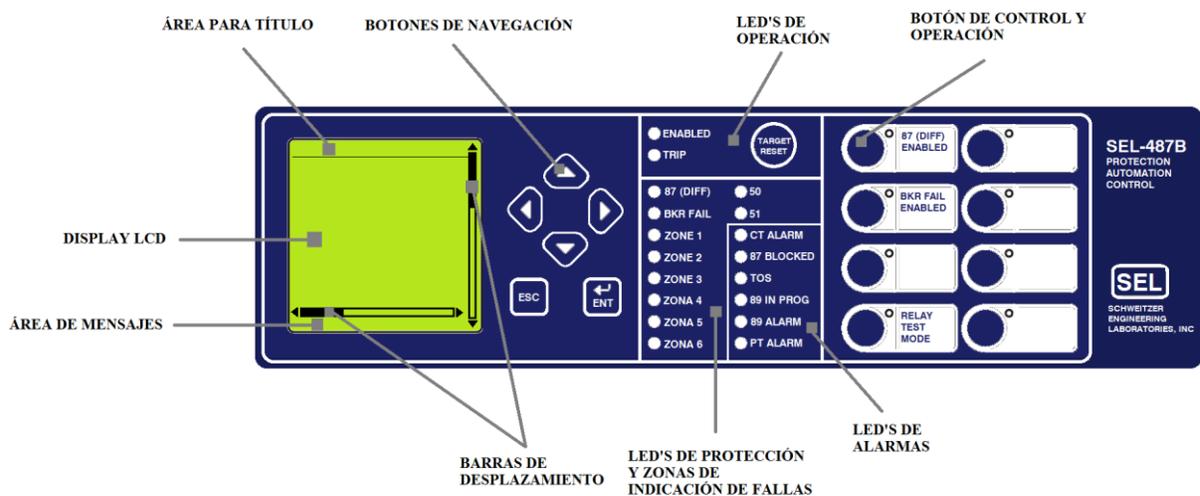


Figura 5.33 Panel frontal del relevador microprocesado SEL-487B.

En la Figura 5.33, se observar el aspecto del panel frontal del relevador. Se puede observar que cuenta con una pantalla LCD, botones de navegación, LED's para indicar alguna señalización y botones de activación. El usuario puede programar todas las indicaciones de los LED's, excepto los LED's "ENABLED" y "TRIP" para indicar condiciones de acuerdo a las necesidades que se tengan en el arreglo de barra. El relevador cuenta con ecuaciones de control para el encendido de los LED's.

A continuación en la Figura 5.34 se describirán los LED's de señalización que trae por defecto el relevador.

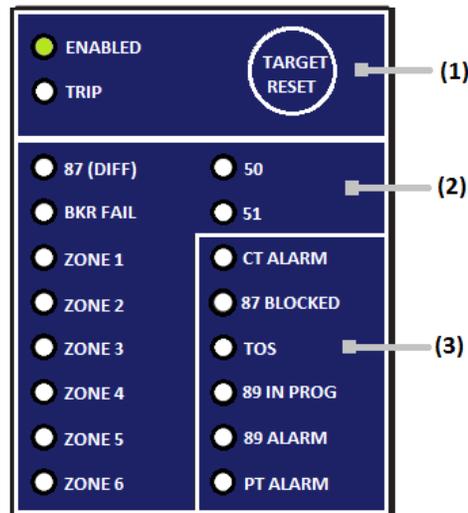


Figura 5.34 LED's de señalización del panel frontal.

En la Figura 5.34 se observan tres áreas de LED's de señalización que se encuentran en el panel frontal del relevador. Cada área consta de lo siguiente:

El área (1) es el área operacional y consta de dos LED's "ENABLED" y "TRIP" el primero sirve para indicar si el relevador está activado y el segundo indica que el relevador ha realizado un disparo. El botón "TARGET RESET" reinicia las señalizaciones de todo el panel frontal.

El área (2) es el área de indicación de protección y zona. Esta provee información esencial acerca de un evento de disparo en la zona que se esté protegiendo. Los LED's de disparo son:

- 87 (DIFF): cuando se ilumina y se enclava, indica la operación de cualquier elemento diferencial del relevador.
- BKR FAIL: este indica la operación de falla de interruptor en cualquiera de los 18 elementos del mismo.
- ZONE 1-6: estos LED's indican la(s) zona(s) en la(s) que ha ocurrido una falla.
- 50: indica la operación del elemento de sobrecorriente instantáneo en cualquiera de las 18 terminales.
- 51: indica la operación del elemento de sobrecorriente temporizado en cualquiera de las 18 terminales.

Por último el área (3). Esta área es la de señalización de alarmas y está conformado de las siguientes señalizaciones:

- CT ALARM: este LED se ilumina cuando se afirma cualquiera de los 6 elementos diferenciales sensibles indicando así que puede llegar a existir (no necesariamente) algún problema con los transformadores de corriente.
- 87 BLOCKED: este LED se ilumina cuando cualquiera de las seis ecuaciones de control de zonas de supervisión toma un valor lógico de 0.
- TOS (Terminal Out of Service): este LED nos indica cuando una de las 18 terminales se encuentra fuera de servicio.
- 89 IN PROG: se ilumina cuando la operación de un desconectador cualquiera de los 48 se encuentra en curso.
- 89 ALARM: este LED se ilumina cuando se activa una alarma por desconectador.
- PT ALARM: este LED se ilumina y se enclava después de un tiempo de 240 ciclos, indicando la presencia de voltaje de secuencia negativa o cero.

Ahora a continuación se describirán los botones de control de operador. Véase la Figura 5.35.

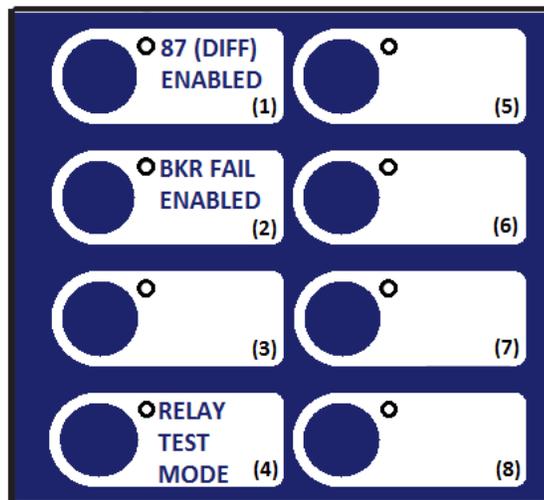


Figura 5.35 Botones de control de operador.

De la figura anterior se observan los botones de control de operador cada uno con un LED de señalización. Así como los LED's de señalización, estos botones vienen programados de fábrica pero puede ser configurables a las necesidades requeridas. El botón (1) 87 (DIFF) ENABLED habilita la protección diferencial; el botón (2) BKR FAIL ENABLED habilita la protección de falla de interruptor; y el botón (4) RELAY TEST MODE habilita la protección diferencial y la protección de falla de interruptor, pero inhibe las salidas de disparo.

Tanto los Relay Word bits de los botones ((1) PB1, (2) PB2,..., (8) PB8) y de los LED's de señalización (PB1_LED, PB2_LED,..., PB8_LED) de cada uno, pueden configurarse ingresando una ecuación de control en los ajustes de configuración del panel frontal.

En la Figura 5.36, se observa el aspecto del panel posterior del relevador donde se puede encontrar todas la entradas análogas de los TC's y TP's y las entradas y salidas de control; se puede observar también los puertos para comunicación así como las terminales para la alimentación.

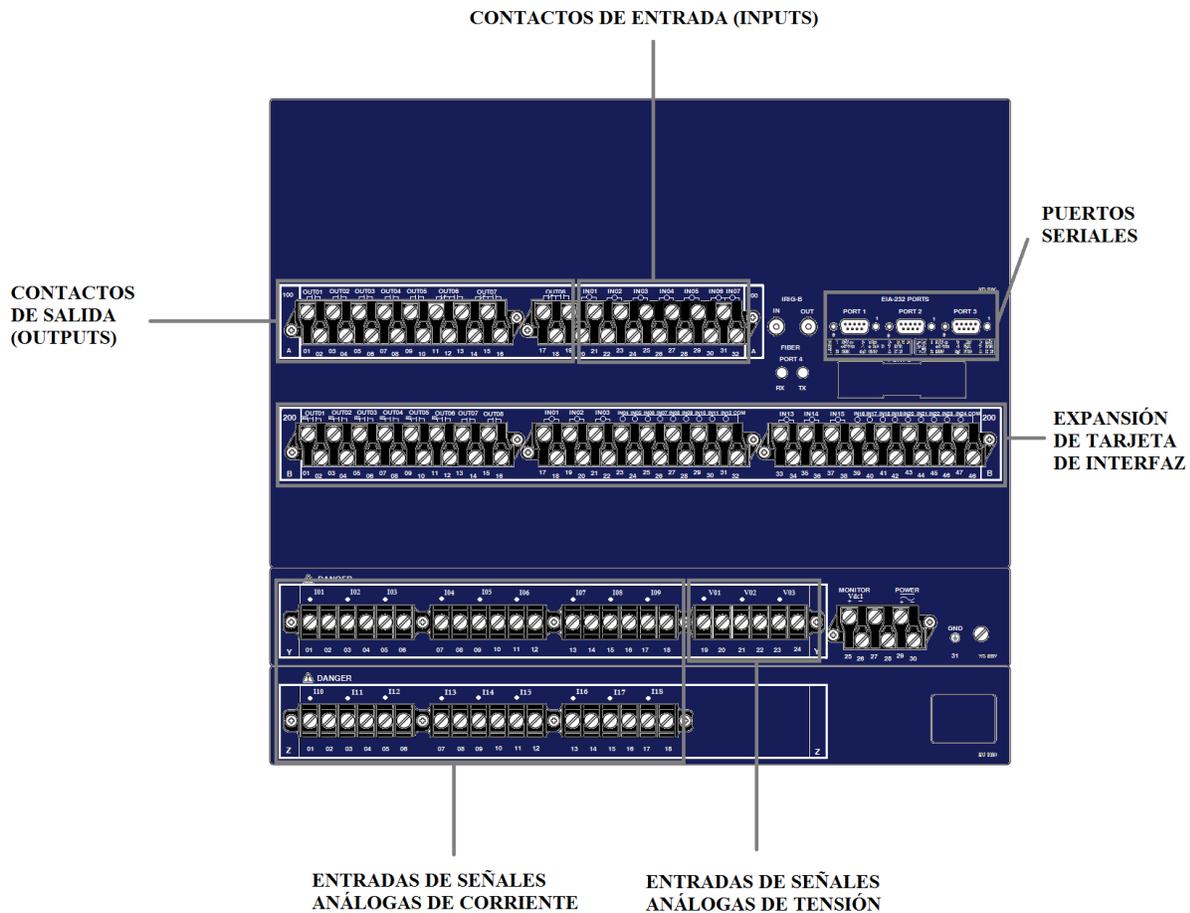


Figura 5.36 Aspecto del panel posterior del relevador microprocesado SEL-487B.

5.10.7 Software para PC

El relevador microprocesado incluye un software propietario llamado Acselelator. Una herramienta muy útil para realizar ajustes, análisis y mediciones. Con el software propietario se puede realizar lo siguiente:

- Crear y administrar ajuste al relevador
- Analizar eventos
- Controlar el relevador

Para mayor información sobre los pasos a seguir para la comunicación entre la PC y el relevador microprocesado véase el ANEXO 1 de este trabajo.

CAPÍTULO VI: PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS MICROPROCESADO

6.1 Introducción

En este capítulo se describirán los ajustes de las simulaciones que se llevaron a cabo con el relevador microprocesado SEL-487B, para un arreglo de barra sencilla; así como los cálculos necesarios para la selección correcta de la relación de transformación de corriente de los TC's. Se reporta también los resultados que se obtuvieron al realizar las simulaciones en condiciones normales de operación; condiciones de falla interna y externa; y falla de TC abierto.

Con la ayuda del software SEL-5401, se realizó las simulaciones de fallas en un arreglo de barra sencilla, en la cual se observará el comportamiento del relevador microprocesado SEL-487B cuando se presentan condiciones normales de operación, fallas internas y externas, y falla de TC abierto. Las simulaciones se realizaron en bajo nivel, con una fuente multicanal adaptivo SEL-AMS (Adaptive Multichannel Source) para simular las corrientes y tensiones del arreglo de barra sencilla. En los diagramas unifilares que se verán en este capítulo, muestra solamente como estaría conectado en la realidad el relevador con las barras a través de los transformadores de corriente. Las conexiones de prueba de bajo nivel de la fuente multicanal adaptativo y el relevador SEL-487B se muestran en el ANEXO 2 de este trabajo.

6.2 Simulación de la protección diferencial en arreglo de barra sencilla

Para comenzar y llevar acabo las simulaciones de una protección diferencial de barras, se presenta un diagrama unifilar indicado en la Figura 6.1. El cual corresponde a una parte de una red de subtransmisión. Se tomará entonces un arreglo de barra sencilla que servirá como ejemplo para el desarrollo de este trabajo. Los datos suministrados, en el diagrama de la Figura 6.1 son la potencia y corriente de cortocircuito trifásico al igual que la tensión nominal del sistema. Más adelante se describirá la utilización de los datos para el cálculo.

6.2.1 Configuración del relevador diferencial microprocesado SEL-487B

A continuación se muestran los ajustes y configuraciones necesarias para el arreglo de barra sencilla, para esto se hace uso del software propietario. Para la simulación de inyecciones de corriente y tensión al relevador microprocesado SEL-487B se hará uso del software SEL-5401 (véase el ANEXO 2).

En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar con un arreglo de barra sencilla en donde se observa la zona de protección del relevador.

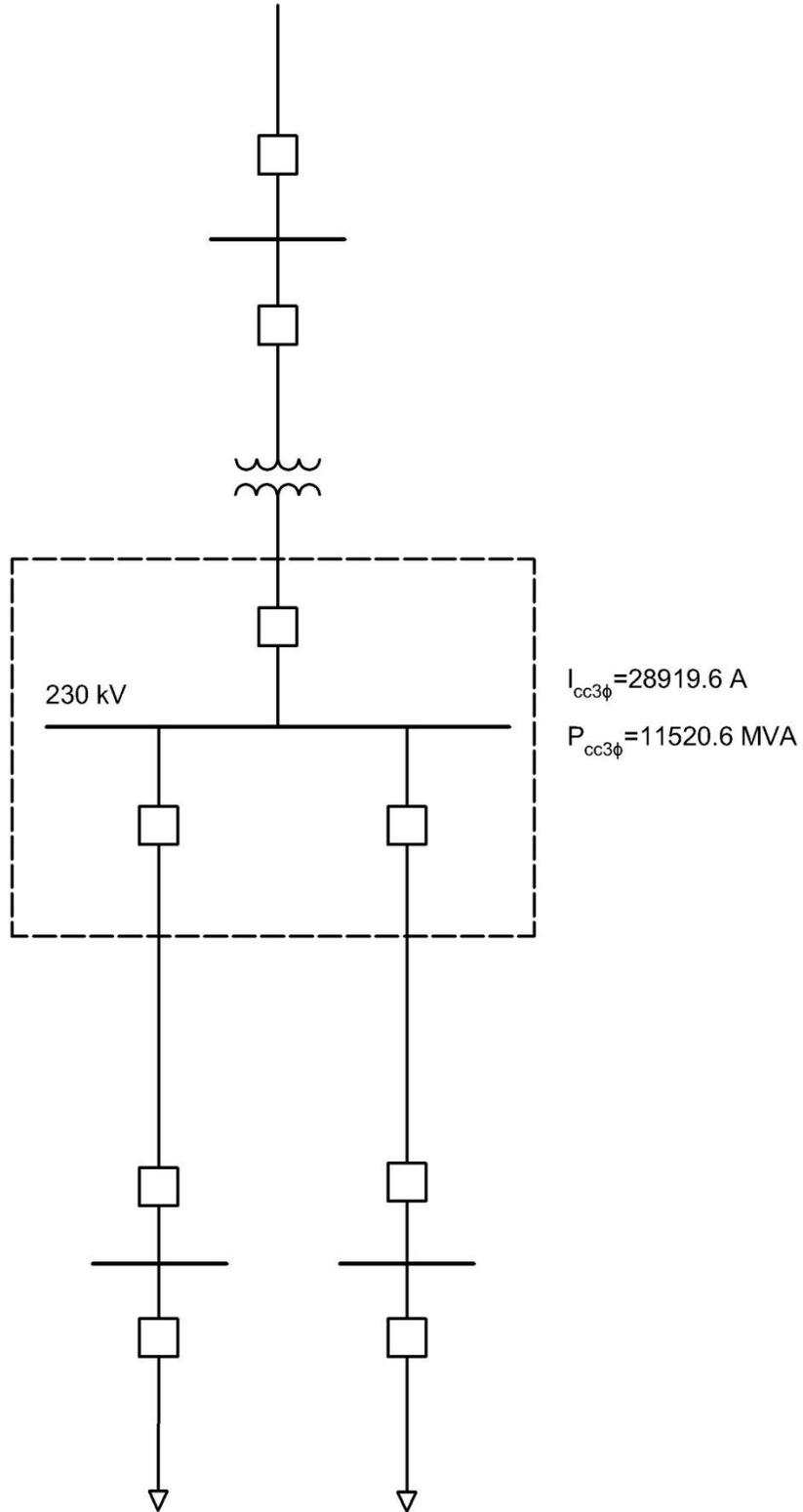


Figura 6.1 Diagrama unifilar de una parte del sistema eléctrico con un arreglo de barra sencilla de 230 kV.

Ahora en la Figura 6.2 se observa el arreglo de barra sencilla con los TC's conectados al relevador diferencial microprocesado.

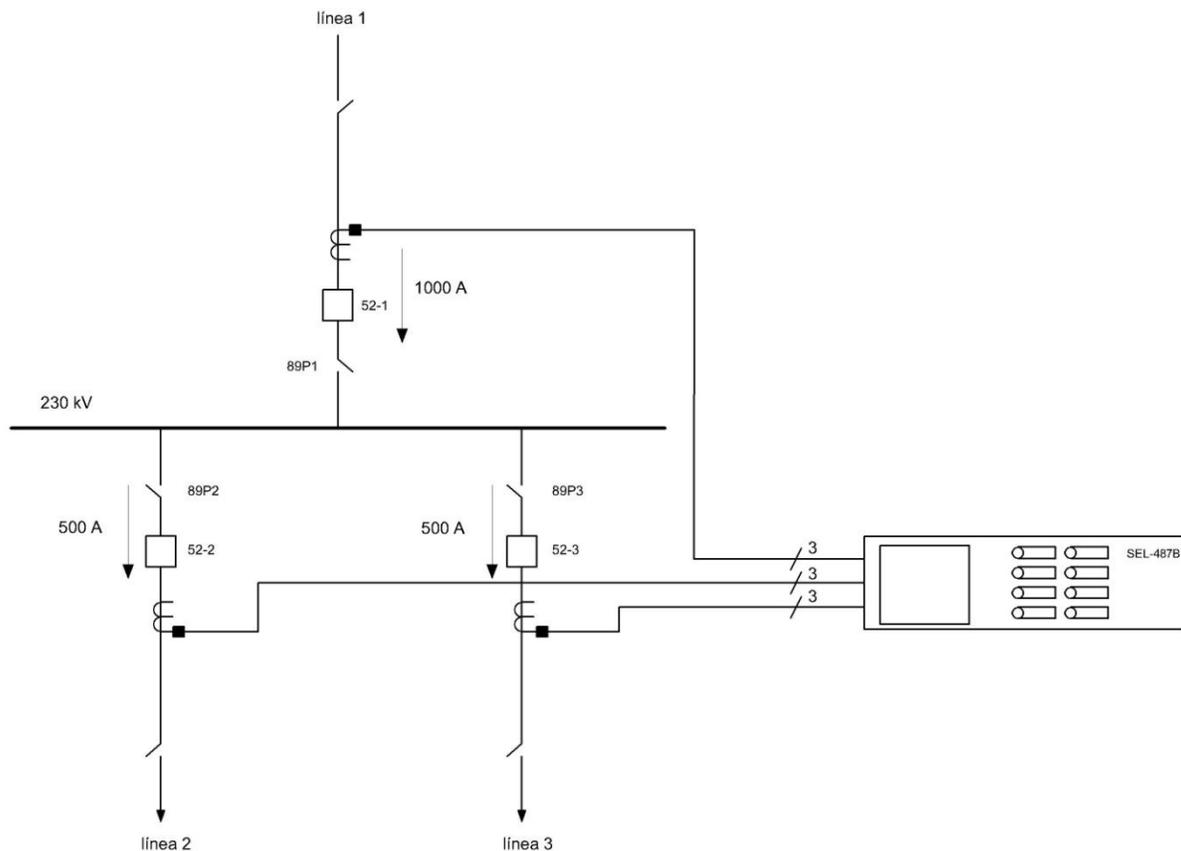


Figura 6.2 Diagrama unifilar reducido a un arreglo de barra sencilla 230 kV.

Nota: para la simulación a condiciones normales se considera que las corrientes de alimentación y de carga son de 1000 A y 500 A respectivamente.

De la figura anterior se observan 3 derivaciones de los cuales la línea 1 representa la entrada, es decir la alimentación, y las líneas 2 y 3 son las salidas a las cargas. En su condición normal se tiene 1000 A de entrada y 500 A de salida tanto en la línea 2 como en la 3.

Para la configuración del relevador se siguen los siguientes pasos:

1. **Alias.** Una vez realizada la comunicación entre la PC y el relevador (véase el ANEXO 1) se ingresan los alias, es decir, el sobrenombre que llevarán cada uno de los elementos conectados a la barra, como son las entradas análogas de corriente y tensión, y las zonas de protección. Tómese como referencia la Figura 6.3, en ella se muestra las conexiones de los TC's y TP's (conexiones de CA), y las conexiones de los contactos de salidas y entradas (conexiones de CD).

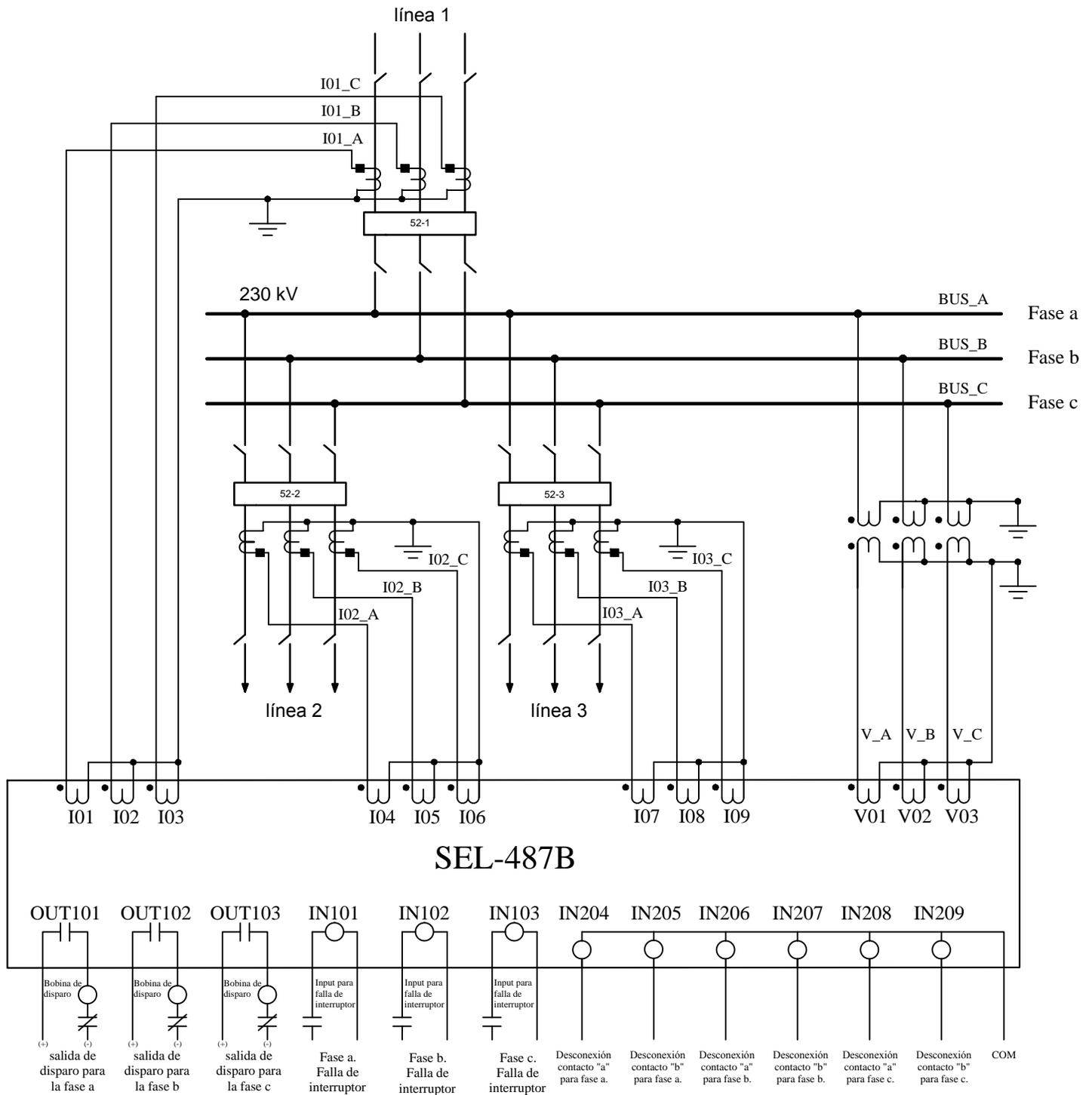


Figura 6.3 Diagrama trifilar con conexión de los TC's y TP's a las entradas análogas del relevador.

Obsérvese (de la Figura 6.3) que las salidas, OUT101-OUT103, son usados para el disparo de las fases. Los contactos de entradas, IN101-IN103, son las conexiones para la falla de interruptor. Las entradas, IN204-IN209, son las entradas para los contactos “a” y “b” de los interruptores de potencia de cada una de las fases.

Recuérdese que las conexiones mostradas en la Figura 6.3, son de como estaría en la realidad conectado el relevador con el arreglo de barra por medio de los transformadores de instrumento, así mismo las conexiones de los contactos de salida y entrada.

Antes de iniciar con la configuración de los “Alias”, es muy importante determinar las zonas de protección del arreglo de barra sencilla. Como cada fase tiene su propio transformador de corriente, se estará protegiendo de manera individual cada fase, es decir, se tendrá una zona de protección para la barra de la fase a; una zona de protección para la barra de la fase b; y una zona para la barra de la fase c. Por lo tanto se tendrán tres zonas de protección (una por cada fase). Véase la Figura 6.4.

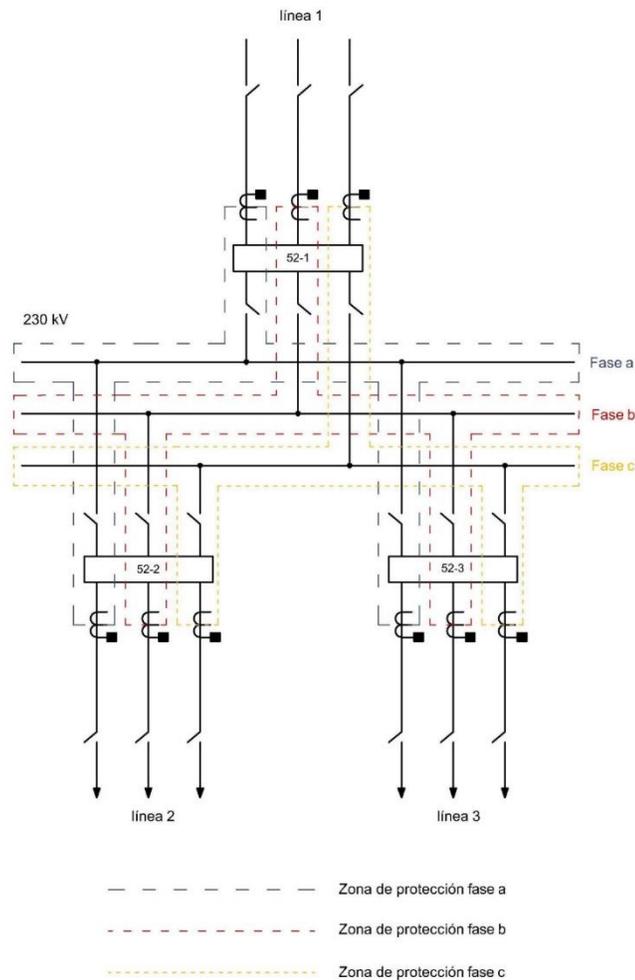
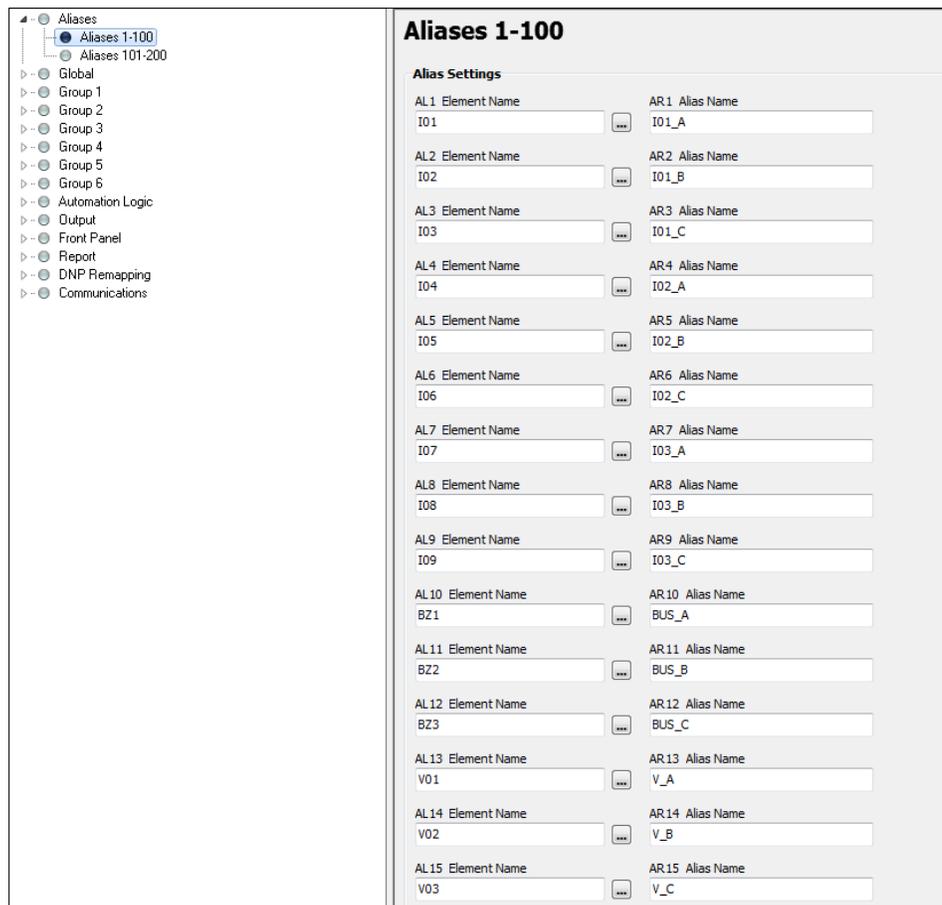


Figura 6.4 Zonas de protección para el arreglo de barra sencilla 230 kV.

Una vez determinadas las zonas de protección y las conexiones de cada una de las entradas de corriente y tensión, se ingresan los "Alias" de las entradas de corriente y tensión; y de las zonas de protección de la barra como se muestra en la Figura 6.5. En este ajuste es de gran importancia darle un nombre a los elementos del relevador que se llegaran a ocupar. En la Figura 6.5 se observaran los nombres de los elementos del propio relevador, que cabe mencionar que dichos elementos (Element Name) no son ajustables ya que son las etiquetas de los Relay Word bits que el relevador trae de fábrica y de alguna manera sirve para identificarlos. El ajuste que se puede hacer a estos nombres es el de otorgarle un sobrenombre o alias para poder identificarlos de acuerdo a las necesidades del arreglo de barra que se tenga. Véase la siguiente Figura 6.5.



Element Name	Alias Name
I01	I01_A
I02	I01_B
I03	I01_C
I04	I02_A
I05	I02_B
I06	I02_C
I07	I03_A
I08	I03_B
I09	I03_C
BZ1	BUS_A
BZ2	BUS_B
BZ3	BUS_C
V01	V_A
V02	V_B
V03	V_C

Figura 6.5 Configuración de los "alias" de cada elemento del arreglo de barra sencilla.

En la Figura 6.5 se observa que en cada una de las entradas análogas de corriente (entradas I01-I09) del relevador se le asocia un sobrenombre para poder identificarlas, es decir, con los "Alias" se conocerá el circuito asociado a dichas entradas análogas. Por ejemplo, en el elemento I01, en ella se asocia la corriente de la fase a de la línea 1 (I01_A), asimismo de manera similar ocurre para el elemento I02 en ella estaría entrando la corriente de la fase b de la línea 1 (I01_B) y en el elemento I03 la fase c (I01_C). Para los elementos de tensión, V01, V02 y V03, que corresponderán a las tensiones de las fases a, b y c respectivamente, se le asignan los "Alias" V_A, V_B y V_C.

Véase también que se hace uso de los elementos “Bus-Zone” (BZ1, BZ2 y BZ3), recuérdese que el relevador SEL-487B tiene la capacidad de proveer hasta 6 zonas de protección. Tomando en cuenta lo descrito de la Figura 6.4, se hará uso de los elementos BZ1, BZ2 y BZ3 que corresponderán a las zonas de protección para la fase a, fase b y fase c respectivamente. Ahora para el elemento "BZ1" que corresponde a la zona de protección 1, se le asigna el sobrenombre de "BUS_A"; para BZ2 se le asigna el sobrenombre BUS_B; y para BZ3 se le asigna BUS_C.

En la siguiente Figura 6.6 se muestra la aplicación de las tres zonas de protección para las tres fases del arreglo de barra sencilla y la conexión de como estaría conectado en la realidad los TC's a las entradas análogas de corriente del relevador [26].

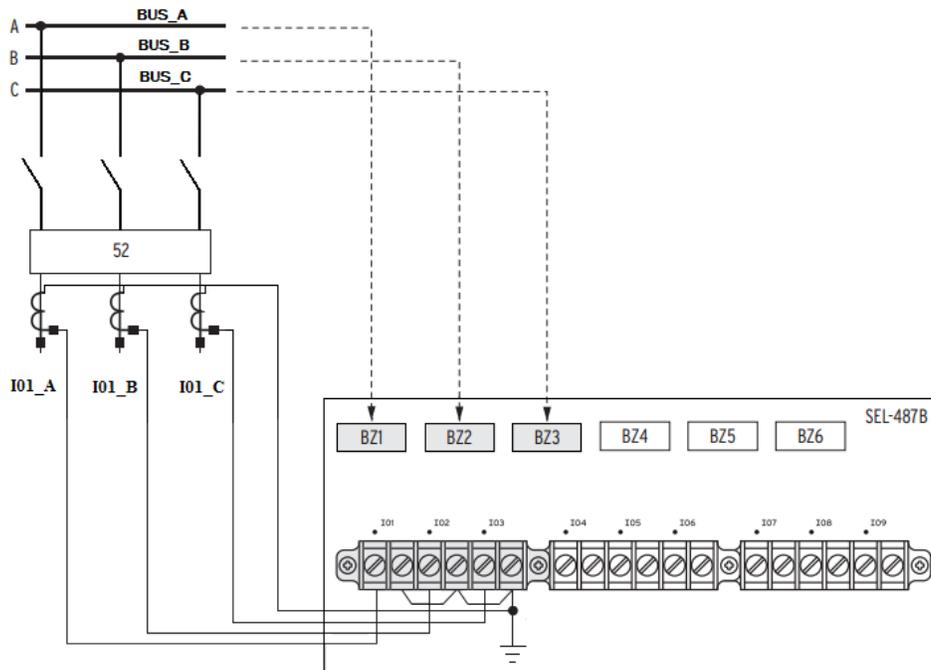


Figura 6.6 Aplicación de tres las zonas de protección para tres fases y la conexión de los TC's con las entrada análogas de corriente del relevador.

Los "Alias" son necesarios ya que al ocurrir un evento de falla, ayudará a identificar, en una falla monofásica por ejemplo, que fase y en qué línea ocurrió la anomalía e incluso la zona afectada. Existe la posibilidad de hacer uso de hasta 200 alias y estos pueden llevar cualquier abreviatura o nombre que creamos necesario. El relevador por defecto contiene algunos alias que se pueden consultar en el ANEXO 3 de este trabajo, y pueden servir como ejemplos para la creación de otros alias. El no otorgarle un alias o sobrenombre a los elementos del relevador incide en la correcta operación del mismo, ya que esto provocaría una mala identificación de los elementos que se encuentran conectados a las zonas de protección del arreglo de barra y por ende representaría un error en el disparo de la diferencial cuando se tengan ciertas condiciones de disparos.

2. **Ajustes globales generales.** Se ingresa al menú global en donde, entre otros ajustes, se pueden configurar el nombre del relevador, la subestación a la que pertenece el arreglo de barra, así como

el formato de fecha y la frecuencia a la que trabajara el equipo (obsérvese la Figura 6.7). Esta configuración es importante ya que al realizar un reporte de un evento es de gran utilidad saber que elemento se está reportando y a que subestación pertenece.

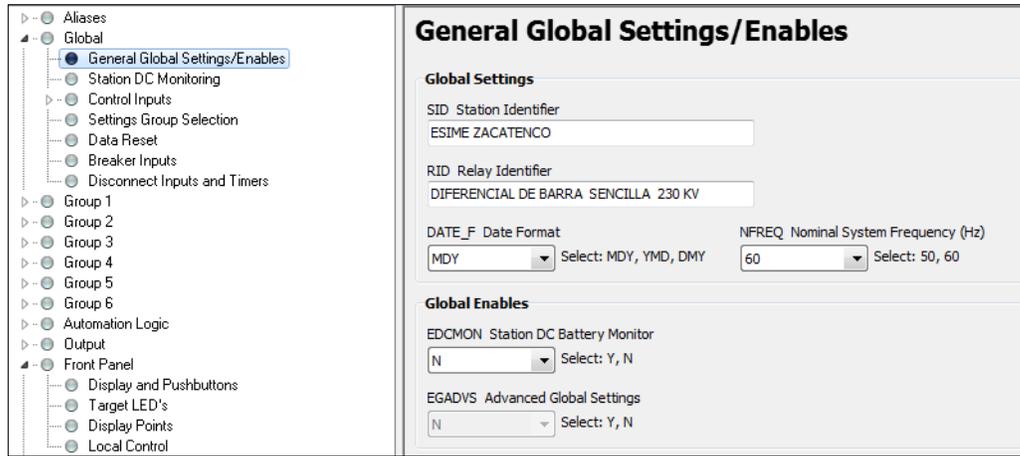


Figura 6.7 Configuración global del relevador.

- Entradas de interruptores.** En el mismo menú de configuración global se encuentra la configuración para las entradas de control de los contactos auxiliares de los interruptores de potencia (52); estos contactos se encuentran conectados a una de las entradas del relé para detectar el estado del interruptor ya sea abierto o cerrado. [5]

En este caso se tiene un total de 9 interruptores 52 (un interruptor por fase) por lo tanto se habilitan 9 interruptores. Para determinar si los interruptores se encuentran abiertos o cerrados, se ingresa un "1" o "0" según corresponda. Véase la Figura 6.8.

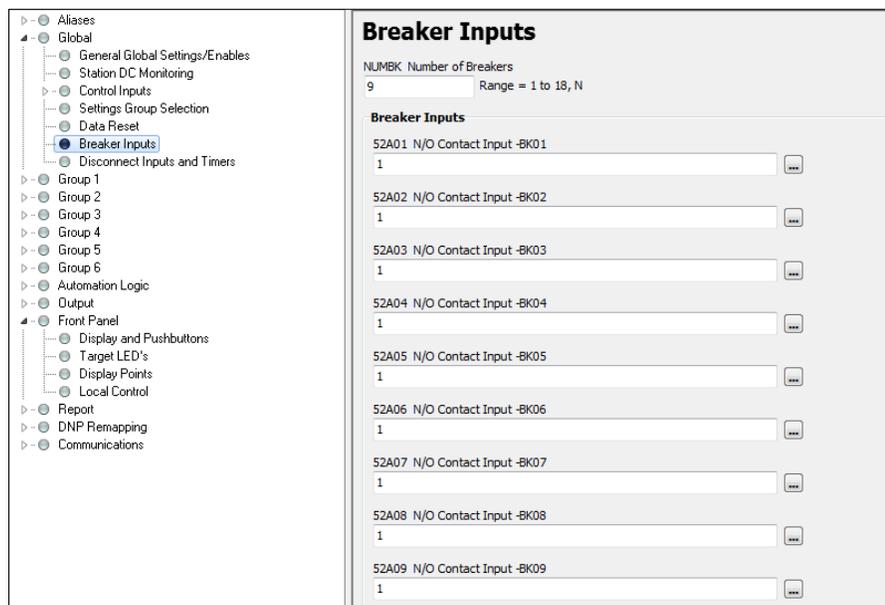


Figura 6.8 Configuración de contactos auxiliares de interruptores de potencia.

4. **Relaciones de transformación de TC's y TP's.** En esta configuración se ingresan las relaciones de transformación de los TC's y TP's. Es necesario dimensionar adecuadamente las capacidades de los TC's, ya que de ellos dependerá la medición correcta de las corrientes que entren y salgan de la barra.

A continuación se muestran los cálculos necesarios para la selección correcta del TC.

Como se sabe por norma, los TC's de protección deben de ser capaces de tolerar 20 veces la corriente nominal sin llegar a saturarse. Por lo tanto si se considera que la corriente de falla trifásica en la barra, de acuerdo a los datos de la Figura 6.1, es de 30 kA aproximadamente, entonces:

$$20I_N \geq I_{cc3\phi} \Rightarrow I_N \geq \frac{30\,000\text{ A}}{20} = 1500\text{ A} \quad \text{Ec. 6.1}$$

De acuerdo al resultado de la Ec. 6.1 se tendrá una corriente nominal de 1500 A, podría seleccionarse un TC con relación de 1500/5 pero podría considerarse que este valor de RTC (relación de transformación de corriente) está muy ajustado, entonces se selecciona un RTC inmediato superior de 2000/5. Por lo tanto la relación de transformación que se usara será de $\frac{2000}{5} = 400$.

En la siguiente Figura 6.9 se observa la configuración de la relación de transformación para cada elemento de entrada (I01-I09) de acuerdo a lo determinado anteriormente.

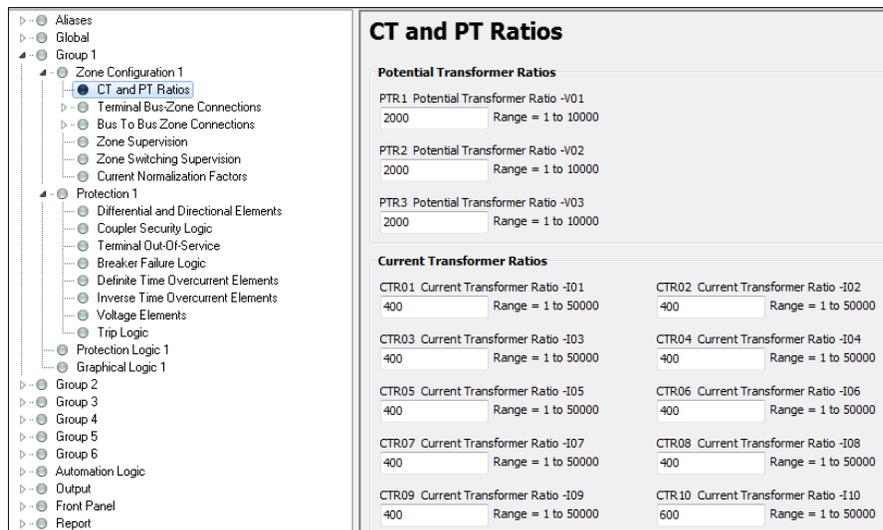


Figura 6.9 Configuración de las relaciones de transformación de los TC's y TP's.

Para la selección de la relación de transformación de los TP's se hace uso de la siguiente formula:

$$RTP = \frac{E_{N(L-L)}}{E_{S(L-L)}} \quad \text{Ec. 6.2}$$

Donde $E_{N(L-L)}$ es la tensión nominal del sistema, es decir 230 kV; $E_{S(L-L)}$ es la tensión nominal secundaria del TP. Para tensiones mayores a los 34.5 kV, la tensión nominal secundaria normalizada es de 115 V. Por lo tanto la relación de transformación de potencial será [35]:

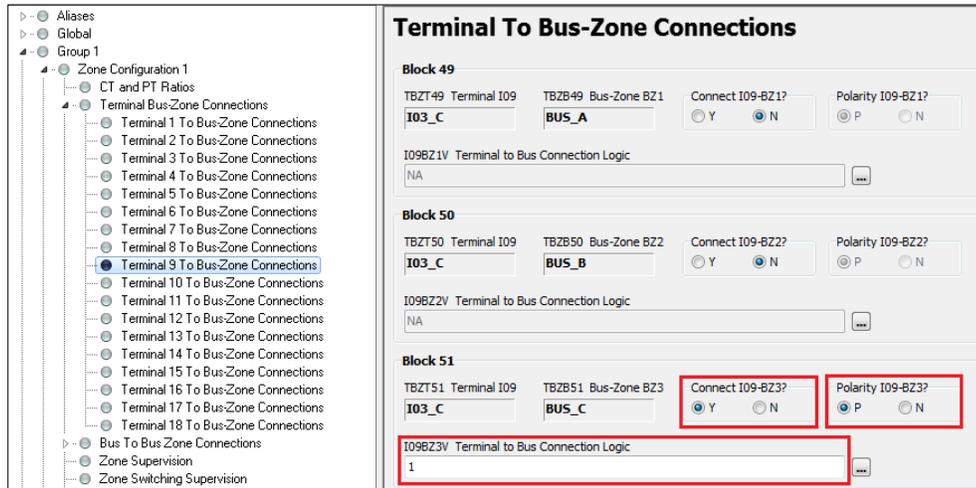
$$RTP = \frac{230 \text{ kV}}{0.115 \text{ kV}} = 2000 \quad \text{Ec. 6.3}$$

La relación de los TP's que se ingresa, de acuerdo al resultado de la Ec. 6.3, será de un valor de 2000.

- Conexión de terminales a la zona de bus.** Este paso es el que determina como se encuentra la configuración de la barra, en ella se le indicará al relevador cuantos elementos se encuentran conectados a las barras, es decir se determinan el número de terminales conectadas a cada una de las zonas de protección. En la siguiente Figura 6.10 a), b) y c) se indica la configuración ya mencionada.

a) Conexión de terminal I01_A a zona BUS_A

b) Conexión de terminal I02_B a zona BUS_B



c) Conexión de terminal I03_C a zona BUS_C

Figura 6.10 Configuraciones de las conexiones de las terminales a la zona de protección de la barra.

Nota: de la Figura 6.10 a), la conexión lógica (por default) "DIFF_EN AND NOT TOS01" significa que la diferencial está activada y que ésta se desactive cuando TOS01 se encuentre activada, es decir, cuando una de las terminales, en este caso la terminal 01, se encuentren fuera de servicio. Para conocer otras ecuaciones lógicas por default del relevador consulte el anexo 3 de este trabajo.

Obsérvese las Figura 6.10 a), b) y c) en ellas se indica qué terminal se encuentra conectada a cada una de las barras, es decir, a que zona de protección se encuentran conectas (véase de nuevo la Figura 6.3). Como se puede observar en los recuadros rojos de la Figura 6.10 a), se indica que la terminal con alias I01_A, que corresponde a la fase a de la línea 1, está conectada a la zona de protección BUS_A, es decir a la barra de la fase a, seleccionando "Y" en dónde se pregunta "Connect I01-BZ1?"; se le indica la polaridad de la conexión del TC si esta va conectado por polaridad positiva o negativa.

Para configurar la marca de polaridad se tiene, en las entradas análogas de corriente, una marca de polaridad que se indica con un punto encima de las entradas análogas de corriente (obsérvese la Figura 6.11). La terminal S₁ donde se encuentra la marca de polaridad del TC se conecta siempre a la terminal del relevador con el punto.

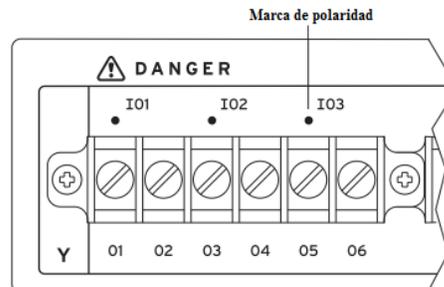


Figura 6.11 Marca de polaridad en las terminales de corriente del relevador.

Para determinar la polaridad en la configuración de la conexión de terminales a la zona de bus (terminal to bus-zone connections). Se selecciona:

- Polaridad positiva (P) cuando el movimiento de la dirección de referencia es a través del TC, o cuando la marca de polaridad ve hacia el lado opuesto de la barra.
- Polaridad negativa (N) cuando el movimiento de la dirección de referencia es hacia a fuera del TC, o cuando la marca de polaridad ve hacia la barra.

Véase la Figura 6.12 donde se muestra las condiciones para la polaridad positiva o negativa.

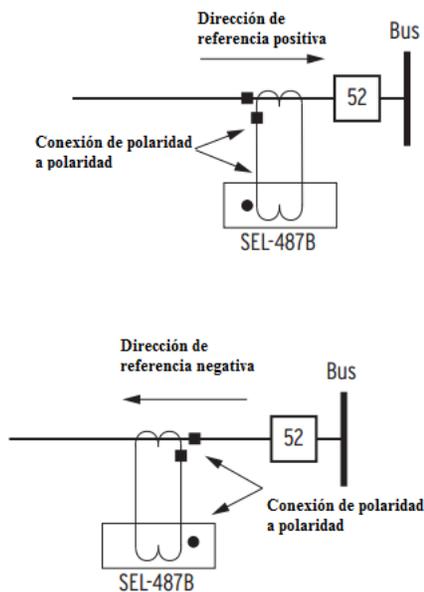


Figura 6.12 Determinación de la marca de polaridad positiva y negativa.

Continuando con la configuración, después se ingresa una conexión lógica (Terminal to Bus Connection Logic) si es que la hay. En dado caso si no existe ninguna condición en especial de una conexión simplemente la habilitamos con un "1", como se indica en el recuadro rojo de la Figura 6.10 b) o con la conexión lógica mostrada en el recuadro rojo de la Figura 6.10 a). Obsérvese también, de la Figura 6.10 b), que se muestra la configuración de la terminal I05 con "alias" I02_B (fase b de la línea 2), se le indica al relevador que ésta terminal se encuentra conectada a la zona de protección de la barra b (BUS_B); en la Figura 6.10 c) se muestra la configuración de la terminal I09 que corresponde a la terminal con "alias" I03_C (fase c de la línea 3), ésta se encuentra conectada a la zona de protección de la barra c (BUS_C). Las mismas configuraciones se llevan a cabo con las demás terminales. Por último obsérvese también como se le indica, por ejemplo de la Figura 6.10 c), que la terminal I09 (I03_C), no se encuentra conectada a las zonas de las barras a y b (BUS_A Y BUS_B).

6. **Zonas de protección.** Ahora se configuran las zonas de protección. Aquí, se le indica al relevador si se requiere habilitar la supervisión el elemento diferencial en alguna zona, como se puede observar en la Figura 6.13.

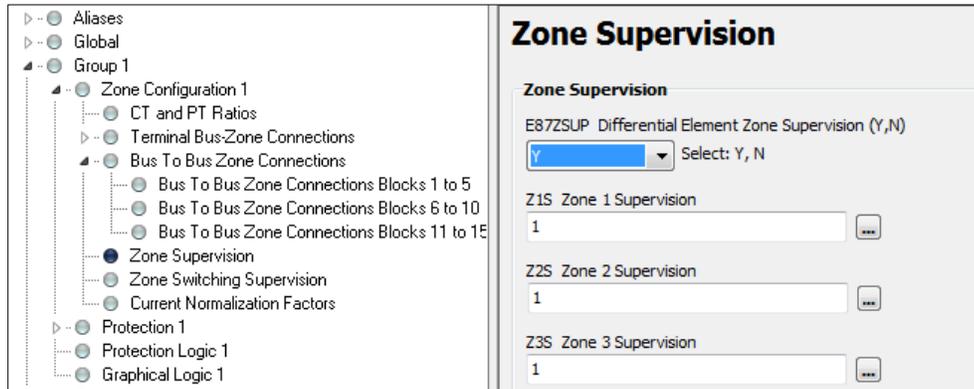


Figura 6.13 Configuración de zona de supervisión del elemento diferencial.

Con este ajuste si habilita la supervisión del elemento diferencial de la zona. Esto se hace seleccionando "Y" y automáticamente se activa con un "1".

- 7. Relación de transformación normalizada.** Se puede corroborar las relaciones de transformación en la pestaña de "current normalization factors". Véase la Figura 6.14.

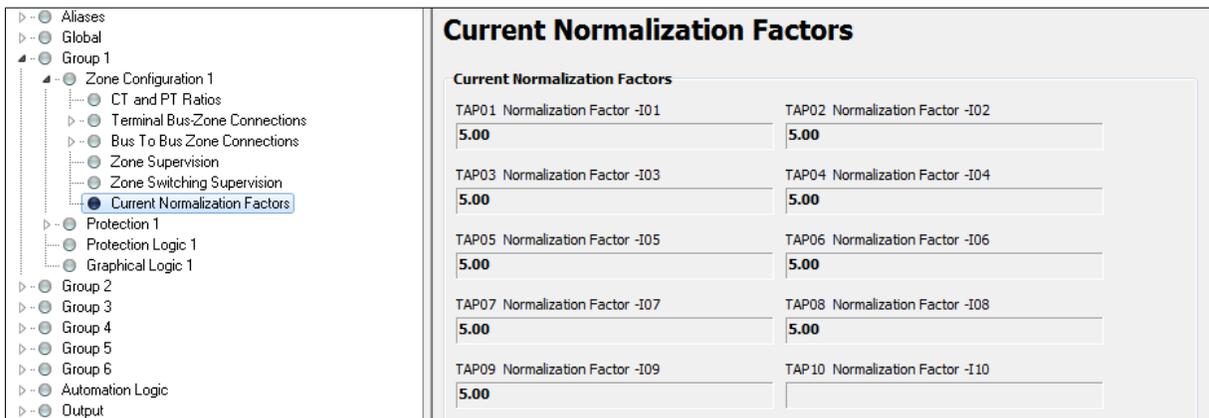


Figura 6.14 Relación de transformación normalizada.

Como se puede observar en la Figura 6.14, el relevador ajusta automáticamente los valores secundarios a 5, lo cual es un valor normalizado.

- 8. Elementos diferenciales.** En la pestaña de "protection 1", se encuentra el ajuste del elemento diferencial. En ella se puede realizar el ajuste del elemento diferencial sensible, utilizada para la supervisión de los TC's, con ella se indica que tan sensible será el relevador ante la presencia de corrientes parasitas o indeseables. Este ajuste se puede tomar del porcentaje de error de los transformadores de corriente que se podría suponer que es del 10%. También se puede realizar el ajuste de la corriente de disparo "pick up" del elemento diferencial en función de la corriente de restricción, esta corriente de arranque es utilizada para hacer operar al relevador en caso de fallas internas.

Para obtener la corriente de arranque del elemento diferencial O87P, se tiene la fórmula:

$$I_{op}(I_{rest}) = \frac{SLP1}{100} I_{rest} \quad \text{Ec. 6.4}$$

Dónde:

$I_{op}(I_{rest})$ es la corriente de operación de la diferencial en función de la corriente de restricción.

I_{rest} es la corriente de restricción.

$SLP1$ es la pendiente del elemento diferencial.

Primero se realiza el cálculo de la corriente de restricción. El resultado de este cálculo dependerá de las corrientes que se tengan en el arreglo de barra. Utilizando la Ec. 5.2 del capítulo 5 se tiene que:

$$I_{rest} = 3 * |2.5 A| + 6 * |1.25 A| = 15 A \quad \text{Ec. 6.5}$$

Se hace el cambio de base en p.u., tomando como base la corriente del TAP de 5 A.

$$I_{rest (p.u.)} = \frac{I_{rest (A)}}{I_{TAP}} = \frac{15 A}{5 A} = 3.0 p. u. \quad \text{Ec. 6.6}$$

Entonces, conociendo la corriente de restricción, se lleva acabo el cálculo de $I_{op}(I_{rest})$, es decir, la corriente de arranque "pick up" del elemento de restricción (O87P).

La pendiente del elemento diferencial, se toma arbitrariamente de 60%. Dicho valor de la pendiente se ajustará si es necesario de acuerdo a los resultados de las pruebas que se desarrollaran más adelante en este capítulo. Tomando en cuenta esto se tiene entonces que:

$$I_{op}(I_{rest}) = \frac{60}{100} * 3.0 pu = 1.8 p. u. \quad \text{Ec. 6.7}$$

Se tendrá entonces que la corriente de arranque de operación de la diferencial será de 1.8 p.u.

Haciendo el cambio de base para conocer la corriente de arranque en Amperes, se realiza la siguiente operación.

$$I_{op(A)} = I_{op(pu)} * I_{TAP} \quad \text{Ec. 6.8}$$

Tomando nuevamente la corriente del TAP de 5 A como base, la corriente de operación será:

$$I_{op(A)} = 1.8 p. u. * 5 A = 9.0 A \quad \text{Ec. 6.9}$$

Por lo tanto se tendrá una I_{op} de 9.0 A, es decir, la protección diferencial se activará cuando la diferencia entre las corrientes que entren y salgan, de la zona de protección, sea igual o mayor a 9.0 A. Esta corriente de operación diferencial puede considerarse elevada, y como se busca que el relevador opere a corrientes de falla mínimas puede ajustarse a un valor más bajo que éste.

Entonces el ajuste del elemento debe estar por debajo de este valor, así que podemos dejar el valor de la O87P en 1.0 p.u. que es el valor por default ya que:

$$O87P \leq I_{op}(I_{rest}) \rightarrow 1.00 \text{ pu} \leq 1.8 \text{ p.u.} \quad \text{Ec. 6.10}$$

Véase la Figura 6.15, en ella se observan los ajustes de los elementos diferenciales de acuerdo a los cálculos hechos anteriormente.

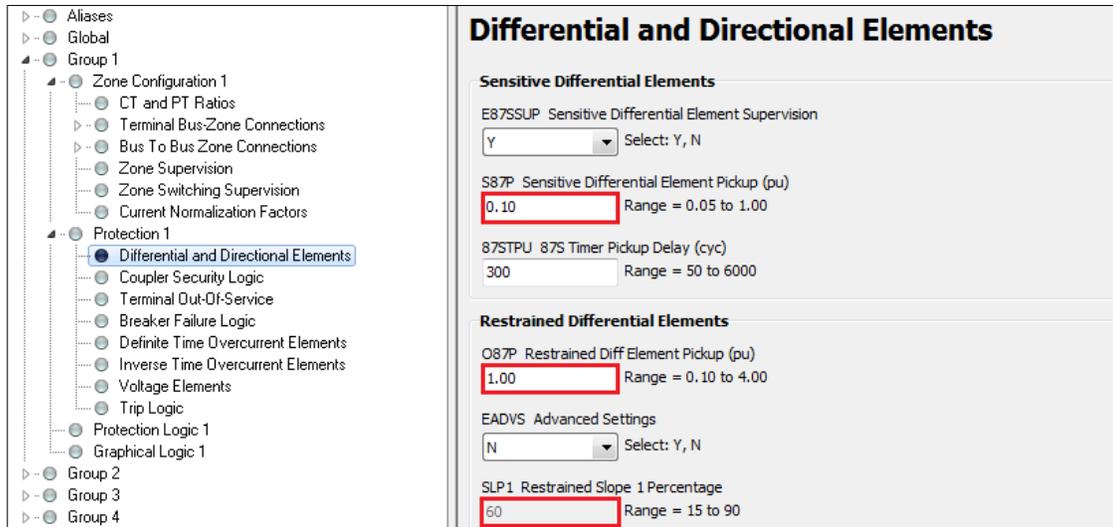


Figura 6.15 Ajuste de los elementos diferenciales.

Como se puede observar en la Figura 6.15, se ajusta de manera que el elemento sea lo más sensible tomando un valor de 0.10 (10% de error de los TC's). Posteriormente se realiza el ajuste del elemento de restricción, de acuerdo al resultado obtenido con la Ec. 6.7 tomando un valor de 1.0 p.u.; este elemento es el que determina junto con la pendiente del elemento diferencial, la corriente de operación IOP.

9. **Lógicas de disparo.** En la pestaña de “Trip logic” se ingresan las lógicas de disparo, es decir, se configura en que condición el relevador debe de realizar un disparo. Como lo que se quiere es que el relé dispare cuando la protección diferencial se active en cualquiera de las zonas de protección de la barra, se ingresan los “Relay Word Bits” de los elementos que se encuentran conectados a cada una de las zonas de protección de la barra, es decir, los bits: 87BTR01-87BTR09. Estos elementos indican la afirmación del disparo de la protección diferencial en la zona de la barra. Por ejemplo si ocurre una falla en la zona BUS_B, se activaran los bits 87BTR que se encuentren conectados a dicha zona, es decir, se activaran los bits 87BTR02, 87BTR05 y 87BTR08, ya que son las terminales conectadas a la barra de la fase b.

Véase la Figura 6.16, en ella se observa los ajustes de las salidas de disparo TRIP01, TRIP02 y TRIP03, para fines de este trabajo, se harán uso solo de estos tres ajustes el cual se le ingresarán ecuaciones lógicas para que se indique el disparo de los contactos de salidas que irían a los interruptores.

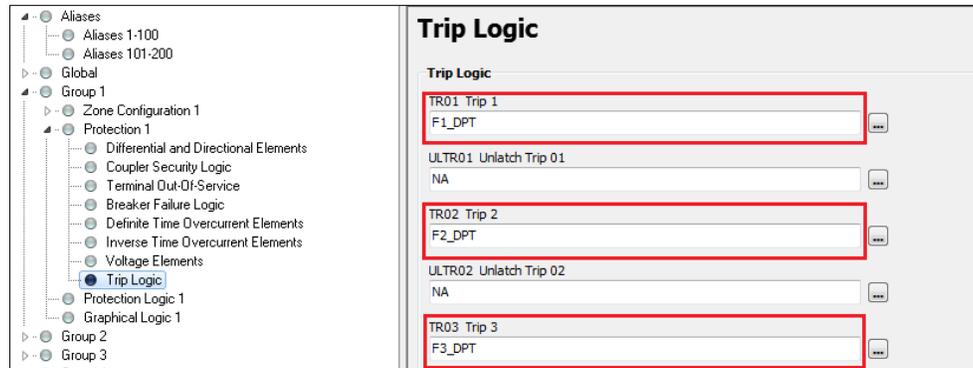


Figura 6.16 Lógicas de disparo

La ecuación lógica en el ajuste TR01 es F1_DPT que corresponde al alias del bit 87BTR01. La terminal I01 se encuentra conectada a la zona de protección BUS_A, ocurrirá el disparo del TR01 cuando se presente una falla en dicha zona y por lo tanto se activará la protección diferencial en todas las terminales que se encuentren conectadas en la zona mencionada. La misma lógica ocurrirá para las ecuaciones F2_DPT y F3_DPT, que significan el disparo de la protección diferencial pero en las terminales 02 y 03 (conectadas en las zonas BUS_B y BUS_C) respectivamente. Podría pensarse que sería necesario incluir los alias de los bits de las demás terminales (87BTR04-87BTR09), pero en este caso lo que se quiere es que se detecte el disparo de los contactos de salida en cualquiera de las zonas de protección y para esto solo basta en ingresar los bits de solo una terminal de cada zona.

10. **Control de salidas.** Ahora se configura el control de las salidas de disparo en la pestaña “Main Board Control Outputs”. En esta pestaña se ajusta en que contactos de salida se desea que se detecten los disparos de salida, como se muestra en la Figura 6.17.

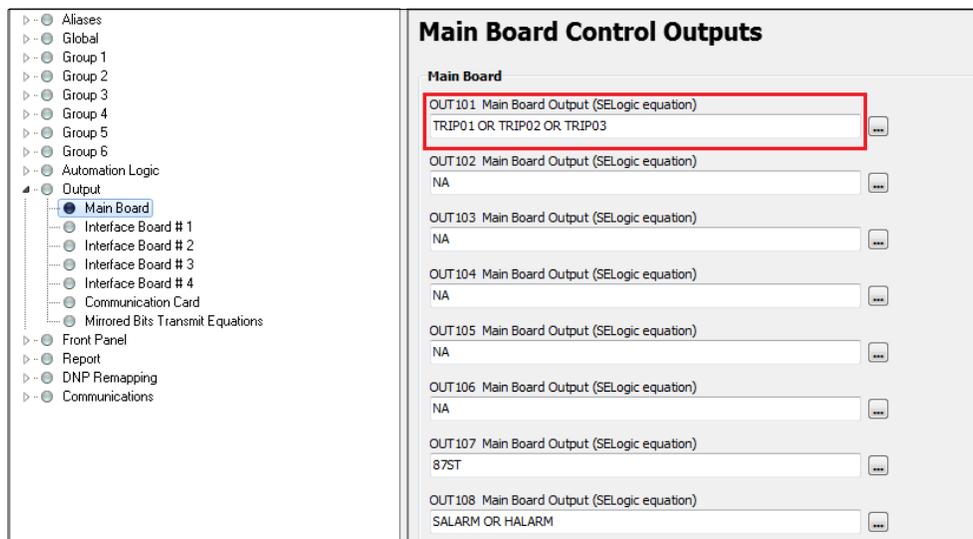


Figura 6.17 Control de salidas (Outputs).

De la Figura 6.17 se ingresa la ecuación lógica de los disparos de salida TRIP01 OR TRIP02 OR TRIP03, para que se detecten en la salida OUT101 siendo éste el contacto que cerrará al activarse los bits TRIP01 o TRIP02 o TRIP03. Es por esto que al realizar la prueba de bajo nivel la conexión para la detección de entradas en la fuente multicanal (véase el ANEXO 2) se hará a través de este contacto de salida (OUT101) para detectar el tiempo de disparo del relevador.

11. **Configuración del panel frontal.** En la pestaña de “Front panel” se configura los botones de control y el display como se muestra en la siguiente Figura 6.18.

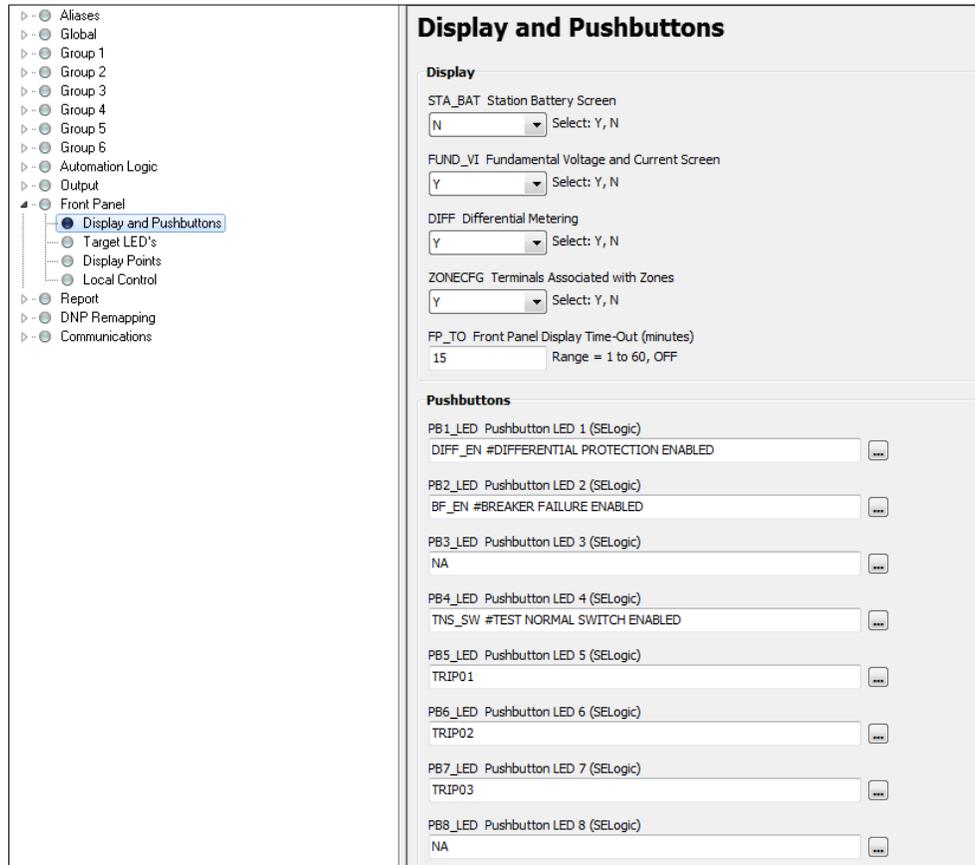


Figura 6.18 Configuración de botones de control y display.

Obsérvese la Figura 6.18, en ella se muestra primero la configuración del display donde se indica lo que se desea que se muestre en dicha pantalla. Se le indica entonces que muestre la medición de las corrientes y voltajes, así mismo la medición de la corriente diferencial y las terminales conectadas en cada zona de protección. Puede ajustarse también el tiempo de encendido de la pantalla, en este caso se configura para un tiempo de 15 min.

Ahora en la configuración de los botones de control se observa el ajuste de los botones PB5_LED, PB6_LED y PB7_LED, acá se le ingreso los bits de los disparos de salida para que al activarse se enciendan los LED's de dichos botones. Esto es más que nada para poder tener un indicador de la activación de las salidas de disparo en el panel frontal.

12. **Configuración de LED's.** En la Figura 6.19 se muestra la configuración de los LED's del panel frontal. Dicha configuración viene por default, sin embargo estas pueden ajustarse a las necesidades requeridas. Véase la Figura 6.19.

Target LED's	Logic Expression	Latch
T1_LED Target LED 1 (SELogic)	87BTR	Y
T2_LED Target LED 2 (SELogic)	87BTR	Y
T3_LED Target LED 3 (SELogic)	87Z1	Y
T4_LED Target LED 4 (SELogic)	87Z2	Y
T5_LED Target LED 5 (SELogic)	87Z3	Y
T6_LED Target LED 6 (SELogic)	87Z4	Y
T7_LED Target LED 7 (SELogic)	87Z5	Y
T8_LED Target LED 8 (SELogic)	87Z6	Y
T9_LED Target LED 9 (SELogic)	50P01 OR 50P02 OR 50P03	Y
T10_LED Target LED 10 (SELogic)	51P01 OR 51P02 OR 51P03	Y
T11_LED Target LED 11 (SELogic)	87ST	N
T12_LED Target LED 12 (SELogic)	NOT (Z1S AND Z2S AND Z3S AND Z4S AND Z5S AND Z6S)	Y
T13_LED Target LED 13 (SELogic)	TOS01 OR TOS02 OR TOS03 OR TOS04 OR TOS05 OR TOS06 OR TOS07 O	N
T14_LED Target LED 14 (SELogic)	89OIP	N
T15_LED Target LED 15 (SELogic)	89AL	N
T16_LED Target LED 16 (SELogic)	PCT01Q	Y

Figura 6.19 Configuración de LED's del panel frontal.

Véase el ajuste de los LED's T1_LED, T3_LED, T4_LED y T5_LED, son estos los que se requieren al momento de realizar las pruebas ya que se encenderán cuando se activen los bits 87BTR, 87Z1, 87Z2 y 87Z3, respectivamente.

13. **Envío de ajustes.** Una vez realizadas las configuraciones anteriores se prosigue a enviar los cambios al relevador para que este los lea y realice los ajustes ingresados. Véase la Figura 6.20.

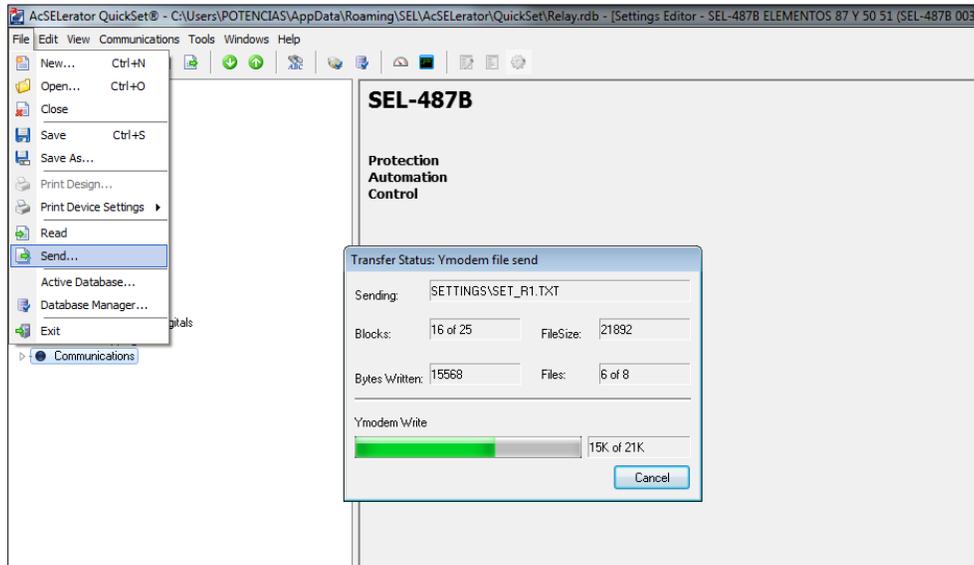


Figura 6.20 Envío de ajustes ingresados al relevador.

6.2.2 Prueba en condiciones normales de operación

Ahora ya teniendo cargados correctamente los ajustes del arreglo, puede realizarse la simulación del arreglo de barra sencilla mostrada en la Figura 6.2.

Utilizando una fuente de corriente y tensión (SEL-AMS) se inyectan corrientes en las terminales I01 a la I09 y en las terminales V01, V02 y V03. Como se muestra en la Figura 6.21.

Para conocer la corriente secundaria que el TC entregará al relevador, se realizan los siguientes cálculos.

Recordando que las corrientes primarias monofásicas que se tienen son 1000 A para la alimentación y 500 A para las dos líneas de cargas; la relación de transformación de los TC's que se ingresó en los ajustes es de $2000/5=400$. Entonces, se tiene que:

$$\frac{2000}{5} = \frac{1000 A}{I_{s1}} \quad \text{Ec. 6.11}$$

$$I_{s1} = \frac{1000 A}{400} = 2.5 A \quad \text{Ec. 6.12}$$

Por lo tanto, la corriente monofásica secundaria para la línea 1 es $I_{s1} = 2.5 A$

Realizando el mismo procedimiento se obtiene la I_s para las líneas 2 y 3.

$$\frac{2000}{5} = \frac{500 A}{I_{s2,3}} \quad \text{Ec. 6.13}$$

$$I_{s2} = I_{s3} = \frac{500 A}{400} = 1.25 A \quad \text{Ec. 6.14}$$

Una vez obtenido los valores de las corrientes secundarias que ingresarán en las terminales del relevador (I01-I09), se inyectarán las corrientes con la fuente multicanal adaptivo (SEL-AMS). Obsérvese la Figura 6.21.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	2.50	0.00	0.00
I02	2.50	-120.00	0.00
I03	2.50	120.00	0.00
I04	1.25	180.00	0.00
I05	1.25	60.00	0.00
I06	1.25	-60.00	0.00
I07	1.25	180.00	0.00
I08	1.25	60.00	0.00
I09	1.25	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.21 Corrientes inyectadas al relevador SEL-487B en condiciones normales de operación.

De la Figura 6.21 podemos observar que las entradas I01-I03 corresponden a las corrientes monofásicas de la línea 1; las corrientes I04-I06 corresponden a las corrientes de la línea 2; y las corrientes I07-I09 corresponden a las corrientes de la línea 3.

A continuación en la Figura 6.22 y Figura 6.23 se muestran las mediciones de las corrientes primarias de cada una de las zonas de protección. Haciendo uso del comando MET Z1 se muestra la medición de las corrientes primarias conectadas a la zona de la barra de la fase a (BUS_A). Véase la Figura 6.22.

```
=>MET Z1
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO
Current Terminals in Protection Zone 1
      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    987.789   0.20      P
I02_A    497.449  179.96    P
I03_A    492.830  179.93    P
      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.919   0.00
V_B      132.906 -120.02
V_C      132.947  119.96
Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.22 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_A.

Obsérvese (de la Figura 6.22) las corrientes primarias medidas en la zona BUS_A, son las mediciones de las terminales de la fase a, siendo estas aproximadamente 1000 A de entrada para la fase a de la línea 1 (I01_A); y 500 A de salida para la fase a de las líneas 2 y 3 (I02_A y I03_A). Esto indica que la relación

de transformación calculada es la correcta, debido a que la medición de corrientes ya mencionadas son las esperadas.

Nótese también el valor de las tensiones por fase. De acuerdo al diagrama unifilar de la Figura 6.2, la tensión nominal es de 230 kV, esta tensión es de línea, haciendo el cálculo de la tensión de fase se tiene lo siguiente:

$$E_f = \frac{230 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 132.79 \text{ kV} \quad \text{Ec. 6.15}$$

Esta tensión de fase es aproximada a las magnitudes mostradas en la Figura 6.22, siendo estas las tensiones que hay en cada fase de la barra.

Observe ahora la Figura 6.23 donde se muestra la medición de corrientes primarias de la zona BUS_B. En ella se observaran las terminales asociadas a la barra b donde se tendrá también 1000 A de entrada y 500 A de salida para las líneas 2 y 3.

```

=>MET Z2
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 2

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_B    1001.528  -119.98   P
I02_B    494.603   60.54    P
I03_B    502.351   60.38    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.908   0.00
V_B      132.921  -120.02
V_C      132.962  119.97

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
    
```

Figura 6.23 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_B.

A continuación en la Figura 6.24 se muestra la medición de las corrientes primarias para la barra de la fase c (BUS_C).

```
=>MET Z3  
  
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV  
ESIME ZACATENCO  
  
Current Terminals in Protection Zone 3  
  
      Primary Currents  
Terminal   MAG(A)   ANG(DEG)  POL  
I01_C     991.137   120.21    P  
I02_C     499.876   -60.05    P  
I03_C     490.006   -60.03    P  
  
      Primary Voltages  
Terminal   MAG(kV)   ANG(DEG)  
V_A       132.889    0.00  
V_B       132.924  -120.03  
V_C       132.948  119.96  
  
Bus-Zones in Protection Zone 3  
BUS_C
```

Figura 6.24 Medición de las corrientes primarias en la zona BUS_C.

Haciendo uso del comando MET DIF también se puede observar en la Figura 6.25 la medición de la IOP (corriente de operación) en cada zona de protección que activa la diferencial.

```
=>MET DIFF  
  
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 09:58:50.632  
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282  
  
      Operate Currents      Restraint Currents  
      (Per Unit)            (Per Unit)  
ZONE   IOP      IRT  
1      0.00    0.99  
2      0.00    1.00  
3      0.00    0.99  
  
Current Reference (A)  
IREF  
2000
```

Figura 6.25 Medición de la corriente de operación diferencial en condiciones normales.

Como se muestra en la Figura 6.25, la corriente de operación IOP en cada una de las zonas es igual a 0 (cero) en p.u., por lo tanto la protección diferencial no se activa al no haber una corriente diferencial. En la Figura 6.26 se muestra el panel frontal del relevador. Se puede apreciar que no se encuentra disparada la diferencial.

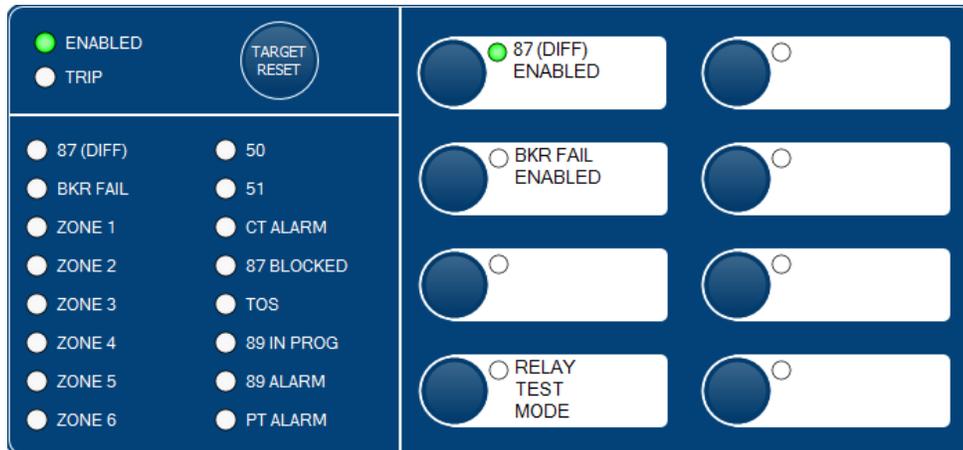


Figura 6.26 Aspecto del panel frontal del relevador en condiciones normales de operación.

De la Figura 6.26 se describe que no existe ningún disparo de la diferencial al no estar iluminado el LED indicador 87 (DIFF). El LED verde del lado superior izquierdo indica que el relevador está activado; el LED del 87 (DIFF) ENABLED, indica que está activado la protección diferencial.

6.2.3 Análisis en condiciones normales de operación.

Analizando los resultados obtenidos de la prueba en condiciones normales de operación, se tiene la siguiente Tabla 6.1

Tabla 6.1 Valores de corrientes en condiciones normales de operación.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	1000	0	400	5	2.50
I02	I01_B	1000	-120	400	5	2.50
I03	I01_C	1000	120	400	5	2.50
I04	I02_A	500	180	400	5	1.25
I05	I02_B	500	60	400	5	1.25
I06	I02_C	500	-60	400	5	1.25
I07	I03_A	500	180	400	5	1.25
I08	I03_B	500	60	400	5	1.25
I09	I03_C	500	-60	400	5	1.25

En la Tabla 6.1 se muestran las corrientes primarias y secundarias simuladas en el arreglo de barra sencilla así como los "alias" de los elementos a los que le corresponde cada corriente.

Analizando entonces los resultados obtenidos por el relevador y mostrados en la Figura 6.25, la corriente de operación para la zona 1 (BUS_A) será:

$$I_{op(BUS_A)} = |I01 + I04 + I07| = |2.5 \angle 0^\circ A + 1.25 \angle 180^\circ A + 1.25 \angle 180^\circ A| = 0 A = 0 \text{ p.u.} \quad \text{Ec. 6.16}$$

La IOP de la zona 2 (BUS_B) es:

$$I_{op(BUS_B)} = |I_{02} + I_{05} + I_{08}| = |2.5 \angle -120^\circ A + 1.25 \angle 60^\circ A + 1.25 \angle 60^\circ A| = 0 A = 0 \text{ p.u.} \quad \text{Ec. 6.17}$$

Y la IOP para la zona 3 (BUS_C) es:

$$I_{op(BUS_C)} = |I_{03} + I_{06} + I_{09}| = |2.5 \angle 120^\circ A + 1.25 \angle -60^\circ A + 1.25 \angle -60^\circ A| = 0 A = 0 \text{ p.u.} \quad \text{Ec. 6.18}$$

Y la corriente de restricción en condiciones normales para cada zona será:

$$I_{rest(BUS_A)} = |I_{01}| + |I_{04}| + |I_{07}| = |2.5 A| + |1.25 A| + |1.25 A| = 5 A \quad \text{Ec. 6.19}$$

El mismo cálculo se realiza para las zonas BUS_B y BUS_C.

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(BUS_A)p.u.} = I_{rest(BUS_B)p.u.} = I_{rest(BUS_C)p.u.} = \frac{I_{rest(A)}}{I_{TAP}} = \frac{5 A}{5 A} = 1.0 \text{ p.u.} \quad \text{Ec. 6.20}$$

Como se puede observar los resultados de las ecuaciones anteriores, son aproximadamente a los valores mostrados en la Tabla 6.2 proporcionados por el relevador.

Tabla 6.2 Corrientes de operación y restricción en condiciones normales de operación.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.0	0.99	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.0	1.00	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.0	0.99	60%	1.0

En la Tabla 6.2 se observan las corrientes de operación y restricción medidas por el relevador con los ajustes de la pendiente y del elemento restrictivo. Con estos resultados (mostrados en la Tabla 6.2) se grafica la pendiente característica de la protección diferencial como se muestra en la Figura 6.27.

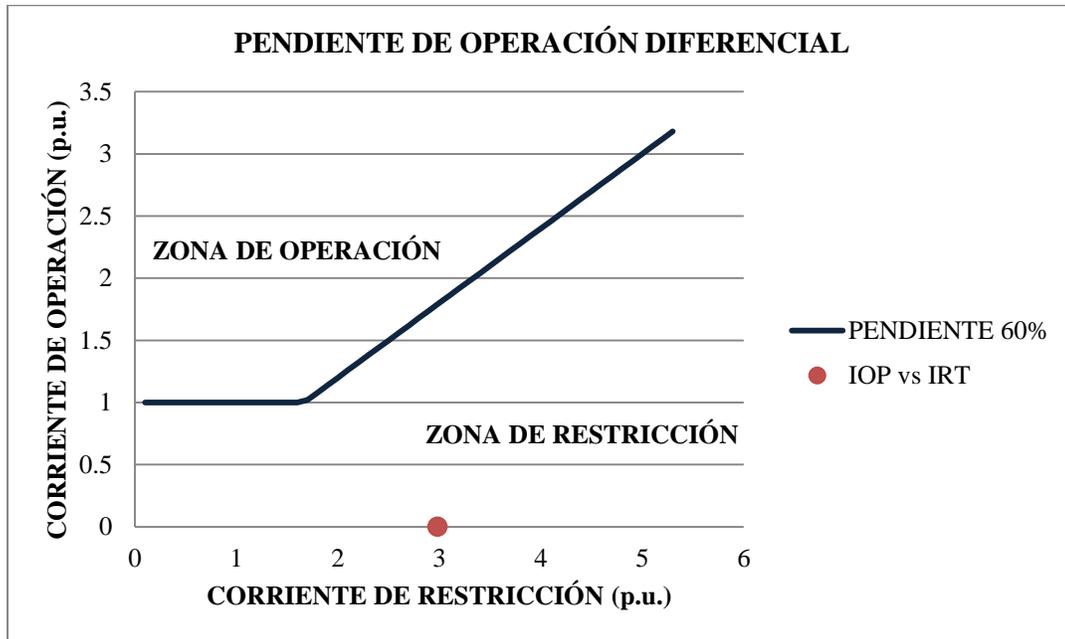


Figura 6.27 Pendiente de operación diferencial en condiciones normales de operación.

Véase la Figura 6.27, en ella se muestra la pendiente de operación en condiciones normales de operación la cual representa a las 3 zonas de protección teniendo estas el mismo valor de corriente de operación y restricción. Nótese que el punto (IOP vs IRT) se encuentra dentro de la zona de restricción lo que significa que el relevador no opera ya que la IOP se encuentra por debajo del umbral O87P.

6.2.4 Pruebas en condiciones de falla interna

A continuación se mostraran las simulaciones de fallas monofásica; bifásica a tierra; bifásica; y trifásica en condiciones de falla interna.

6.2.4.1 Falla monofásica interna

Se realizó la simulación de una falla monofásica como la que se muestra en la Figura 6.28. Se puede observar que la falla ocurre en la línea 2 en la fase b, con una corriente de falla igual a 3.0 kA. Para fallas monofásicas las corrientes de las fases no falladas son iguales a cero, por lo tanto las corrientes en las fases a y c se tomaran como cero. Véase la Figura 6.28.

Nota: de manera ilustrativa se tomaran corrientes de falla arbitrarias para las condiciones de falla trifásica; bifásica; bifásica a tierra; y monofásica para las simulaciones tanto en condiciones de falla interna como de falla externa.

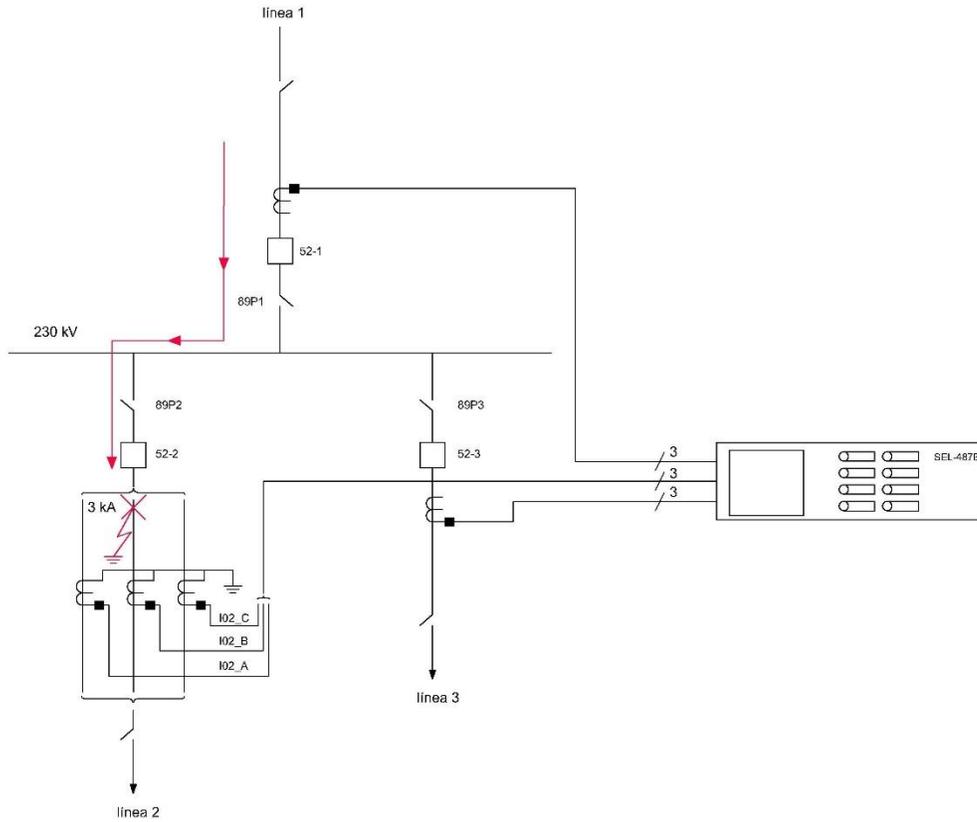


Figura 6.28 Diagrama unifilar barra sencilla con falla monofásica en condición de falla interna de 3.0 kA.

Se calcula la corriente secundaria del TC de la fase b que se inyectara al relevador que sería:

$$I_s = \frac{I_{falla}}{RTC} = \frac{3000 A}{400} = 7.5 A \quad \text{Ec. 6.21}$$

En la Figura 6.29 y Figura 6.30 se muestran corriente de falla inyectada en la fase b de la línea 2, y la corriente de falla primaria medida por el relevador, respectivamente.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	0.00	0.00	0.00
I02	7.50	-120.00	0.00
I03	0.00	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	0.00	60.00	0.00
I06	0.00	-60.00	0.00
I07	0.00	0.00	0.00
I08	0.00	-120.00	0.00
I09	0.00	120.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.29 Corriente de falla monofásica inyectada a la fase b.

Como la falla simulada ocurre en la fase b se muestra entonces solo la medición de las corrientes primarias en la zona 2 que corresponde a la zona de la barra de la fase b (BUS_B).

```
=>>MET Z2
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO
Current Terminals in Protection Zone 2
      Primary Currents
Terminal   MAG(A)   ANG(DEG)  POL
I01_B     3009.063  -119.86   P
I02_B      2.301    30.79     P
I03_B      3.108    28.79     P
      Primary Voltages
Terminal   MAG(kV)   ANG(DEG)
V_A       132.927   0.00
V_B       132.940 -120.01
V_C       132.927  119.95
Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
```

Figura 6.30 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla monofásica interna de 3.0 kA.

Véase la Figura 6.31 se observa la corriente de operación de la zona 2 que activa la diferencial siendo esta mayor al umbral O87P en p.u.

```
=>>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 10:47:58.044
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282
      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE
1      0.00                 0.00
2      1.50                 1.51
3      0.00                 0.00
Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.31 Corriente de operación y restricción en zona BUS_B con falla monofásica interna de 3.0 kA.

De la Figura 6.31 obsérvese que la corriente de operación es de 1.50 p.u., este valor es la corriente de falla vista del lado secundario de los TC's, por lo tanto si se realiza el cambio de base a Amperes la corriente de operación será:

$$I_{op(A)} = 1.50 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} = 7.5 \text{ A} \quad \text{Ec. 6.22}$$

Ahora se multiplica por la relación de transformación de los TC's para conocer el valor de la corriente del lado de alta tensión como se muestra a continuación:

$$I_{op(AT)} = 7.5 A * 400 = 3000 A = 3.0 kA$$

Ec. 6.23

Como se puede observar la corriente de operación del lado de alta tensión es de 3.0 kA, siendo esta la corriente de falla ocurrida en la fase b.

En la Figura 6.32 se muestra el estado del relevador al ocurrir la falla monofásica. Véase que el relevador reporta un evento de la 87BTR y una corriente de falla monofásica en la fase b junto con los disparos de las terminales asociadas a la barra de la fase b BUS_B.

```
=>
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 14:11:36.229
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

Event: 87BTR                               Time Source: OTHER
Event Number: 14094                         Group: 1
Targets: 87_DIFF_ZONE_2

Fault:      I01  I02  I03  I04  I05  I06  I07  I08  I09  I10  I11
MAG(A)      2   3011  3    3    3    3    2    2    4    1    0
ANG(DEG)    -104 -120 -126 -104 -105 -63  -75  -66  -70 -20  -56
            I12  I13  I14  I15  I16  I17  I18  V01  V02  V03
MAG(A/kV)    1    2    1    2    1    2    2  132.9 132.9 132.9
ANG(DEG)     105  176  86  -81 -179 -85  104  0   -120  120

Tripped Terminals
I01_B        I02_B        I03_B

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
```

Figura 6.32 Reporte del estado del relevador en condición de una falla monofásica interna de 3.0kA.

Se tomó el tiempo de disparo del relevador ante la presencia de una falla monofásica interna. Como se puede ver en la Figura 6.33 el tiempo de disparo del relevador es de 0.022 segundos.

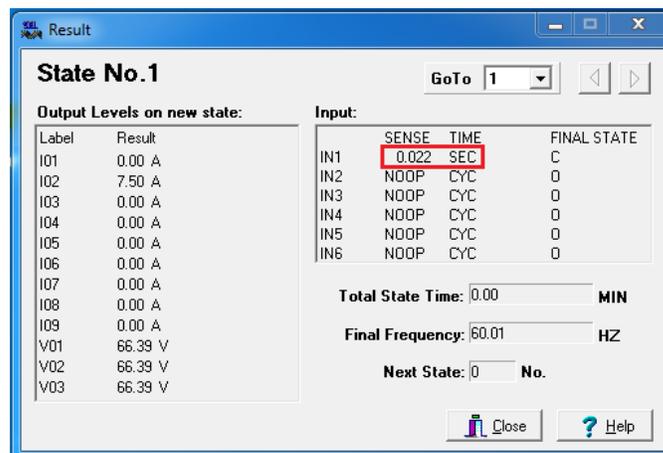


Figura 6.33 Tiempo de disparo del relevador diferencial en condición de falla monofásica interna de 3.0 kA.

Nuevamente se muestra el panel frontal del relevador indicando los disparos realizados (véase la Figura 6.34), se puede observar que el relevador "disparó" con una falla de diferencial en la barra b (zona 2). Nótese también el LED verde del lado derecho; si se recuerda en la configuración de los botones de control

se ingresó el bit TRIP02 en el botón PB5_LED. Por lo tanto este LED indica que se ha disparado las terminales de la barra b.

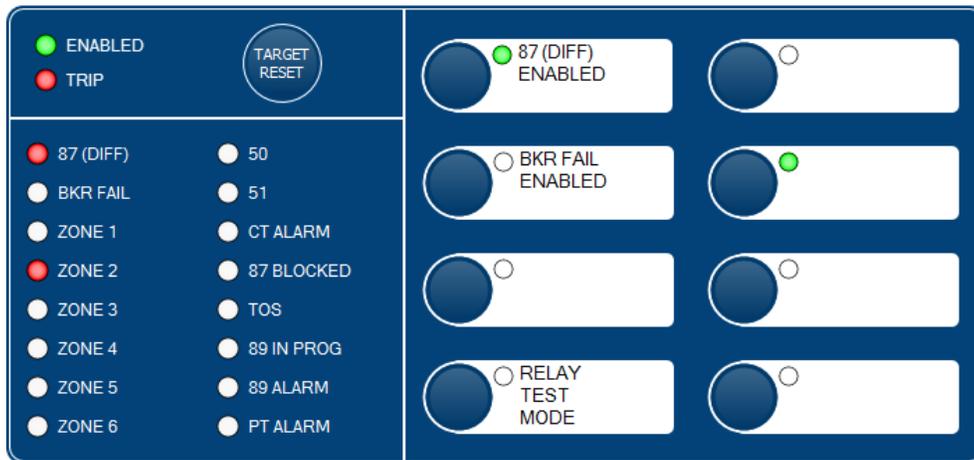


Figura 6.34 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de una falla monofásica interna de 3.0 kA.

6.2.4.2 Análisis de la simulación de falla monofásica interna de 3.0 kA.

En la Tabla 6.3 se observa las corrientes inyectadas al relevador en la condición de falla monofásica interna. Y en la Tabla 6.4 se muestran los valores de las corrientes de operación y restricción medidas por el relevador, junto con los ajustes de pendiente y del elemento O87P.

Tabla 6.3 Valores de corrientes en condición de falla monofásica interna de 3 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	0	0	400	5	0.00
I02	I01_B	3000	-120	400	5	7.50
I03	I01_C	0	120	400	5	0.00
I04	I02_A	0	0	400	5	0.00
I05	I02_B	0	-120	400	5	0.00
I06	I02_C	0	120	400	5	0.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	-120	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

Tabla 6.4 Corrientes de operación y restricción en condición de falla monofásica interna.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.0	0.0	60%	1.0
2 (BUS_B)	1.50	1.50	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.0	0.0	60%	1.0

Partiendo con los valores de la tabla anterior se tienen los siguientes cálculos. Como solo se tiene la inyección de un solo valor de corriente en la terminal con "alias" I01_B donde se simula la falla monofásica, la corriente de operación diferencial en la zona BUS_B será:

$$I_{op(A)} = |7.5 \angle -120^\circ A| = 7.5 A \quad \text{Ec. 6.24}$$

La corriente de operación en p.u. será:

$$I_{op(p.u.)} = \frac{7.5 A}{5 A} = 1.5 p.u. \quad \text{Ec. 6.25}$$

Calculando la corriente de restricción:

$$I_{rest(A)} = |7.5 A| \quad \text{Ec. 6.26}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(p.u.)} = \frac{7.5 A}{5 A} = 1.5 p.u. \quad \text{Ec. 6.27}$$

Observamos entonces que la IOP medida por el relevador es la esperada de acuerdo a los cálculos de la Ec. 6.25 y Ec. 6.27.

En la Figura 6.35 se muestra la pendiente de operación en condición de falla monofásica interna. Nótese el punto IOP vs IRT, este punto se encuentra dentro de la zona de operación activando así la protección diferencial.

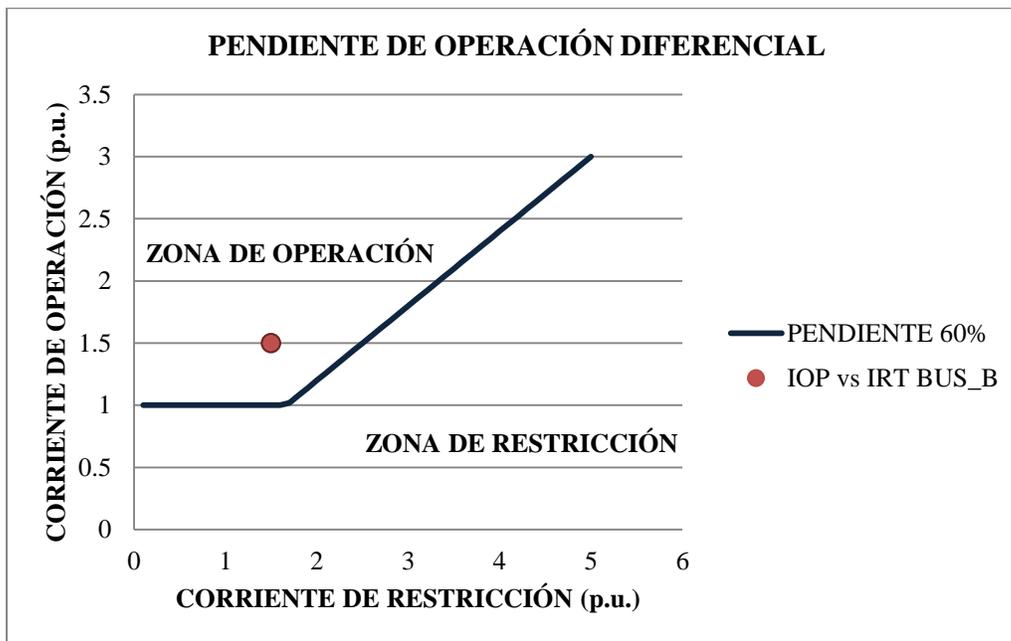


Figura 6.35 Pendiente de operación diferencial en zona BUS_B en condición de falla monofásica interna de 3.0 kA.

6.2.4.3 Falla bifásica a tierra interna.

De acuerdo al diagrama unifilar de la Figura 6.36 se realizó la prueba de una falla interna bifásica a tierra de una magnitud de 4.0 kA entre las fases b y c. Véase la Figura 6.36.

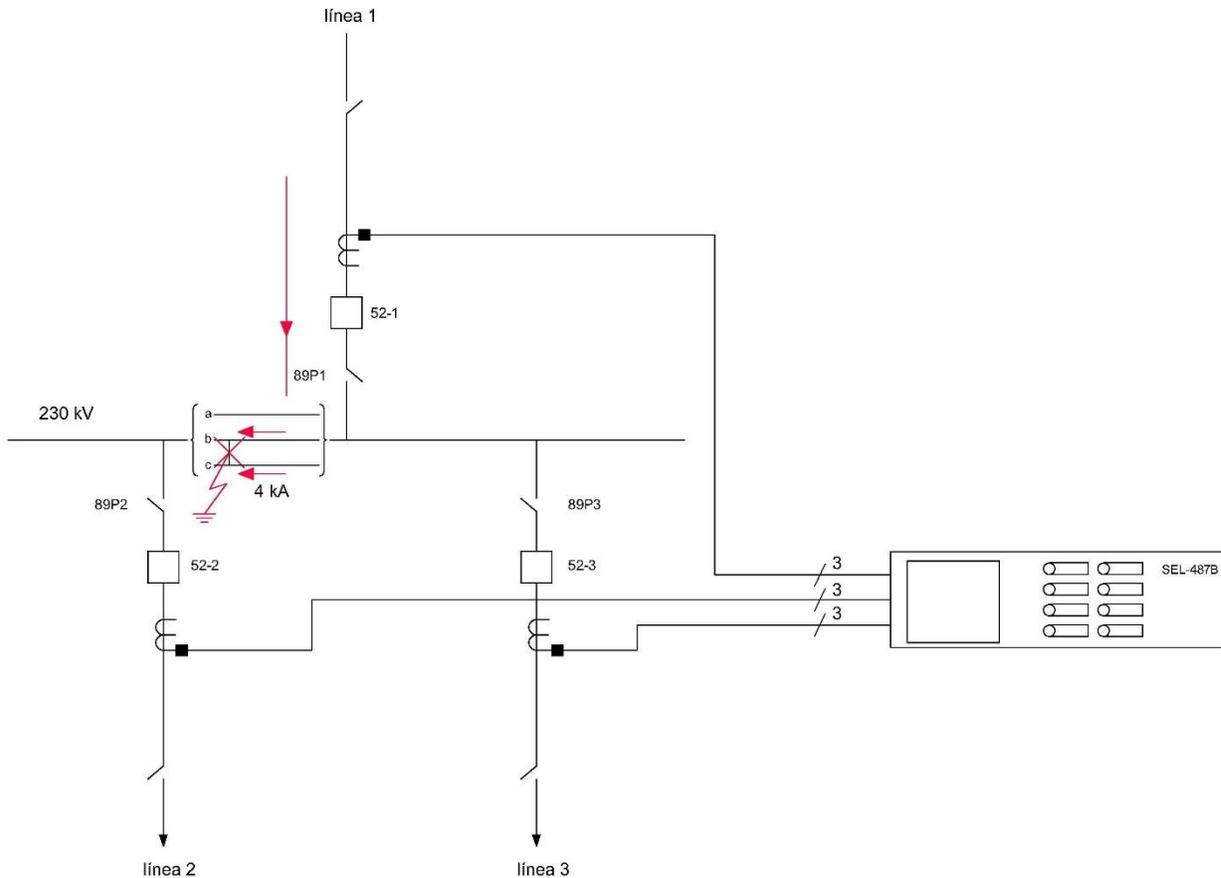


Figura 6.36 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica a tierra en condición de falla interna de 4 kA.

Al tratarse de una falla bifásica a tierra, las corrientes de falla que circularan en ambas fases será de 4.0 kA, por lo tanto la corriente secundaria en los TC's será:

$$I_s = \frac{4000}{400} = 10 A \quad \text{Ec. 6.28}$$

Entonces las corrientes que se inyectaran al relevador será de 10 A en las entradas de las fases b y c. Véase la siguiente Figura 6.37. Como se considera que solo el alimentador 1 aportará corriente a la falla, las corrientes de los alimentadores de las cargas se tomaran como 0 (cero).

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	0.00	0.00	0.00
I02	10.00	-120.00	0.00
I03	10.00	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	0.00	60.00	0.00
I06	0.00	-60.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	-120.00	0.00
I09	0.00	120.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.37 Corrientes de falla bifásica a tierra inyectadas en las fases b y c.

A continuación en la Figura 6.38 se muestra la medición de la corriente primaria de la zona BUS_B. Nótese que la corriente de falla de la línea 1 es aproximadamente la corriente de falla de 4.0 kA.

```
=>MET Z2  
  
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV  
ESIME ZACATENCO  
  
Current Terminals in Protection Zone 2  
  
Primary Currents  
Terminal    MAG(A)    ANG(DEG)  POL  
I01_B      4009.387  -119.87   P  
I02_B       3.095    74.53    P  
I03_B       1.982    73.95    P  
  
Primary Voltages  
Terminal    MAG(kV)    ANG(DEG)  
V_A        132.922    0.00  
V_B        132.918   -120.01  
V_C        132.930   119.96  
  
Bus-Zones in Protection Zone 2  
BUS_B
```

Figura 6.38 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Ahora en la Figura 6.39 se muestra la medición de la corriente primaria de la fase c de la línea 1.

```
=>MET Z3
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 3

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_C    3957.527  120.19    P
I02_C     3.367   12.20     P
I03_C     3.967   29.44     P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A       132.943  0.00
V_B       132.924 -120.00
V_C       132.916 119.98

Bus-Zones in Protection Zone 3
BUS_C
```

Figura 6.39 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

En la Figura 6.40 se muestra las corrientes de operación y de restricción medidas por el relevador en condición de falla bifásica a tierra interna.

```
=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 11:40:36.420
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)           (Per Unit)
ZONE   IOP                IRT
1      0.00                0.00
2      2.01                2.01
3      1.98                1.98

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.40 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Observe que las corrientes de operación en ambas zonas, cada zona ve la corriente de falla como una corriente de falla monofásica ya que sus zonas de protección son independientes, se considera entonces una falla bifásica a tierra porque ésta se presenta entre las fases b y c.

Aclarado entonces como ve cada zona la IOP se lleva a cabo las operaciones para verificar que las corrientes diferenciales son la corriente de falla vista del lado secundario del TC. Véase la siguiente ecuación, si la IOP medida por el relevador para la zona BUS_B es de 2.01 p.u. la IOP del lado de alta será:

$$I_{op}(BUS_B) = 2.01 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 4020 \text{ A} = 4.02 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.29}$$

Para la zona BUS_C la IOP será:

$$I_{op}(BUS_C) = 1.98 p.u. * 5 A * 400 = 3960 A = 3.96 kA$$

Ec. 6.30

Como se puede observar en la Ec. 6.29 y Ec. 6.30 las corrientes de operación son aproximadamente la corriente de falla de 4.0 kA ocurrida en las fases b y c.

A continuación en la Figura 6.41 se muestra el estado del relevador ante la falla bifásica a tierra interna.

```

=>>
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 14:04:43.602
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

Event: 87BTR                               Time Source: OTHER
Event Number: 14084                        Group: 1
Targets: 87_DIFF ZONE_2 ZONE_3

Fault:      I01  I02  I03  I04  I05  I06  I07  I08  I09  I10  I11
MAG(A)      1    4014 3958  1    3    5    3    2    4    1    3
ANG(DEG)    -69  -120 120  -137 -84  -33  -90  -97  -69  113  -16
            I12  I13  I14  I15  I16  I17  I18  V01  V02  V03
MAG(A/kV)   2    2    3    0    1    1    2  132.9 132.9 132.9
ANG(DEG)   -178  49  -104 -160  38 -111 -115  0  -120  120

Tripped Terminals
 I01_B      I01_C      I02_B      I02_C      I03_B      I03_C

Bus-Zones in Protection Zone 2
 BUS_B

Bus-Zones in Protection Zone 3
 BUS_C
  
```

Figura 6.41 Reporte de estado del relevador en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Obsérvese la Figura 6.41, el relevador reporta que ha ocurrido una falla en las zonas 2 y 3, es decir en BUS_B y BUS_C, nótese que son disparadas todas las terminales asociadas a las barras afectadas (barras b y c).

A continuación véase la Figura 6.42 donde se muestra el tiempo de disparo del relevador en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA teniendo un tiempo de 0.015 segundos.

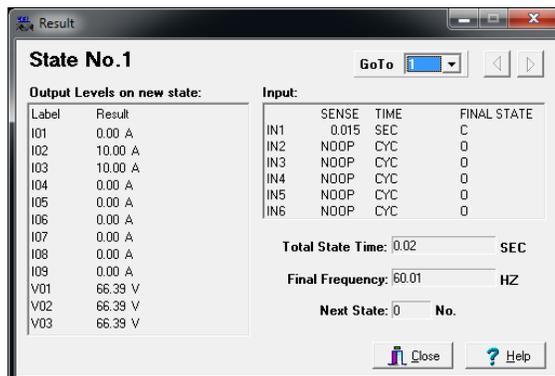


Figura 6.42 Tiempo de disparo en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Vea la Figura 6.43 en el cual se muestra el aspecto del panel frontal del relevador. Nótese que se muestran los disparos de las zonas de las barras b y c (ZONE 2 y ZONE 3) y el disparo de la diferencial 87(DIFF).

Se indica también la activación de las salidas de disparo TRIP02 y TRIP03 con los dos LED's verdes del lado derecho de la figura del panel frontal.

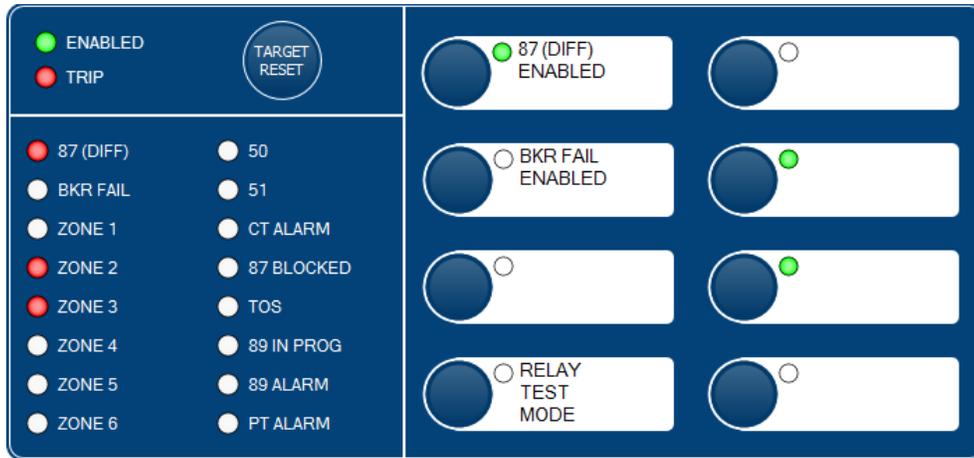


Figura 6.43 Aspecto del panel frontal en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

6.2.4.4 Análisis de la simulación de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Véase a continuación la Tabla 6.5, en ella se muestra las corrientes primarias y secundarias en condición de falla bifásica a tierra interna.

Tabla 6.5 Valores de corrientes en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	0	0	400	5	0.00
I02	I01_B	4000	-120	400	5	10.00
I03	I01_C	4000	120	400	5	10.00
I04	I02_A	0	0	400	5	0.00
I05	I02_B	0	-120	400	5	0.00
I06	I02_C	0	120	400	5	0.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	-120	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

Tabla 6.6 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.0	0.0	60%	1.0
2 (BUS_B)	2.01	2.01	60%	1.0
3 (BUS_C)	1.98	1.98	60%	1.0

Partiendo de los valores mostrados en la Tabla 6.6, se grafica el punto IOP vs IRT de ambas zonas afectadas junto con la pendiente de operación diferencial. Véase la Figura 6.44.

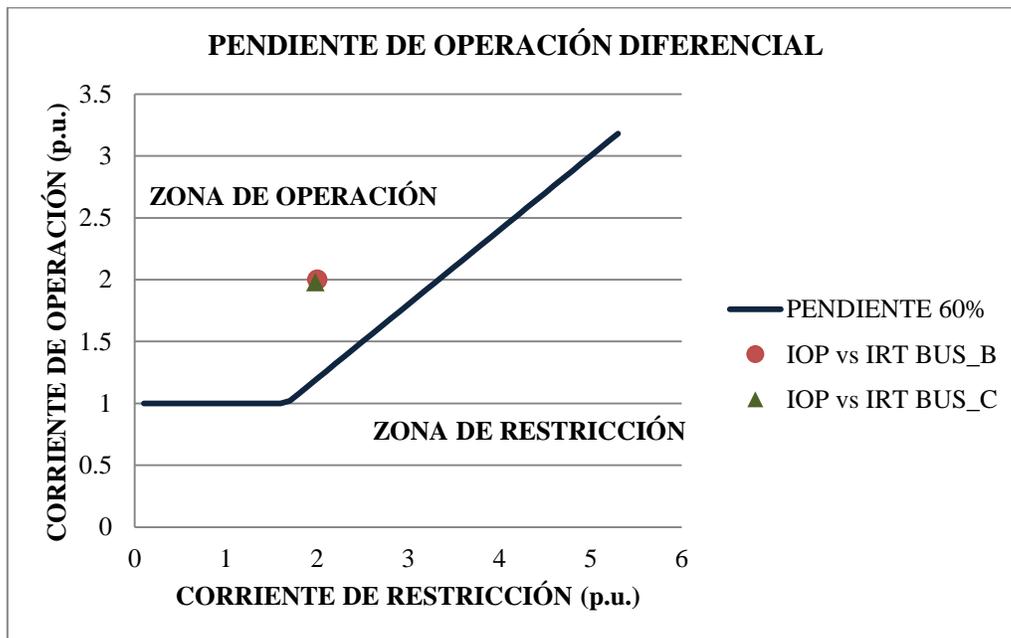


Figura 6.44 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica a tierra interna de 4.0 kA.

Ahora obsérvese que el punto IOP vs IRT tanto de la zona BUS_B como el de BUS_C se encuentran dentro de la zona de operación activando así la diferencial.

6.2.4.5 Falla bifásica interna.

Se considera ahora que ocurre una falla bifásica interna, es decir, de línea a línea dentro de la zona de protección 1 y 2 (BUS_A y BUS_B) como se muestra en la Figura 6.45.

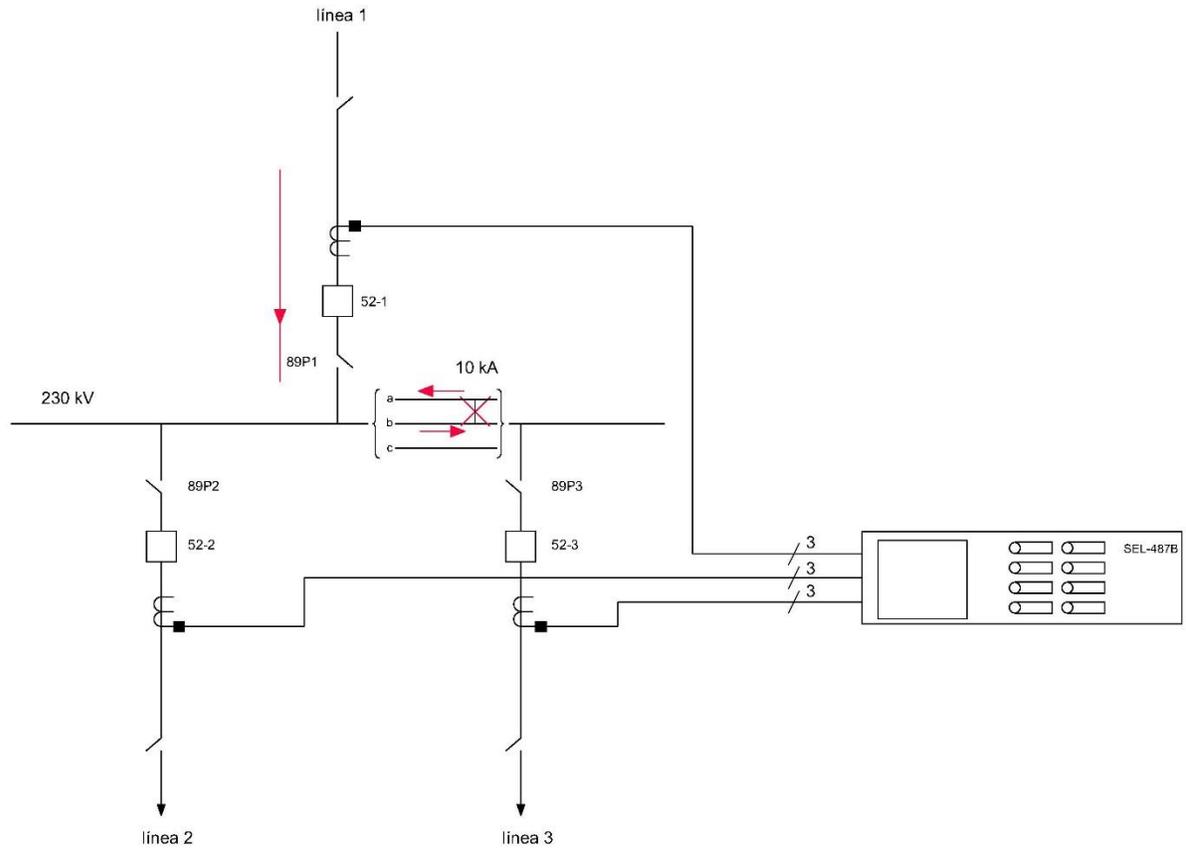


Figura 6.45 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica en condición de falla interna de 10kA.

Las corrientes de falla bifásica en las fases a y b inyectadas al relevador serán:

$$I_{s1} = I_{s2} \frac{10000}{400} = 25 A \quad \text{Ec. 6.31}$$

Véase la Figura 6.46 donde se muestran las corrientes inyectadas al relevador.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	25.00	0.00	0.00
I02	25.00	180.00	0.00
I03	0.00	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	0.00	60.00	0.00
I06	0.00	-60.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.46 Corrientes de falla bifásica inyectadas en las fases a y b.

En la Figura 6.47 se muestra la medición de las corrientes primarias en la zona 1 (BUS_A).

```
=>MET Z1

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    9879.905  0.11      P
I02_A     1.169   159.92    P
I03_A     1.439   148.31    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.885  0.00
V_B      132.937 -120.00
V_C      132.964  119.99

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.47 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla bifásica interna de 10.0 kA.

En la Figura 6.48 se muestra la medición de las corrientes primarias de la zona 2 (BUS_B).

```
=>MET Z2

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 2

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_B   10029.327 -179.89    P
I02_B     1.337   123.33    P
I03_B     1.898   108.75    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.903  0.00
V_B      132.913 -120.01
V_C      132.954  119.97

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
```

Figura 6.48 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica interna de 10.0 kA.

Haciendo uso del comando MET DIF se muestra la medición de las corrientes diferenciales IOP que hay en cada zona del arreglo de barra. Véase la Figura 6.49.

```
=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 11:22:09.517
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE      IOP              IRT
  1         4.94            4.94
  2         5.01            5.02
  3         0.00            0.00

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.49 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.

Obsérvese en la Figura 6.49 que las corrientes IOP de la zona 1 y zona 2 son aproximadamente 5 p.u. realizando el cálculo para verificar que ésta sea la corriente de falla del lado secundario se tiene lo siguiente:

$$I_{op}(BUS_A) = 4.94 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 9880 \text{ A} = 9.88 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.32}$$

Para la zona BUS_B la IOP será:

$$I_{op}(BUS_B) = 5.01 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 10020 \text{ A} = 10.02 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.33}$$

Por lo tanto de acuerdo a los resultados de la Ec. 6.32 y Ec. 6.33 la IOP de la zona 1 y 2 son aproximadamente la corriente de falla de 10.0 kA.

En la siguiente Figura 6.50 se muestra el reporte de estado del relevador con la ayuda del comando STA.

```
=>
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 11:21:47.411
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

Event: 87BTR                               Time Source: OTHER
Event Number: 14017                         Group: 1
Targets: 87_DIFF ZONE_1 ZONE_2

Fault:      I01  I02  I03  I04  I05  I06  I07  I08  I09  I10  I11
MAG(A)      9881 10032  2    2    2    5    1    2    4    2    1
ANG(DEG)     0   -180 -137 -133 -109 -95  -155 -126 -80  -3   52
              I12  I13  I14  I15  I16  I17  I18  V01  V02  V03
MAG(A/kV)    2    1    1    2    0    2    1  132.9 132.9 133.0
ANG(DEG)    -10 -162 -118 -27  62  -68  -18  0   -120  120

Tripped Terminals
  I01_A      I01_B          I02_A      I02_B      I03_A      I03_B

Bus-Zones in Protection Zone 1
  BUS_A

Bus-Zones in Protection Zone 2
  BUS_B
```

Figura 6.50 Reporte de estado del relevador en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.

Obsérvese que el relevador reporta la activación de la diferencial en las zonas 1 y 2 que corresponden a las zonas de las barras a y b (BUS_A Y BUS_B) y el disparo de las terminales asociadas a las zonas afectadas.

El tiempo de disparo del relevador ante la falla bifásica fue de 0.011 segundos. Véase la Figura 6.51.

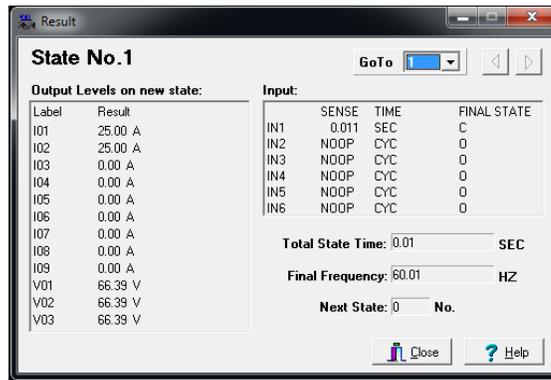


Figura 6.51 Tiempo de disparo del relevador en condición de falla bifásica interna de 10 kA.

Véase ahora el aspecto del panel frontal del relevador en la Figura 6.52.

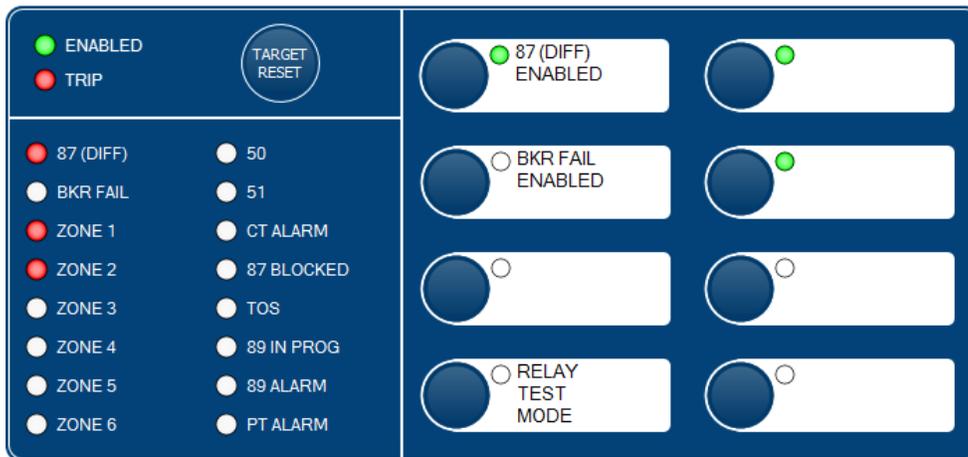


Figura 6.52 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de falla bifásica interna de 10 kA.

Ahora se observa que se encienden los LED's de las zonas de las barras a y b (ZONE 1 y ZONE 2) indicando que ha ocurrido una falla en ellas.

6.2.4.6 Análisis de la simulación de falla bifásica interna de 10.0 kA.

A continuación en la siguiente Tabla 6.7, se muestra las corrientes primarias y secundarias en condición de falla bifásica interna.

Tabla 6.7 Valores de corrientes en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	10000	0	400	5	25.00
I02	I01_B	10000	180	400	5	25.00
I03	I01_C	0	120	400	5	0.00
I04	I02_A	0	180	400	5	0.00
I05	I02_B	0	-120	400	5	0.00
I06	I02_C	0	120	400	5	0.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	180	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

En la Tabla 6.8 se muestra las corrientes diferenciales de las zonas BUS_A Y BUS_B.

Tabla 6.8 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	4.94	4.94	60%	1.0
2 (BUS_B)	5.01	5.01	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.0	0.0	60%	1.0

Con los datos de la Tabla 6.8 se grafica la pendiente diferencial. Véase la Figura 6.53.

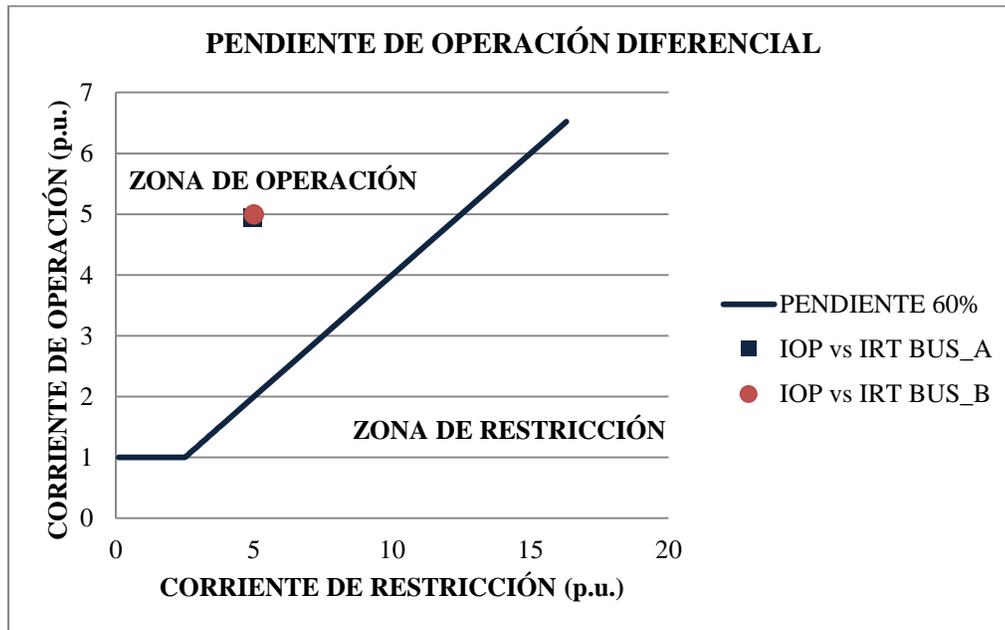


Figura 6.53 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica interna de 10.0 kA.

Como se puede observar en la gráfica de la Figura 6.53 los puntos IOP vs IRT de las zonas BUS_A y BUS_B se encuentran dentro de la zona de operación diferencial.

6.2.4.7 Falla trifásica interna.

Considerando el arreglo de la Figura 6.2, ahora se simulara una falla trifásica interna, como se muestra a continuación en la Figura 6.54.

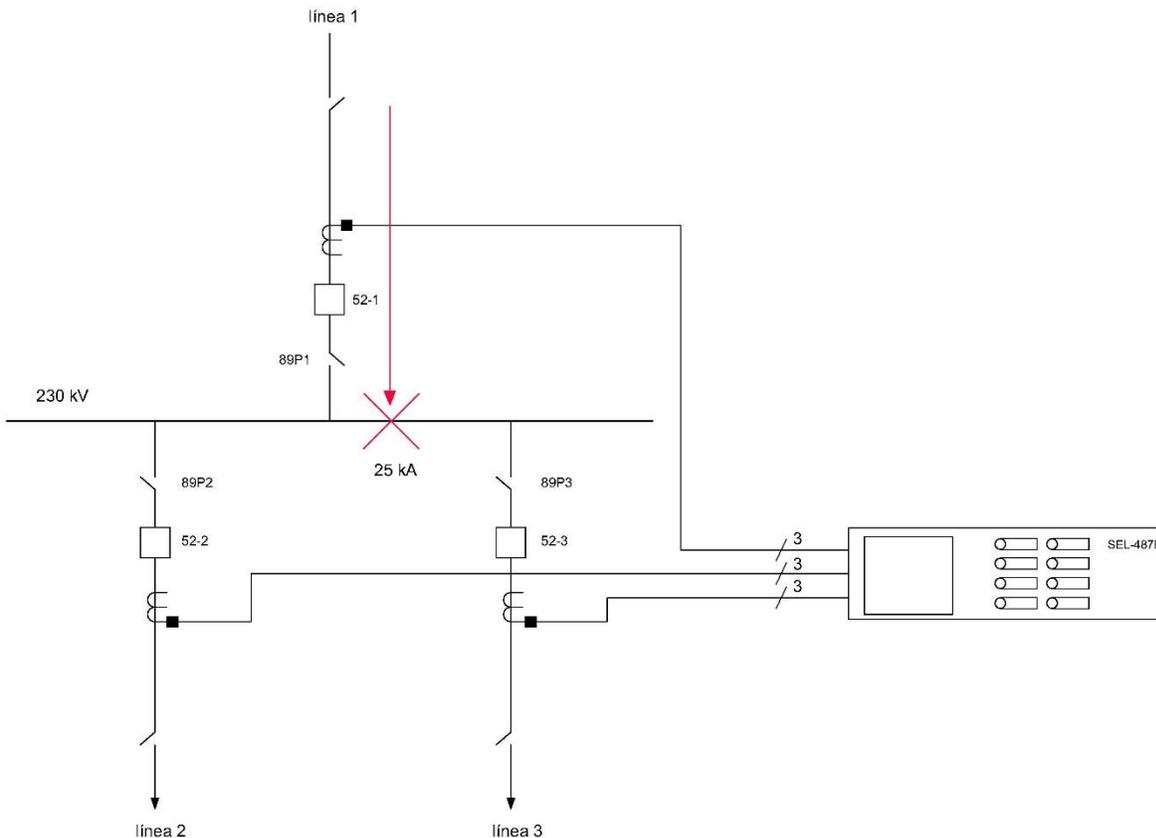


Figura 6.54 Diagrama unifilar barra sencilla con falla trifásica interna de 25 kA.

En la Figura 6.54 se puede observar una falla interna ocurrida en la barra. Se observa que la corriente de falla es de 25 kA, y el sentido de dicha corriente está marcada con una línea roja, teniendo una dirección hacia a dentro de las zonas de protección. Nuevamente consideran que solo la línea 1 alimentará la falla siendo está alimentada por un generador, se tendrá la siguiente corriente trifásica:

$$I_{falla} = \frac{25 \times 10^3}{400} = 62.5 \text{ A} \quad \text{Ec. 6.34}$$

Por lo tanto, al ser una falla trifásica en cada una de las fases de la barra, circulara la misma cantidad de corriente balanceada. Entonces de acuerdo a la Figura 6.54 las corrientes inyectadas al relevador serán de 62.5. Véase la Figura 6.55.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	62.50	0.00	0.00
I02	62.50	-120.00	0.00
I03	62.50	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	0.00	60.00	0.00
I06	0.00	-120.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.55 Corrientes de falla trifásica interna de 25 kA inyectadas al relevador.

Se utiliza nuevamente el comando MET Z1 para observar la medición de las corrientes primarias que se encuentran conectadas a la zona BUS_A. Véase la Figura 6.56.

```
=>MET Z1

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    24711.044   0.11      P
I02_A     1.477    -73.09     P
I03_A     2.519    -101.19    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.926   0.00
V_B      132.931 -119.99
V_C      132.933  120.01

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.56 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla trifásica interna de 25.0 kA.

Ahora se observaran las corrientes primarias de la zona 2 (BUS_B) con el comando MET Z2; y las corrientes primarias de la zona 3 (BUS_C). Véase la Figura 6.57 y Figura 6.58.

```
=>MET Z2

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 2

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_B    25072.505  -119.87   P
I02_B     2.991   -73.64   P
I03_B     3.370   -68.97   P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.913   0.00
V_B      132.970 -119.99
V_C      132.924  120.01

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
```

Figura 6.57 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla trifásica interna de 25.0 kA.

```
=>MET Z3

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 3

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_C    24747.759  120.20   P
I02_C     3.750   -75.82   P
I03_C     3.851   -76.14   P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.917   0.00
V_B      132.969 -120.01
V_C      132.915  119.98

Bus-Zones in Protection Zone 3
BUS_C
```

Figura 6.58 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla trifásica interna de 25.0 kA.

Véase (de la Figura 6.57 y Figura 6.58) que las corrientes de la línea 1 son aproximadamente los 25.0 kA de falla ocurrida en las tres fases.

Ahora se muestran en la Figura 6.59 las mediciones de las corrientes de operación de cada una de las zonas de protección.

```
=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016  Time: 12:36:46.055
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE   IOP      IRT
  1    12.35    12.36
  2    12.54    12.54
  3    12.37    12.38

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.59 Corrientes de operación y de restricción en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

Como se puede observar la IOP trifásica es mayor al pick up del elemento diferencial restrictivo (O87P), haciendo que el relevador opere, activando las salidas de disparo.

Analizando cada una de las corrientes de operación se tiene lo siguiente:

$$I_{op(BUS_A)} = 12.35 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 24700 \text{ A} = 24.7 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.35}$$

$$I_{op(BUS_B)} = 12.54 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 25080 \text{ A} = 25.08 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.36}$$

$$I_{op(BUS_C)} = 12.37 \text{ p.u.} * 5 \text{ A} * 400 = 24740 \text{ A} = 24.74 \text{ kA} \quad \text{Ec. 6.37}$$

Como se puede observar en las ecuaciones anteriores, las corrientes de operación de cada una de las zonas es la corriente de cortocircuito trifásica de 25.0 kA vista del lado de baja tensión.

Con el comando STA se obtiene el reporte de estado del relevador tal y como se muestra en la Figura 6.60

```
=>
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016  Time: 12:36:23.754
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

Event: 87BTR                               Time Source: OTHER
Event Number: 14039                        Group: 1
Targets: 87_DIFF ZONE_1 ZONE_2 ZONE_3

Fault:
MAG(A)      I01  I02  I03  I04  I05  I06  I07  I08  I09  I10  I11
            24718 25072 24753  2    4    4    3    3    3    1    2
ANG(DEG)    0   -120  120  -68  -55  -32  -48  -69  -24  153  165
            I12  I13  I14  I15  I16  I17  I18  V01  V02  V03
MAG(A/kV)   1    2    2    1    2    1    1  133.0 132.9 132.9
ANG(DEG)    14   21  -35   7  -100 -135  29   0  -120  120

Tripped Terminals
I01_A      I01_B      I01_C      I02_A      I02_B      I02_C
I03_A      I03_B      I03_C

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B

Bus-Zones in Protection Zone 3
BUS_C
```

Figura 6.60 Reporte de estado del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

En este caso para una falla trifásica se tienen un tiempo de disparo de 0.011 segundos tal y como se muestra en la Figura 6.61.

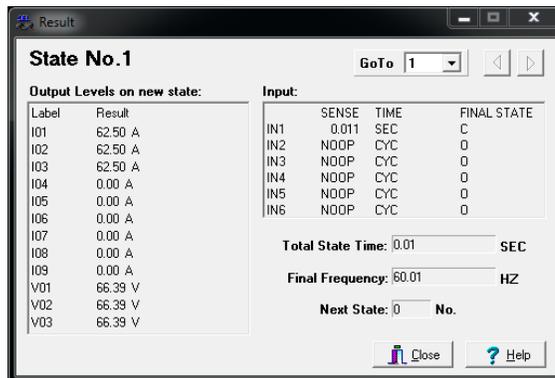


Figura 6.61 Tiempo de disparo del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

Obsérvese ahora el aspecto del panel frontal del relevador en la Figura 6.62.

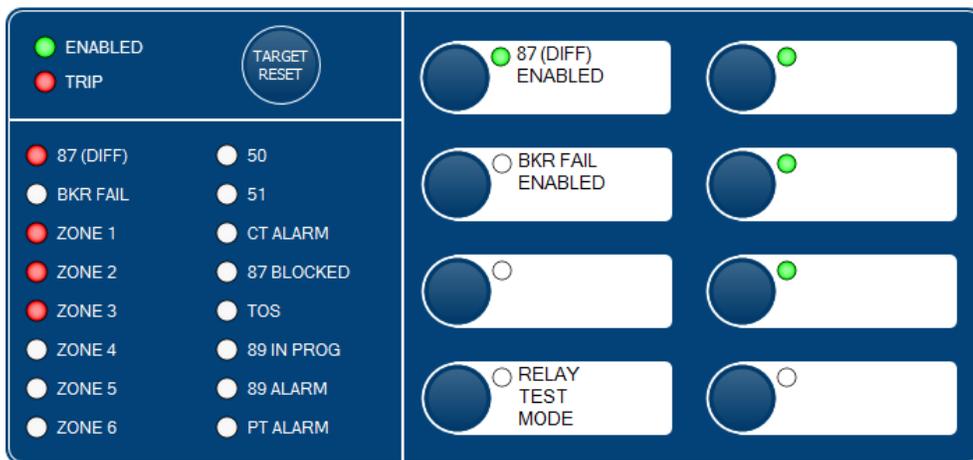


Figura 6.62 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

En el panel frontal que se observa en la Figura 6.62, se tiene los LED's de las tres zonas de protección encendidos indicando que la falla ocurrida es una falla trifásica. Los LED's verdes del lado derecho indican la activación de los disparos de salida TRIP01, TRIP02 y TRIP03.

6.2.4.8 Análisis de la simulación de falla trifásica interna de 25.0 kA.

Nuevamente se muestra en la Tabla 6.9 las corrientes primarias y secundarias con sus respectivos ángulos para analizar la condición de falla trifásica interna.

Tabla 6.9 Valores de corrientes en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	25000	0	400	5	62.50
I02	I01_B	25000	-120	400	5	62.50
I03	I01_C	25000	120	400	5	62.50
I04	I02_A	0	0	400	5	0.00
I05	I02_B	0	-120	400	5	0.00
I06	I02_C	0	120	400	5	0.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	-120	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

En la Tabla 6.10 se muestra la medición de las corrientes de operación y restricción en condición de falla trifásica interna proporcionadas por el relevador.

Tabla 6.10 Corrientes de operación y restricción en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	12.35	12.36	60%	1.0
2 (BUS_B)	12.54	12.54	60%	1.0
3 (BUS_C)	12.37	12.38	60%	1.0

Si se analiza las corrientes mostradas en la Tabla 6.10 se tendrá lo siguiente. Como cada zona de protección de la barra ve solo una corriente, es decir ven una corriente monofásica, la IOP de la zona BUS_A será:

$$I_{op(BUS_A)} = |62.5 \angle 0^\circ A| = 62.5 A \quad \text{Ec. 6.38}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{op(BUS_A)p.u.} = \frac{62.5 A}{5 A} = 12.5 p.u. \quad \text{Ec. 6.39}$$

Y como se trata de una falla trifásica las corrientes de operación en las otras barras sera la misma. Así que:

$$I_{op(BUS_A)} = I_{op(BUS_B)} = I_{op(BUS_C)} = 62.5 A = 12.5 p.u. \quad \text{Ec. 6.40}$$

Ahora se muestra la gráfica de la pendiente diferencial en condición de falla trifásica interna. Véase la Figura 6.63.

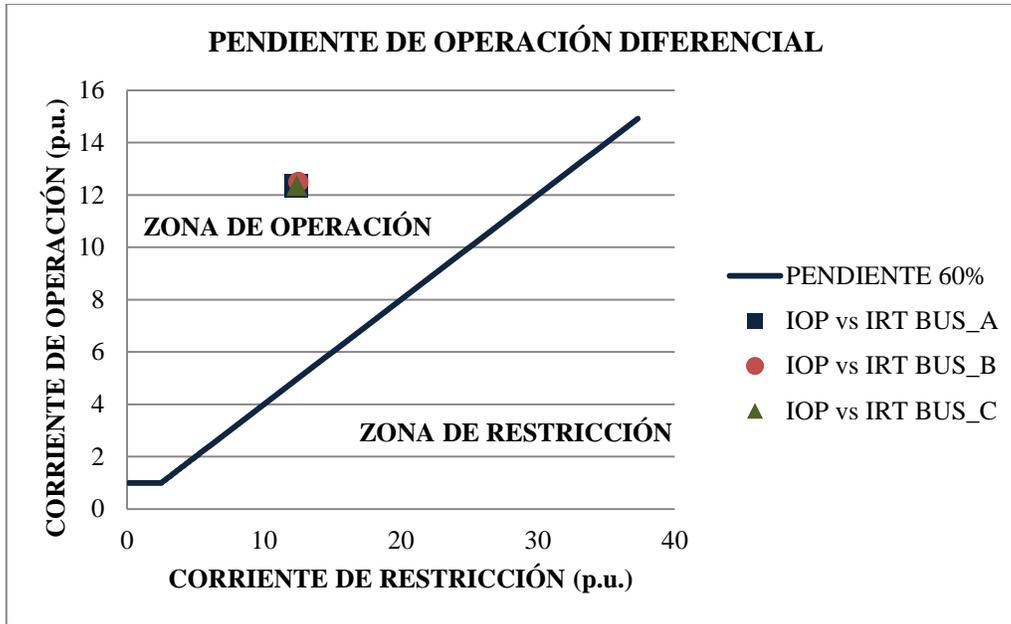


Figura 6.63 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica interna de 25.0 kA.

6.2.5 Pruebas en condiciones de falla externa

Para las simulaciones de las pruebas en condiciones de falla externa se tomó el diagrama unifilar de barra sencilla de 230 kV mostrada en la Figura 6.2 considerando fallas monofásica; bifásica a tierra (línea a línea a tierra); bifásica (línea a línea); y trifásica.

A continuación se mostrara el desarrollo de cada una de las simulaciones ya mencionadas.

6.2.5.1 Falla monofásica externa.

Para la simulación de falla monofásica externa se consideró una falla ocurrida en la fase a de la línea 3 con una magnitud de 3.5 kA. Véase la Figura 6.64; nótese que el flujo de corriente entra por la fase a de la línea 1 siendo esta la misma que sale por la fase a de la línea 3

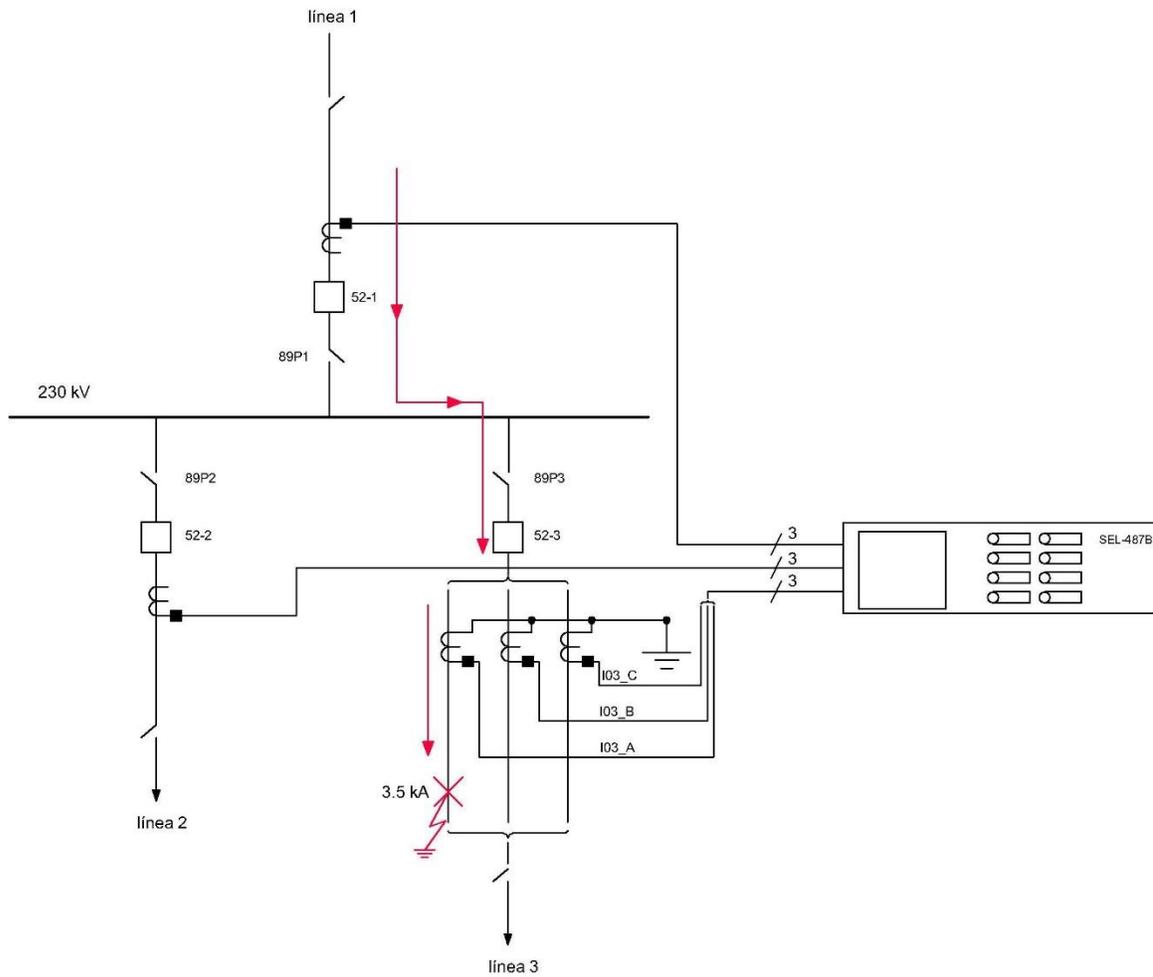


Figura 6.64 Diagrama unifilar barra sencilla con falla monofásica en condición de falla externa de 3.5 kA.

Para conocer la corriente de falla secundaria medida por el TC se realiza la siguiente operación:

$$I_s = \frac{I_{falla}}{RTC} = \frac{3500 A}{400} = 8.75 A \quad \text{Ec. 6.41}$$

Por lo tanto la magnitud de corriente que se inyectará al relevador en las fases a de las líneas 1 y 3 (I01 e I07) serán las que se muestran a continuación en la Figura 6.65.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	8.75	0.00	0.00
I02	0.00	-120.00	0.00
I03	0.00	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	0.00	60.00	0.00
I06	0.00	-60.00	0.00
I07	8.75	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.65 Corrientes de falla monofásica externa inyectadas a las fases a de las líneas 1 y 3.

Haciendo uso del comando MET Z1 se muestra la medición de las corrientes primarias en la zona 1 (BUS_A) siendo esta la zona afectada por la falla. Véase la Figura 6.66.

```
=>MET Z1

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    3456.244   0.12      P
I02_A     1.530   147.96    P
I03_A    3455.206 -179.69    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.886   0.00
V_B      132.943 -120.01
V_C      132.949  119.99

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.66 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla monofásica externa de 3.5 kA.

En la Figura 6.66 se observa las corrientes de falla que circulan a través de las fases a de las líneas 1 y 3 (I01_A e I03_A).

En la siguiente Figura 6.67 se observa la medición de las corrientes de operación y de restricción de las zonas de protección de la barra.

```
=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 10:54:58.156
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE   IOP      IRT
  1     0.00    3.46
  2     0.00    0.00
  3     0.01    0.01

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.67 Corriente de operación y restricción en zona BUS_A con falla monofásica externa de 3.5kA.

Véase (de la Figura 6.67) que la corriente de operación diferencial IOP de la zona 1 correspondiente a la barra de la fase a (BUS_A) es prácticamente 0 p.u. (cero) teniendo una corriente de restricción igual a 3.46 p.u. Por lo tanto el relevador no opera al no haber una corriente diferencial que lo active.

Se observa ahora el reporte del estado del relevador en el cual indica que no ha ocurrido falla alguna dentro de las zonas de protección. Véase la Figura 6.68.

```
=>sta
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 10:54:22.346
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

FID=SEL-487B-R113-V0-Z003003-D20060905   CID=0xa439

Failures
  No Failures

Warnings
  A/D OFFSET WARNING
  CAL BOARD A CHANGED FROM 5 TO absent

SELogic Relay Programming Environment Errors
  No Errors

Relay Enabled
```

Figura 6.68 Reporte del estado del relevador en condición de una falla monofásica externa de 3.5 kA.

En la Figura 6.69 se observa el aspecto del panel frontal del relevador.

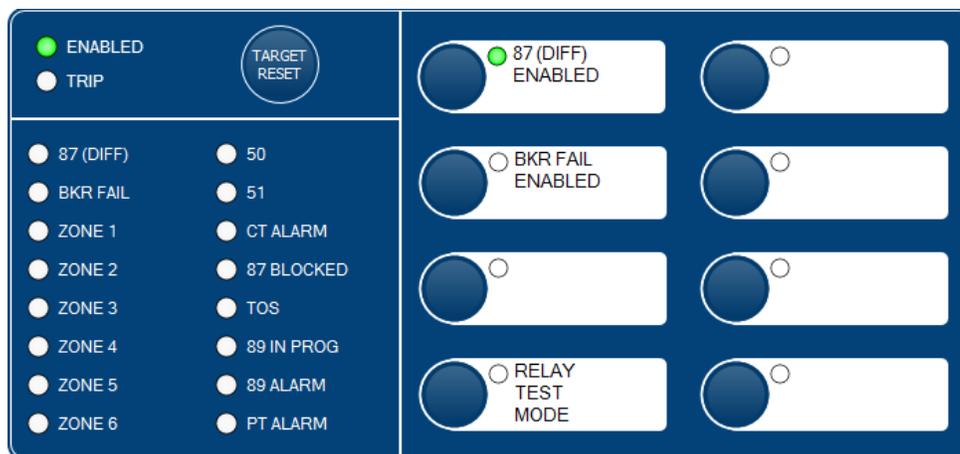


Figura 6.69 Aspecto de panel frontal en condición de falla externa.

Como se puede observar en la Figura 6.69 el relevador no indica algún reporte en el panel frontal ya que la falla presentada es una falla externa.

6.2.5.2 Análisis de la simulación de falla monofásica externa de 3.5 kA.

A continuación se analizará la prueba de falla monofásica externa de 3.5 kA para esto se tiene la siguiente Tabla 6.11 donde se muestra las corrientes primarias y secundarias inyectadas.

Tabla 6.11 Valores de corrientes en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	3500	0	400	5	8.75
I02	I01_B	0	-120	400	5	0.00
I03	I01_C	0	120	400	5	0.00
I04	I02_A	0	180	400	5	0.00
I05	I02_B	0	-120	400	5	0.00
I06	I02_C	0	120	400	5	0.00
I07	I03_A	3500	180	400	5	8.75
I08	I03_B	0	-120	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

En la Tabla 6.12 se observa la medición de las corrientes de operación y restricción proporcionadas por el relevador.

Tabla 6.12 Corrientes de operación y restricción en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u)
1 (BUS_A)	0.0	3.43	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.0	0.0	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.01	0.0	60%	1.0

En la Ec. 6.42 se realiza el cálculo de la corriente de operación:

$$I_{op(A)} = |8.75 \angle 0^\circ A + 8.75 \angle 180^\circ A| = 0 A = 0 p. u. \quad \text{Ec. 6.42}$$

Nótese que debido a que la falla ocurre fuera de la zona de protección, la misma corriente de falla que entra por la línea 1 ($8.75 \angle 0^\circ A$) es la misma que sale por la línea 3 ($8.75 \angle 180^\circ A$), es por eso que al hacer uso de la ley de corrientes de Kirchhoff ambas corrientes se restan.

Calculando la corriente de restricción se tiene:

$$I_{rest(A)} = |8.75 A| + |8.75 A| = 17.5 A \quad \text{Ec. 6.43}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(p.u.)} = \frac{17.5 A}{5 A} = 3.5 p. u. \quad \text{Ec. 6.44}$$

Obsérvese que los cálculos anteriores son aproximadamente a los mostrados en la Tabla 6.12.

A continuación en la Figura 6.70, tomando los valores de la Tabla 6.12, se grafica la pendiente diferencial con el punto IOP vs IRT.

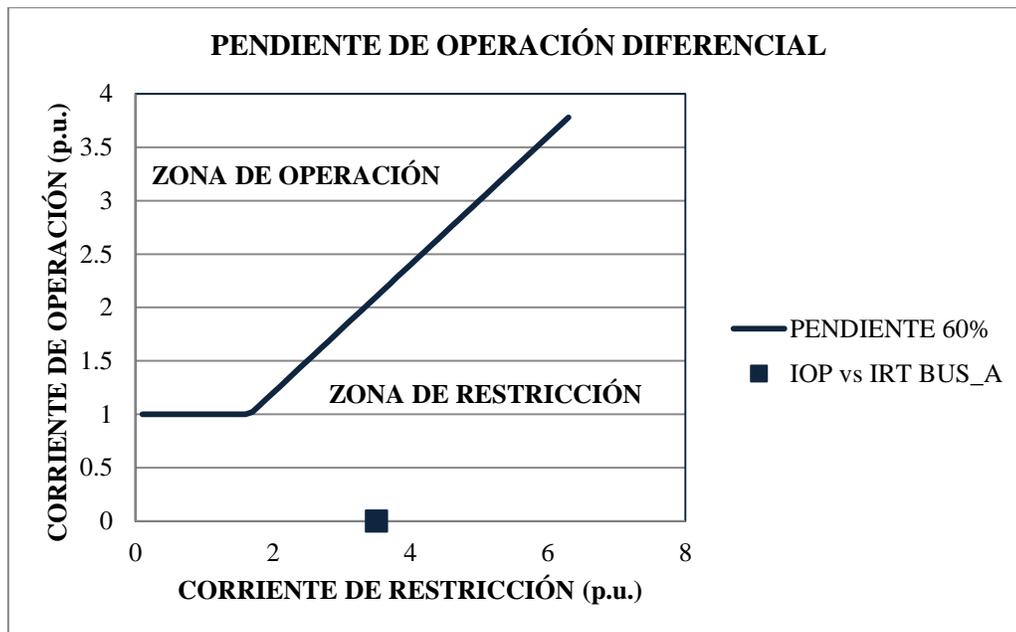


Figura 6.70 Pendiente de operación diferencial en zona BUS_A en condición de falla monofásica externa de 3.5 kA.

En la Figura 6.70 se observa el comportamiento de las corrientes de operación y restricción ante la presencia de una falla externa. Se observa entonces que el punto IOP vs IRT se encuentra dentro de la

zona de restricción, por lo tanto el relevador no realiza la acción de liberar la falla ocurrida fuera de la zona de protección, haciendo de este un dispositivo selectivo ante la presencia de fallas externas.

6.2.5.3 Falla bifásica a tierra externa.

Para la simulación de una falla bifásica a tierra (línea a línea a tierra) en el arreglo de barra sencilla de 230 kV, se consideró una falla ocurrida entre las fases a y b a tierra de la línea 2 tal y como se observa en la Figura 6.71.

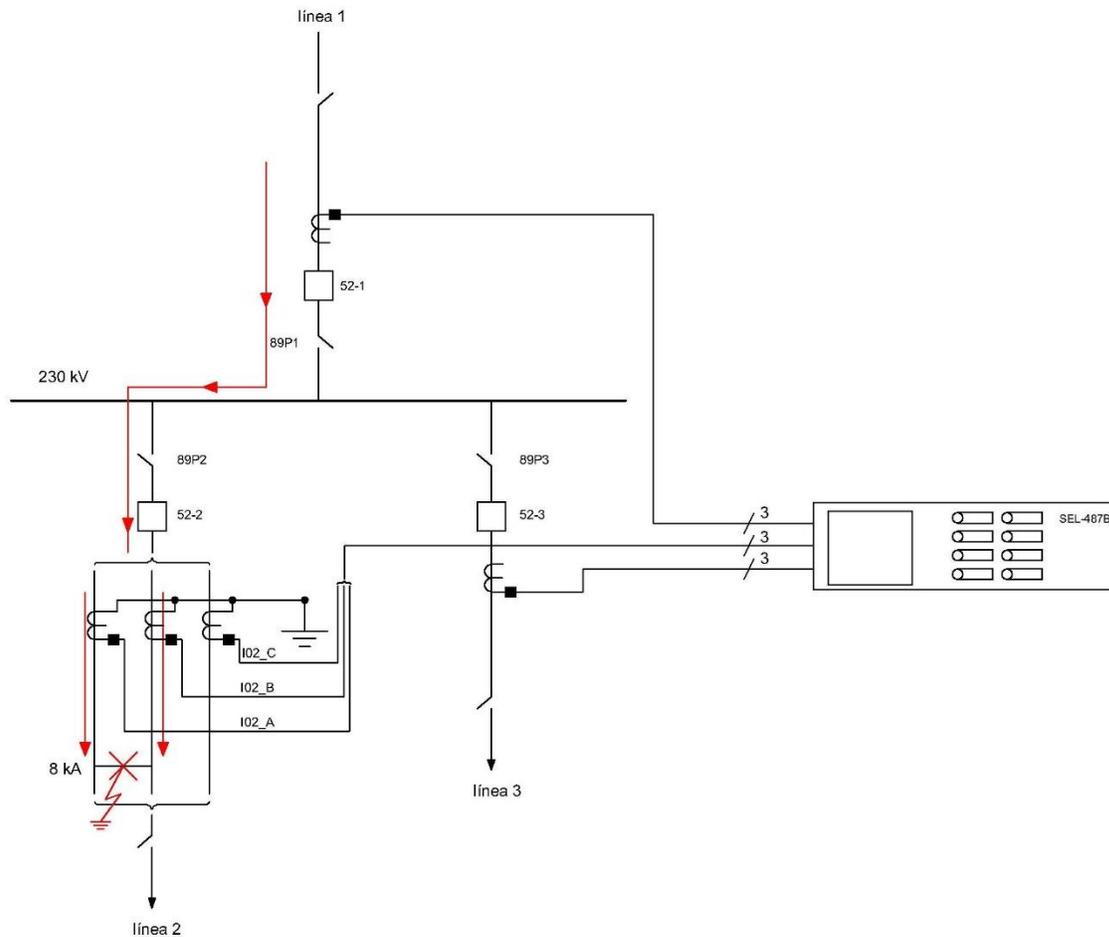


Figura 6.71 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica a tierra en condición de falla externa de 8.0 kA.

A continuación se muestran las corrientes secundarias inyectadas a las entradas de corriente I01, I02, I04 e I05 que corresponden a las fases I01_A, I01_B, I02_A e I02_B respectivamente. Véase la Figura 6.72.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	20.00	0.00	0.00
I02	20.00	-120.00	0.00
I03	0.00	120.00	0.00
I04	20.00	180.00	0.00
I05	20.00	60.00	0.00
I06	0.00	-120.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.72 Corrientes de falla bifásica a tierra en condición de falla externa inyectadas en las fases a y b.

Se muestra a continuación las corrientes primarias medidas en las fases a y b de las líneas 1 y 2. Véase la Figura 6.73 y la Figura 6.74.

```
=>MET Z1
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    7909.593   0.12      P
I02_A    8005.333  -179.95   P
I03_A     1.340    38.66     P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.943   0.00
V_B      132.907  -120.00
V_C      132.927  119.98

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.73 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

```
=>MET Z2

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 2

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_B    8023.571 -119.86   P
I02_B    7923.787  60.22    P
I03_B     2.364  -11.03    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A       132.940  0.00
V_B       132.907 -120.00
V_C       132.933  119.99

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B
```

Figura 6.74 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

Al ser nuevamente una falla externa, las corrientes que entran por la línea 1 es la misma que sale por la línea 2, por lo tanto no existe una diferencia de corriente que active la protección diferencial. En la Figura 6.75 se muestran las corrientes de operación y restricción diferencial de cada una de las zonas de protección de la barra.

```
=>MET DIF

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 12:25:49.883
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)           (Per Unit)
ZONE      IOP             IRT
1          0.05           7.96
2          0.05           7.98
3          0.00           0.00

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.75 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

El reporte del estado del relevador y el aspecto del panel frontal del mismo, son como los mostrados en la Figura 6.68 y Figura 6.69.

6.2.5.4 Análisis de la simulación de falla bifásica a tierra externa de 8 kA.

En la Tabla 6.13 se tienen las corrientes secundarias inyectadas al relevador y la medición de las corrientes primarias con las que se simuló la falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

Tabla 6.13 Valores de corrientes en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	8000	0	400	5	20.00
I02	I01_B	8000	-120	400	5	20.00
I03	I01_C	0	180	400	5	0.00
I04	I02_A	8000	180	400	5	20.00
I05	I02_B	8000	60	400	5	20.00
I06	I02_C	0	-60	400	5	0.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	100	400	5	0.00
I09	I03_C	0	-80	400	5	0.00

De acuerdo a las corrientes secundarias inyectadas se obtuvieron las corrientes de operación y restricción diferencial mostradas en la Tabla 6.14. Como la corriente de falla que circula a través de las fases a y b es la misma en ambas, la corriente de operación de la zona 1 será la misma en la zona 2 al igual que las corrientes de restricción.

Tabla 6.14 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica externa de 8.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.05	7.96	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.05	7.98	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.00	0.00	60%	1.0

Calculando la IOP para la zona BUS_A

$$I_{op(BUS_A)} = |20 \angle 0^\circ A + 20 \angle 180^\circ A| = 0 A = 0 p. u. \quad \text{Ec. 6.45}$$

La IOP en la zona BUS_B será:

$$I_{op(BUS_B)} = |20 \angle -120^\circ A + 20 \angle 60^\circ A| = 0 A = 0 p. u. \quad \text{Ec. 6.46}$$

Calculando la corriente de restricción de la zona BUS_A y BUS_B se tiene:

$$I_{rest(BUS_A)} = I_{rest(BUS_B)} = |20 A| + |20 A| = 40 A \quad \text{Ec. 6.47}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(BUS_A)p.u.} = I_{rest(BUS_B)p.u.} = \frac{40 A}{5 A} = 8.0 p. u. \quad \text{Ec. 6.48}$$

Obsérvese que los valores de los resultados de los cálculos anteriores son aproximadamente a los que se muestran en la Tabla 6.14.

Con los valores de las corrientes de operación y restricción de la Tabla 6.14 se grafica el punto IOP vs IRT junto con la pendiente diferencial. Obsérvese la siguiente Figura 6.76.

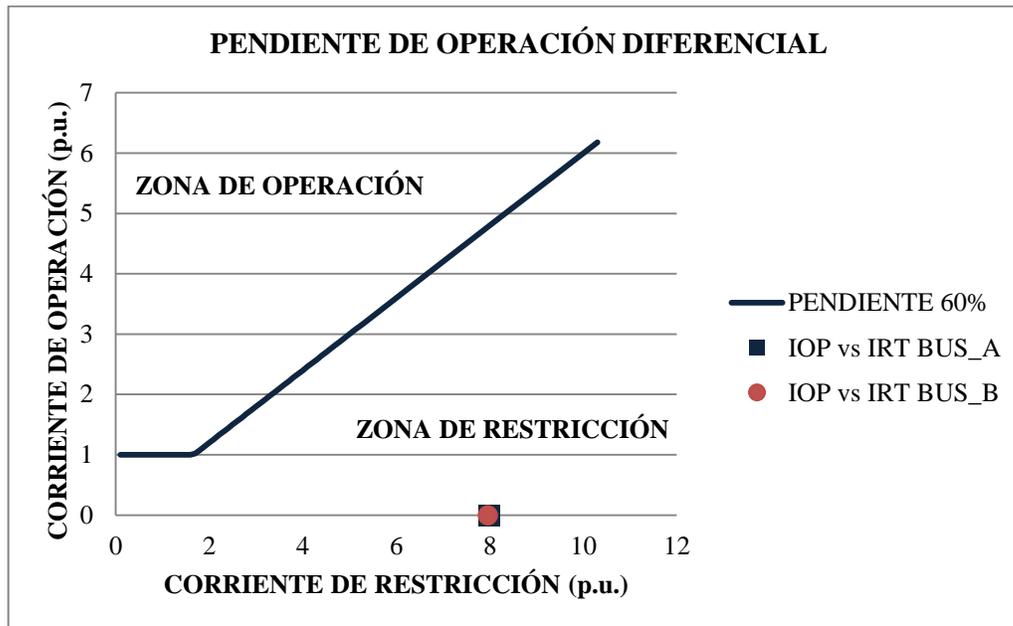


Figura 6.76 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A y BUS_B en condición de falla bifásica a tierra externa de 8.0 kA.

6.2.5.5 Falla bifásica externa.

Para la simulación de una falla bifásica (línea a línea) externa se consideró una falla ocurrida entre las fases b y c tal y como se muestra en la Figura 6.77.

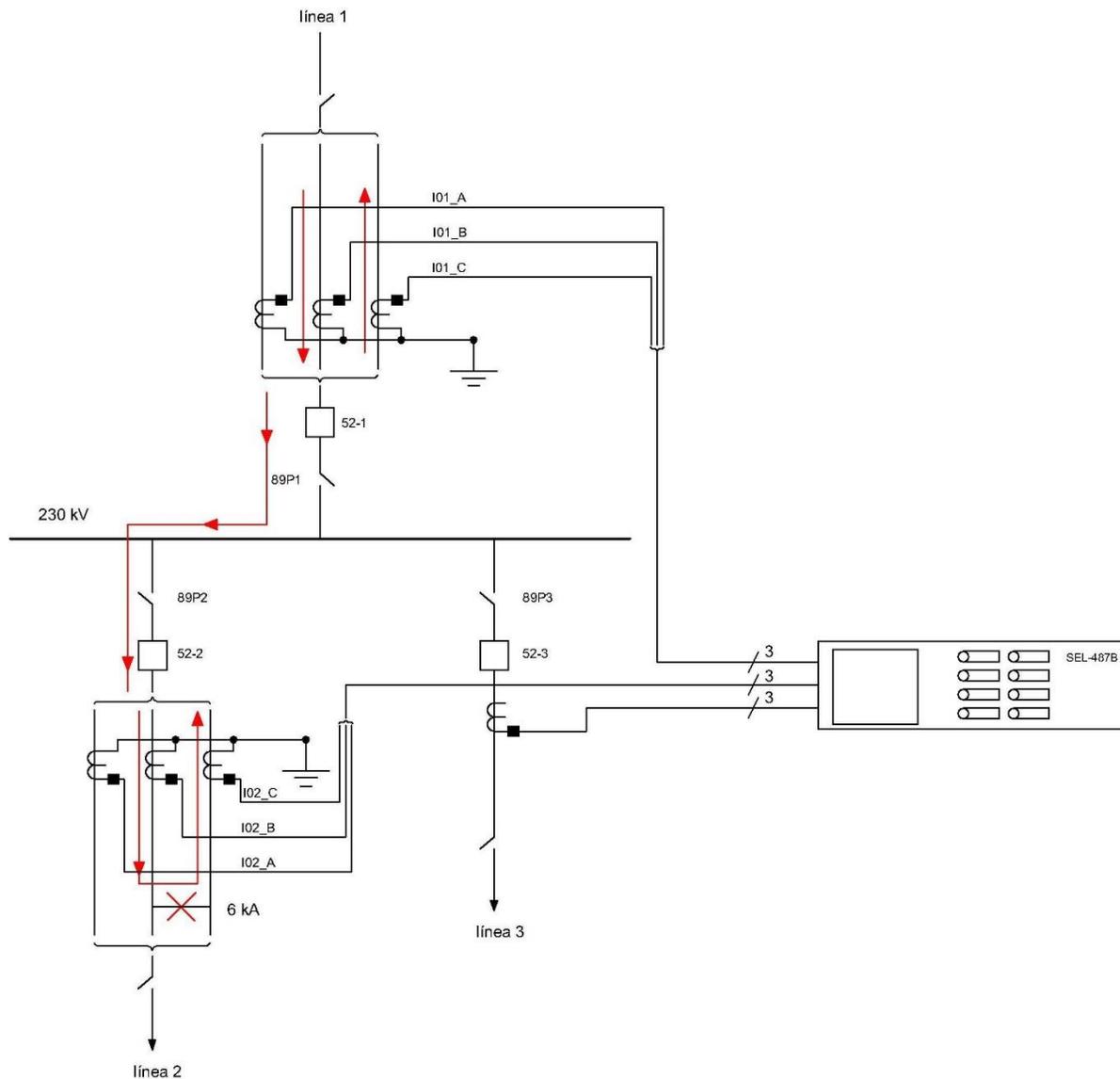


Figura 6.77 Diagrama unifilar barra sencilla con falla bifásica en condición de falla externa de 6 kA.

Obsérvese bien el flujo de corrientes en ambas fases (b y c), dichas corrientes de falla, por decirlo de alguna manera, se “corretean” a través de las fases b y c de las líneas 1 y 2, al no haber un punto que consuma la magnitud de corriente de falla.

Tomando en cuenta lo anterior las corrientes secundarias inyectadas al relevador son las siguientes. Véase la Figura 6.78.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	0.00	0.00	0.00
I02	15.00	-120.00	0.00
I03	15.00	60.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	15.00	60.00	0.00
I06	15.00	-120.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.78 Corrientes de falla bifásica inyectadas en condición de falla externa en las fases b y c.

Como se puede observar el ángulo de las corrientes indica la dirección de las magnitudes. En este caso la terminal I02 entrará en ella una magnitud de 15 A con un ángulo de -120° indicando que la corriente entra por polaridad del TC de la terminal I01_B (véase la Figura 6.77); esta misma corriente con magnitud de 15 A pasa a través de la bobina del TC de la fase b de la línea 2 (I02_B) pero ahora entra por no polaridad del TC (véase nuevamente la Figura 6.77) teniendo un ángulo de 60° siendo este el ángulo que se ingresa a la magnitud de la terminal I05 (véase la Figura 6.78). El flujo de la corriente de falla continúa su trayectoria pasando a través del punto de falla entre las fases b y c entrando ahora por polaridad del TC de la terminal I02_C, como se puede observar en la Figura 6.77, teniendo un ángulo de -120° como el que se ingresa en la terminal I06 (véase la Figura 6.78); el flujo de la corriente continua nuevamente por la fase c de la línea 1 entrando por no polaridad de la terminal I01_C, por lo tanto se le ingresa un ángulo de 60° .

Obsérvese ahora la medición de las corrientes primarias de las zonas BUS_B y BUS_C. Véase la Figura 6.79 y Figura 6.80.

```

=>MET Z2

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 2

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_B    6016.132  -119.85   P
I02_B    5942.924   60.22    P
I03_B     1.905    -3.69     P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.932   0.00
V_B      132.916 -119.99
V_C      132.943  119.98

Bus-Zones in Protection Zone 2
BUS_B

```

Figura 6.79 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla bifásica externa de 6.0 kA.

```
=>MET Z3

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 3

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_C    5941.028  60.19     P
I02_C    6015.309 -119.80    P
I03_C     2.191   67.36     P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A       132.927  0.00
V_B       132.910 -119.99
V_C       132.943  119.97

Bus-Zones in Protection Zone 3
BUS_C
```

Figura 6.80 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla bifásica externa de 6.0 kA.

En la Figura 6.79 y Figura 6.80 se muestran las corrientes primarias de las fases b y c en las zonas de protección de las mismas. Véase también que las corrientes mostradas son aproximadamente la corriente de falla de 6 kA.

Ingresando el comando MET DIF el relevador muestra la medición de las corrientes de operación y restricción como se puede observar en la Figura 6.81.

```
=>MET DIF

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 11:30:36.025
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)           (Per Unit)
ZONE   IOP                IRT
1      0.00                0.00
2      0.04                5.98
3      0.03                5.98

Current Reference (A)
IREF
2000
```

Figura 6.81 Corriente de operación y de restricción en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.

Como la corriente de operación tanto en la zona de la barra b y como en la zona de la barra c es 0 (cero) el relevador no “dispara”.

6.2.5.6 Análisis de la simulación de falla bifásica externa de 6.0 kA.

A continuación se describirá el análisis de la simulación de la falla bifásica externa de 6.0 kA, para esto se tiene la Tabla 6.15; en ella se observa las corrientes secundarias inyectadas al relevador y las corrientes del lado primario con sus respectivos ángulos.

Tabla 6.15 Valores de corrientes en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	0	0	400	5	0.00
I02	I01_B	6000	-120	400	5	15.00
I03	I01_C	6000	60	400	5	15.00
I04	I02_A	0	0	400	5	0.00
I05	I02_B	6000	60	400	5	15.00
I06	I02_C	6000	-120	400	5	15.00
I07	I03_A	0	0	400	5	0.00
I08	I03_B	0	-120	400	5	0.00
I09	I03_C	0	120	400	5	0.00

En la Tabla 6.15 se muestra las corrientes de operación y restricción junto con el porcentaje de la pendiente diferencial así como el valor del umbral O87P.

Tabla 6.16 Corrientes de operación y restricción en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.00	0.00	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.04	5.98	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.03	5.98	60%	1.0

Haciendo uso de la ley de corriente de Kirchhoff para obtener la IOP de la zona BUS_B se tiene lo siguiente:

$$I_{op(BUS_B)} = |I02 + I03| = |15 \angle -120^\circ A + 15 \angle 60^\circ A| = 0 A = 0 p.u. \quad \text{Ec. 6.49}$$

Para la zona BUS_C la IOP será:

$$I_{op(BUS_C)} = |I05 + I06| = |15 \angle 60^\circ A + 15 \angle -120^\circ A| = 0 A = 0 p.u. \quad \text{Ec. 6.50}$$

El cálculo de la corriente de restricción se obtiene con la siguiente ecuación:

$$I_{rest(BUS_B)} = |I02| + |I03| = |15 A| + |15 A| = 30 A \quad \text{Ec. 6.51}$$

$$I_{rest(BUS_C)} = |I05| + |I06| = |15 A| + |15 A| = 30 A \quad \text{Ec. 6.52}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(BUS_B)p.u.} = I_{rest(BUS_C)p.u.} = \frac{30 A}{5 A} = 6 p.u. \quad \text{Ec. 6.53}$$

Graficando las corrientes de operación y de restricción de las zonas BUS_B y BUS_C junto con la pendiente diferencial, se observa lo siguiente en la Figura 6.82.

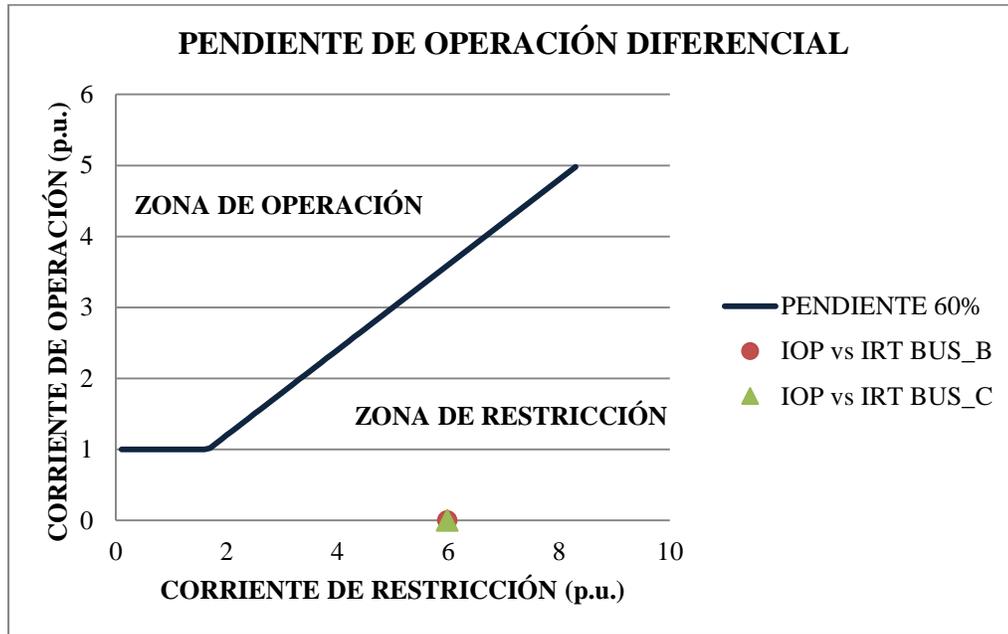


Figura 6.82 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_B y BUS_C en condición de falla bifásica externa de 6.0 kA.

En la Figura 6.82 se observa el comportamiento de la corriente de operación y de restricción de la zona de la barra b y de la barra c; los puntos IOP vs IRT de ambas zonas se localizan dentro de la zona de restricción, es evidente que se encuentra muy por debajo del umbral O87P y por lo tanto no existe una operación de la diferencial de barra.

6.2.5.7 Falla trifásica externa.

Para la simulación de una falla trifásica externa se tomó una magnitud de 20 kA en las fases de la línea 2 como se puede observar en la Figura 6.83.

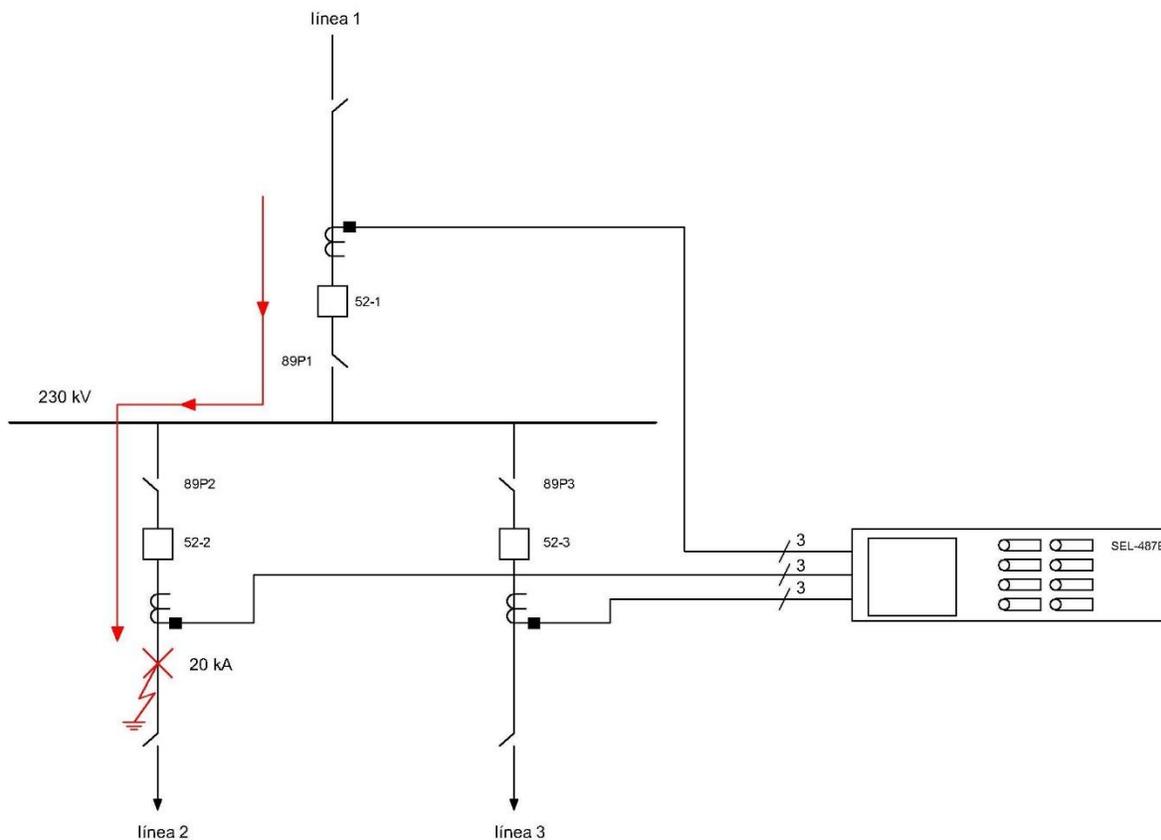


Figura 6.83 Diagrama unifilar barra sencilla con falla trifásica externa de 20 kA.

Como se muestra en la Figura 6.83 la corriente de falla entra por la línea 1, siendo esta la misma que sale por la línea 2 para llegar al punto de falla.

Para conocer la corriente de falla trifásica inyectada al relevador se tiene la siguiente ecuación:

$$I_{falla} = \frac{20 \times 10^3}{400} = 50 \text{ A} \quad \text{Ec. 6.54}$$

Por lo tanto se inyectaron corrientes en las terminales de la línea 1 (I01-I03) y en las terminales de la línea 2 (I04-I06). Véase la Figura 6.84.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	50.00	0.00	0.00
I02	50.00	-120.00	0.00
I03	50.00	120.00	0.00
I04	50.00	180.00	0.00
I05	50.00	60.00	0.00
I06	50.00	-60.00	0.00
I07	0.00	180.00	0.00
I08	0.00	60.00	0.00
I09	0.00	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.84 Corrientes de falla trifásica externa de 20 kA inyectadas al relevador.

A continuación se muestran las corrientes primarias de las 3 zonas de protección de las líneas 1 y 2 medidas por el relevador.

```
=>MET Z1

DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    19766.052   0.10      P
I02_A    20017.271 -179.97   P
I03_A     2.342    39.43    P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A       132.907   0.00
V_B       132.899 -120.02
V_C       132.945  119.95

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
```

Figura 6.85 Medición de corrientes primarias en zona BUS_A con falla trifásica externa de 20.0 kA.

En la siguiente Figura 6.86 se observa ahora la medición de las corrientes primarias de la zona BUS_B, y en la Figura 6.87 se muestran las corrientes primarias de la zona BUS_C.

```
=>MET Z2  
  
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV  
ESIME ZACATENCO  
  
Current Terminals in Protection Zone 2  
  
      Primary Currents  
Terminal   MAG(A)   ANG(DEG)  POL  
I01_B     20055.662  -119.90   P  
I02_B     19806.833   60.20    P  
I03_B         2.351   13.59    P  
  
      Primary Voltages  
Terminal   MAG(kV)   ANG(DEG)  
V_A        132.942    0.00  
V_B        132.928  -120.02  
V_C        132.921  119.95  
  
Bus-Zones in Protection Zone 2  
BUS_B
```

Figura 6.86 Medición de corrientes primarias en zona BUS_B con falla trifásica externa de 20.0 kA.

```
=>MET Z3  
  
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV  
ESIME ZACATENCO  
  
Current Terminals in Protection Zone 3  
  
      Primary Currents  
Terminal   MAG(A)   ANG(DEG)  POL  
I01_C     19799.787   120.19   P  
I02_C     20059.990  -59.81   P  
I03_C         3.530  -12.20   P  
  
      Primary Voltages  
Terminal   MAG(kV)   ANG(DEG)  
V_A        132.932    0.00  
V_B        132.943  -120.00  
V_C        132.926  119.96  
  
Bus-Zones in Protection Zone 3  
BUS_C
```

Figura 6.87 Medición de corrientes primarias en zona BUS_C con falla trifásica externa de 20.0 kA.

Nótese que las corrientes primarias de las figuras anteriores son aproximadamente la magnitud de la corriente de falla trifásica de 20 kA.

Utilizando el comando MET DIF el relevador muestra las corrientes de operación en las zonas de protección de la barra (BUS_A, BUS_B y BUS_C). Véase la Figura 6.88.

```

=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016  Time: 12:45:13.591
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE      IOP      IRT
1         0.13     19.89
2         0.13     19.93
3         0.13     19.93

Current Reference (A)
IREF
2000
    
```

Figura 6.88 Corrientes de operación y de restricción en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.

Obsérvese las corrientes de operación y restricción en la Figura 6.88, la IOP es prácticamente cero ya que la corriente de falla trifásica que entra por la línea 1 es la misma que sale por la línea 2; la IRT se observa que aumenta restringiendo aún más la corriente de operación. El análisis de este comportamiento se verá a continuación.

6.2.5.8 Análisis de la simulación de falla trifásica externa de 20.0 kA.

Para analizar la simulación de la falla trifásica externa, se tiene la siguiente tabla el cual resume las magnitudes de corriente tanto primarias como secundarias inyectadas al relevador junto con los ángulos de desfaseamiento y la relación de transformación. Véase la Tabla 6.17.

Tabla 6.17 Valores de corrientes en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	20000	0	400	5	50.00
I02	I01_B	20000	-120	400	5	50.00
I03	I01_C	20000	120	400	5	50.00
I04	I02_A	20000	180	400	5	50.00
I05	I02_B	20000	60	400	5	50.00
I06	I02_C	20000	-60	400	5	50.00
I07	I03_A	0	180	400	5	0.00
I08	I03_B	0	60	400	5	0.00
I09	I03_C	0	-60	400	5	0.00

Ahora en la Tabla 6.18 se muestran las corrientes de operación y de restricción de cada zona.

Tabla 6.18 Corrientes de operación y restricción en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.13	19.89	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.13	19.93	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.13	19.93	60%	1.0

Las corrientes de operación y restricción mostradas en la Tabla 6.18 se obtienen de las siguientes ecuaciones. Recordando que cada zona ve una corriente de falla monofásica y por lo tanto la IOP de la zona BUS_A se calcula de la siguiente manera:

$$I_{op(BUS_A)} = |50 \angle 0^\circ A + 50 \angle 180^\circ A| = 0 A = 0 p.u. \quad \text{Ec. 6.55}$$

Para la zona BUS_B la IOP será:

$$I_{op(BUS_B)} = |50 \angle -120^\circ A + 50 \angle 60^\circ A| = 0 A = 0 p.u. \quad \text{Ec. 6.56}$$

Y para la zona BUS_C es:

$$I_{op(BUS_A)} = |50 \angle 120^\circ A + 50 \angle -60^\circ A| = 0 A = 0 p.u. \quad \text{Ec. 6.57}$$

Se observa ahora la obtención de la corriente de restricción:

$$I_{rest(BUS_A)} = I_{rest(BUS_B)} = I_{rest(BUS_C)} = |50 A| + |50 A| = 100 A \quad \text{Ec. 6.58}$$

Haciendo el cambio de base en p.u. la corriente de restricción es:

$$I_{rest(BUS_A)} = \frac{100 A}{5 A} = 20 p.u.$$

Para observar el comportamiento de las corrientes de operación y restricción de cada zona se grafican junto con la pendiente diferencial como se observa en la Figura 6.89.

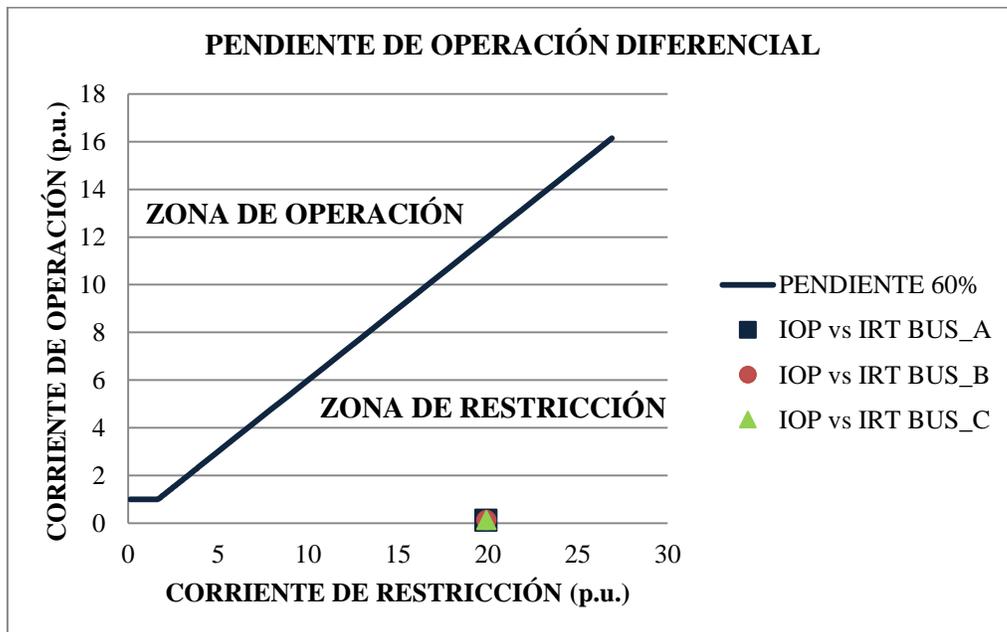


Figura 6.89 Pendiente de operación diferencial en zonas BUS_A, BUS_B y BUS_C en condición de falla trifásica externa de 20.0 kA.

Por último se observa como los puntos IOP vs IRT de cada zona se encuentran dentro de la zona de restricción de la pendiente diferencial; como se mencionó la corriente de restricción aumenta, esto debido

a la falla externa ya que se suman las corrientes que entran y salen por zona haciendo selectivo al relevador ante la presencia de este tipo de fallas.

6.2.6 Prueba en condición de falla de TC abierto

Para finalizar las simulaciones de pruebas de este trabajo se llevó acabo la simulación de falla de TC abierto. Como ya se mencionó en el capítulo 5 de este trabajo, los transformadores de corriente llegan a ocasionar errores de mediciones y provocar así el disparo indeseable del sistema de protección. Uno de los problemas que se presenta es la condición de TC abierto, que no es más que, la interrupción del flujo de corriente del lado de las terminales secundarias de los transformadores de corriente. Se simuló entonces la interrupción de la medición de la corriente de una de las fases de la línea 2 como se muestra a continuación en el diagrama de la Figura 6.90.

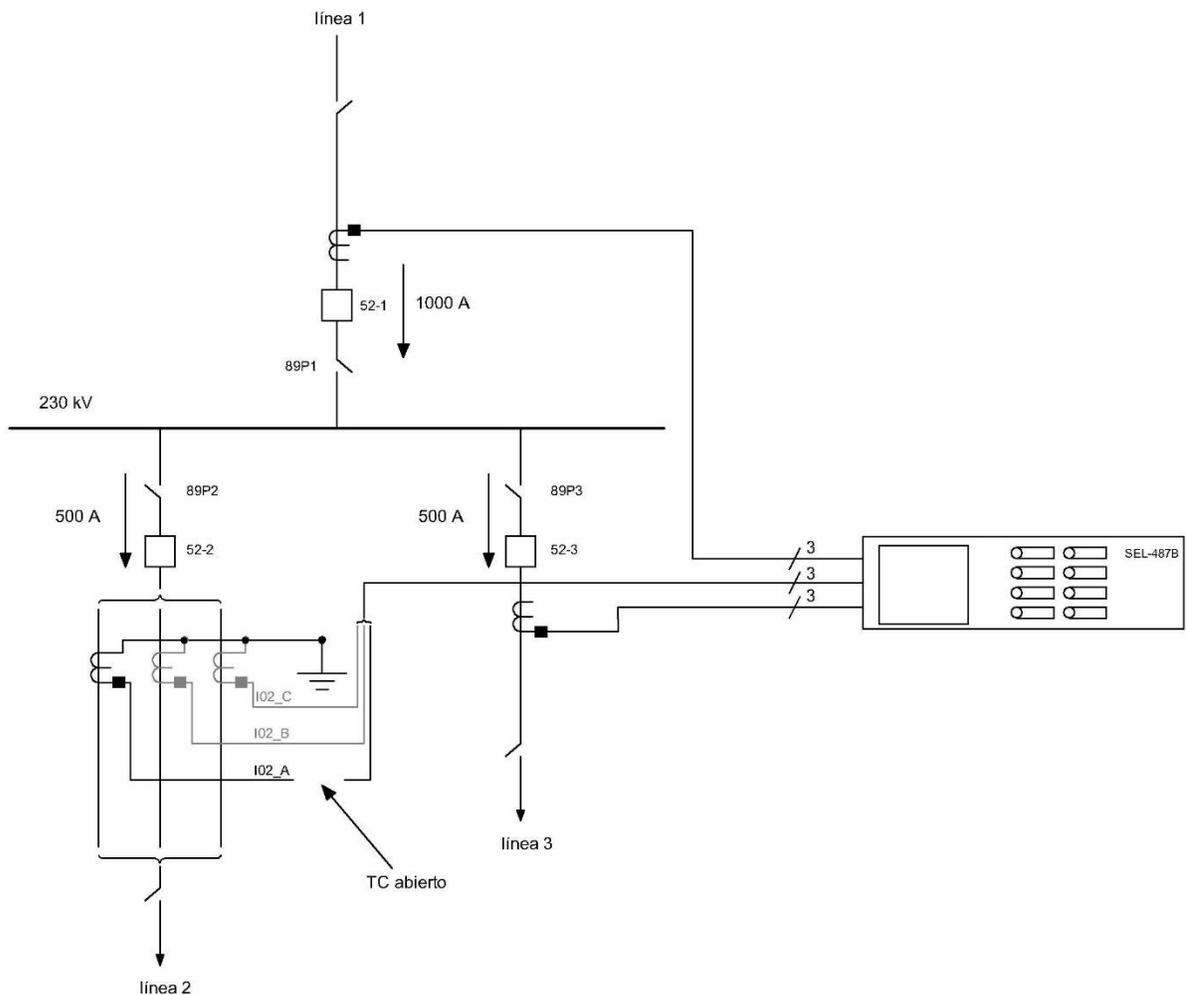


Figura 6.90 Diagrama unifilar con arreglo de barra sencilla 230 kV con falla de TC abierto.

Si se considera que las corrientes que circulan en las líneas son como las que se muestran en la Figura 6.90, entonces las corrientes del lado secundario serán las que se observan en la Figura 6.91.

ANALOG	MAG	PHASE	MAG RAMP RATE/SEC
I01	2.50	0.00	0.00
I02	2.50	-120.00	0.00
I03	2.50	120.00	0.00
I04	0.00	180.00	0.00
I05	1.25	60.00	0.00
I06	1.25	-60.00	0.00
I07	1.25	180.00	0.00
I08	1.25	60.00	0.00
I09	1.25	-60.00	0.00
V01	66.39	0.00	0.00
V02	66.39	-120.00	0.00
V03	66.39	120.00	0.00

Figura 6.91 Corrientes inyectadas en condición de TC abierto en fase a de la línea 2 (I04).

Como se puede observar en la Figura 6.91, la corriente de la fase a de la línea 2 se considera 0 (cero), debido a que se simula que el TC de dicha fase no proporciona la medición de la corriente del lado secundario. A continuación se observan las corrientes primarias de la zona 1 (BUS_A) medidas por el relevador. Véase la Figura 6.92.

```

=>MET Z1
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV
ESIME ZACATENCO

Current Terminals in Protection Zone 1

      Primary Currents
Terminal  MAG(A)  ANG(DEG)  POL
I01_A    989.101   0.14      P
I02_A     1.254   -61.57    P
I03_A    491.477  -179.71   P

      Primary Voltages
Terminal  MAG(kV)  ANG(DEG)
V_A      132.932   0.00
V_B      132.928 -120.01
V_C      132.930  119.95

Bus-Zones in Protection Zone 1
BUS_A
  
```

Figura 6.92 Medición de corrientes del lado primario en zona 1 (BUS_A) en condición de TC abierto.

De la Figura 6.92, se muestra la medición de las corrientes del lado primario de la zona BUS_A. En ella se puede observar que en la terminal con "alias" I02_A no circula corriente, sin embargo esto no significa que no haya corriente del lado primario, es decir del lado de alta tensión del TC. El relevador muestra dicha medición debido a que estas son calculadas en base a la corriente secundaria proporcionadas por los TC, pero como en este caso se simula la falla de TC abierto, el relevador no tiene una señal con la cual realizar el cálculo de la corriente primaria, por lo tanto, muestra la ausencia de corriente del lado de alta tensión.

Esta condición de TC abierto puede llegar a causar el disparo de la protección diferencial debido a que las corrientes se desbalancean al no recibir la contribución en este caso de la fase a de la línea 2. Pero el relevador contiene entre todas sus funciones la supervisión de falla de TC. Con la habilitación del elemento diferencial sensible, este tipo de condición puede ser vista por el relevador no como una falla si no como una alarma o advertencia del TC. En la Figura 6.93 se muestran las corrientes de operación y restricción de las zonas de protección (BUS_A, BUS_B, y BUS_C). Obsérvese que la corriente de operación (IOP) de la zona 1 está por debajo del umbral O87P teniendo un valor de 0.25 p.u. Véase la Figura 6.93.

```

=>MET DIF
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 12:50:10.251
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

      Operate Currents      Restraint Currents
      (Per Unit)            (Per Unit)
ZONE   IOP                IRT
1       0.25              0.74
2       0.00              1.00
3       0.00              0.99

Current Reference (A)
IREF
2000
    
```

Figura 6.93 Medición de corrientes de operación y restricción en condición de TC abierto.

En la Figura 6.94 se observa el estado del relevador en la cual se indica que no existe falla o algún disparo.

```

=>
DIFERENCIAL DE BARRA SENCILLA 230 KV      Date: 06/24/2016 Time: 12:49:38.256
ESIME ZACATENCO                          Serial Number: 2006333282

Event: ER                                  Time Source: OTHER
Event Number: 14043                        Group: 1
Targets:

Fault:      I01  I02  I03  I04  I05  I06  I07  I08  I09  I10  I11
MAG(A)      987 1004 988   2  491 505  492  497  496   1   2
ANG(DEG)    0  -120 120 -139  60 -60 -179  60  -60  -15  45
            I12  I13  I14  I15  I16  I17  I18  V01  V02  V03
MAG(A/kV)   2    2    3    2    3    1    0 132.9 132.9 132.9
ANG(DEG)   -162  83  176   8 -177 152 -171  0  -120  120
    
```

Figura 6.94 Estado del relevador en condición de TC abierto.

De la Figura 6.94 se observa que el estado del relevador muestra solo un reporte de evento (ER), sin embargo no indica disparo de la diferencial a pesar de que no haya contribución de la fase a de la línea 2. A continuación se muestra el panel frontal del relevador diferencial en la condición de TC abierto. Véase la Figura 6.95.

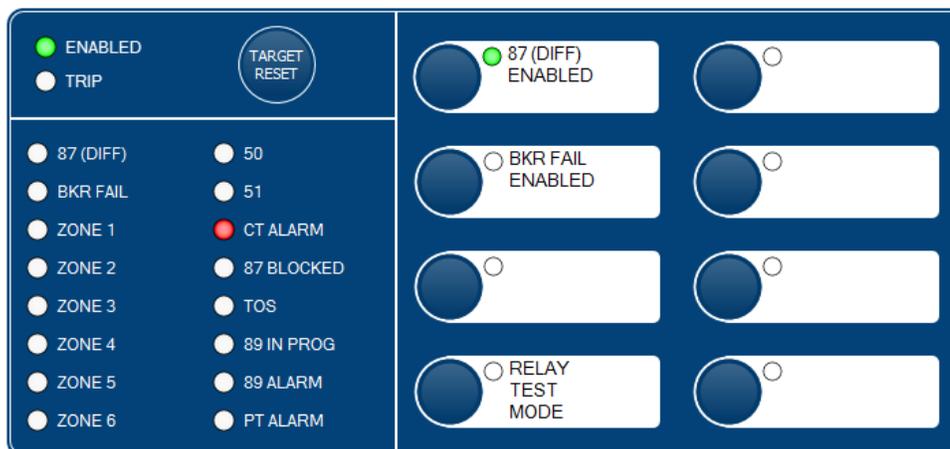


Figura 6.95 Aspecto del panel frontal del relevador en condición de TC abierto.

Figura 6.95 Por último en la Figura 6.95, se puede observar que el LED de "TC ALARM" se enciende indicando que existe algún problema con el transformador de corriente. Algo que cabe señalar es que el relevador no realiza ningún disparo, simplemente manda una alarma a pesar de que no hay aportación de corriente de una de las fases.

6.2.7 Análisis de la simulación de la prueba en condiciones de falla de TC abierto.

Para el análisis de esta condición nuevamente se parte con las corrientes inyectadas al relevador. Véase la Tabla 6.19.

Tabla 6.19 Valores de corrientes en condición de falla de TC abierto.

Terminal	Alias	Corriente Primaria (A)	Angulo	RTC	TAP	Corriente Secundaria (A)
I01	I01_A	1000	0	400	5	2.50
I02	I01_B	1000	-120	400	5	2.50
I03	I01_C	1000	120	400	5	2.50
I04	I02_A	0	180	400	5	0.00
I05	I02_B	500	60	400	5	1.25
I06	I02_C	500	-60	400	5	1.25
I07	I03_A	500	180	400	5	1.25
I08	I03_B	500	60	400	5	1.25
I09	I03_C	500	-60	400	5	1.25

Ahora en la Tabla 6.20 se muestra los valores de las corrientes de operación y restricción de cada zona medida por el relevador con una pendiente de 60% de la corriente de restricción y una corriente de arranque de 1.0 p.u.

Tabla 6.20 Corrientes de operación y restricción en condición de falla de TC abierto.

ZONA	IOP (p.u.)	IRT (p.u.)	SLP	O87P (p.u.)
1 (BUS_A)	0.25	0.74	60%	1.0
2 (BUS_B)	0.00	1.00	60%	1.0
3 (BUS_C)	0.00	0.99	60%	1.0

A continuación se realizan los cálculos para obtener las corrientes de operación y restricción de la zona BUS_A ya que es esta la afecta por la falla de TC abierto:

Entonces la corriente de operación será:

$$I_{op(BUS_A)} = |2.5\angle 0^\circ A + 1.25\angle 180^\circ A| = 1.25 A \quad \text{Ec. 6.59}$$

La corriente de operación en p.u. es:

$$I_{op(BUS_A)p.u.} = \frac{1.25 A}{5 A} = 0.25 p.u. \quad \text{Ec. 6.60}$$

Calculando la corriente de restricción:

$$I_{rest(BUS_A)} = |2.5 A| + |1.25 A| = 3.75 A \quad \text{Ec. 6.61}$$

Haciendo el cambio de base en p.u.:

$$I_{rest(BUS_A)p.u.} = \frac{3.75 A}{5 A} = 0.75 p.u. \quad \text{Ec. 6.62}$$

Como se puede observar en las ecuaciones anteriores, los valores son aproximados a los mostrados en la Tabla 6.20.

Por último se analizará el elemento diferencial que permite la detección de TC abierto. Si se recuerda en los ajustes ingresados en la configuración de los elementos diferenciales en la Figura 6.15, el valor de S87P (elemento diferencial sensible) fue de 0.10 p.u.; este valor representa el 10% de sensibilidad del elemento O87P (pick up). Entonces el elemento sensible se activa cuando la corriente de operación IOP es mayor al 10% del “pick up” O87P, es decir $IOP \geq 10\% O87P$. Si el “pick up” es de 1.0 p.u. el 10% de éste sería 0.1 p.u.; la corriente de operación de la zona BUS_A es de 0.25 p.u., por lo tanto al ser mayor al 10% del umbral O87P el elemento diferencial sensible se activa activando a su vez la alarma de TC. Cabe mencionar también que dicha alarma de TC se activa después de 5 segundos de presentarse la falla de TC [5].

Véase la Ec. 6.63 en el cual se muestra la condición de la activación de la alarma de TC abierto.

$$0.25 p.u. \geq 0.10 p.u. \therefore \text{se activa alarma de TC} \quad \text{Ec. 6.63}$$

En la Figura 6.96 se muestra ahora la pendiente de operación en condición de falla de TC abierto. Nótese que en dicha pendiente el punto IOP vs IRT de la zona BUS_A se encuentra dentro de la zona de restricción, haciendo que el relevador no realice ningún disparo.

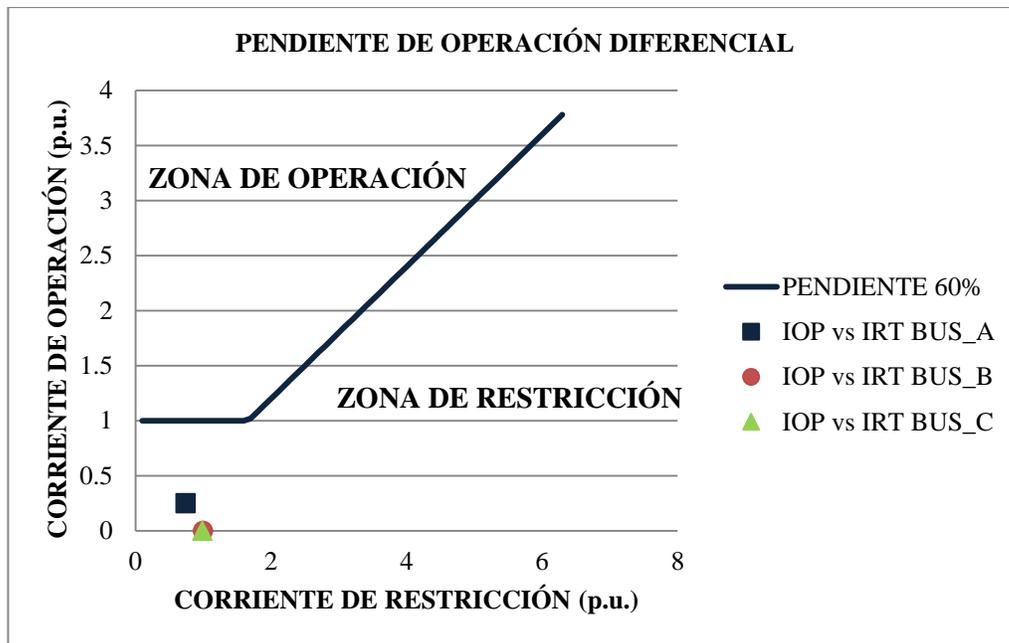


Figura 6.96 Pendiente de operación diferencial en condición de falla de TC abierto.

6.3 Análisis de costos de puesta en servicio del relevador microprocesado SEL-487B

De acuerdo y tomando en cuenta los ajustes necesarios y las pruebas que se deben de realizar para la puesta en servicio del relevador microprocesado SEL-487B, se debe de considerar el costo por hora promedio de un ingeniero eléctrico y considerar también gastos de transportación y viáticos que se generen durante el servicio.

El precio de venta de un relevador microprocesado SEL-487B es de \$6,000.00 USD. Considerando que el cobro por hora de un ingeniero es de aproximadamente \$ 100.00 USD y tomando en cuenta que el precio del dólar es de \$16.60 MXN, el cobro por hora en moneda nacional sería de \$1660.00 MXN. Se tiene entonces lo siguiente.

Tabla 6.21 Análisis de costo de puesta en servicio del relevador SEL-487B.

Prueba	Cantidad de pruebas	Horas consideras	Costos totales en moneda nacional MXN
Verificación funcional	8	2hrs	\$3,320.00
LED's de señalización	1	1hr	\$1,660.00
Prueba de salidas de control	1	1hr	\$1,660.00
Prueba de reportes SER	4	2hrs	\$3,320.00
Operación del relé	4	2hrs	\$3,320.00
Prueba a condiciones normales de operación en un arreglo de barra	1	2hrs	\$3,320.00
Prueba a condiciones de falla interna de en un arreglo de barra	4	2hrs	\$3,320.00
Prueba a condiciones de falla externa de en un arreglo de barra	4	2hrs	\$3,320.00
Transportación, viáticos y otros servicio	-	-	\$2,000.00
Total de la puesta en servicio			\$25,240.00

Nota: las horas mostradas en la Tabla 6.21 son aproximadas de acuerdo al tiempo de la realización de las pruebas para este trabajo, dichas horas pueden variar dependiendo de las pruebas necesarias y a las complicaciones de comunicación entre el relevador y la PC para la puesta en servicio del relevador microprocesado.

CONCLUSIONES

Las pruebas realizadas en este trabajo se centraron en el relevador SEL-487B destinado para la protección diferencial de barras colectoras de una subestación eléctrica. Para llevar a cabo las simulaciones de inyección de corrientes tanto de los TC's como las de cortocircuito se utilizó el software computacional SEL-5401 del dispositivo para pruebas de bajo nivel SEL-AMS. Con ella se simularon las corrientes de cortocircuito monofásicas, bifásicas y trifásicas en condiciones de fallas internas y externas en el arreglo de barra sencilla. También se hizo uso del software propietario de la marca SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) llamado AcSELeRator fungió como la herramienta útil y de fácil comunicación humano-máquina para la realización de las configuraciones necesarias del relevador diferencial microprocesado. Para esto fue necesario realizar los cálculos de las corrientes de restricción y de operación del arreglo de barra sencilla en 230kV.

En las simulaciones se observó y verificó el comportamiento del esquema de protección ante la presencia de fallas de cortocircuito fuera la correcta en cuanto a la selectividad. Se simuló una falla de TC abierto para verificar nuevamente la selectividad del relevador ante la presencia de este tipo de fallas en el sistema de protección.

De acuerdo a los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas y a los análisis de los mismos, el relevador diferencial SEL-487B cumple con las características y requisitos de un relevador diferencial de barras; tiene una alta velocidad de operación en condiciones de falla interna, esto de acuerdo al tiempo de disparo registrado por el SEL-AMS que nos muestra la alta velocidad de disparo ante la presencia de una falla; y es estable en condiciones normales de operación y en condiciones de falla externa. También se concluye que el esquema es selectivo porque se pudo diferenciar entre una "falla falsa" y una falla real; los problemas ocasionados por los TC's, como la falla de TC abierto, el cual no generan un disparo del relevador debido a su amplio ajuste de sensibilidad.

También se corroboró la importancia definir las zonas de protección del relevador para que éste pueda diferenciar entre una falla monofásica, bifásica y trifásica. El relevador recibe la aportación de corrientes monofásicas, por lo tanto, éste protege por fase, es por eso que al configurar las zonas de protección es necesario otorgarle una zona a cada fase para que el relevador pueda proteger contra fallas a tierra y entre fases. Se llegó a esta conclusión debido a que, en un principio, en la configuración de las zonas de protección, se había otorgado una zona de protección para las tres fases de las barras, esto ocasionaba que al simular corrientes de falla entre fases el relevador no las detectara, incidiendo en la correcta operación y perdiendo selectividad ante la presencia de fallas bifásicas y trifásicas.

Las diferentes características y funciones del relevador lo hacen más que un dispositivo para protección; proporciona medición, reportes, datos útiles para el análisis de eventos; y una gran comunicación humano-máquina.

La protección diferencial de barras es interesante porque su comportamiento depende del arreglo de barra; no se tendrá el mismo esquema de protección en un arreglo de barra sencilla que, por ejemplo, en un arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

El comportamiento de la operación de la protección diferencial en el arreglo de barra sencilla plasmada en este trabajo, es tan solo una pequeña parte de lo complejo que puede llegar a ser esta protección.

Es de gran importancia realizar este tipo de trabajos y estudios sobre las protecciones en el sistema eléctrico de potencia para quien necesite y desee conocer más sobre las protecciones eléctricas; y sobre todo para el estudiante que en la mayoría de las veces desconoce el comportamiento y la operación detallada de los relevadores para protección.

Para conocer el amplio comportamiento de la operación de la protección diferencial conlleva tiempo y dedicación, solo hace falta quien se atreva a conocer y a descubrir más sobre la operación, funciones y características de este tipo de protección usando relevadores microprocesados.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y ELECTRÓNICAS

En las siguientes referencias se muestran los nombres de los autores; libros; normas nacionales y extranjeras; y direcciones de páginas web que se utilizaron para desarrollar el marco teórico de este trabajo.

[1] Arreglo de barras en subestaciones. Coordinación de proyectos de transmisión y transformación, CFE. Ing. Gerardo Ramírez Martínez. 2005

[2] Elementos de diseño de subestaciones eléctricas segunda edición. Limusa Noriega Editores. Gilberto Enríquez Harper. México, D.F. 2015

[3] Fundamentos de instalaciones eléctricas en media y alta tensión, segunda edición. Limusa Noriega Editores. Gilberto Enríquez Harper. México, D.F. 2000

[4] Protecciones en las instalaciones eléctricas: evaluación y prospectivas, segunda edición. Marcombo. Paulino Montane.

[5] SEL-487B automatización y control. Manual de instrucción 20050220. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA, USA. 2003-2005.

[6] Manual de diseño de subestaciones. Luz y fuerza del centro. Subdirección de planeación estratégica. México.

[7] Protection of Electricity Distribution Networks 2nd Edition, Juan M. Gers and Edward J. Holmes. UK 2004.

[8] Manual de Ingeniería Eléctrica Tomo II. Decimotercera edición. Mc Graw Hill. Donald G. Fink/H. Wayne Beaty. Colombia. 2012.

[9] Determinación de la curva de excitación de un transformador de corriente para protección. Laboratorio de electrotecnia en la materia de mediciones eléctricas. ESIME Zacatenco, IPN. México, D.F. 2014.

[10] <http://materias.fi.uba.ar/7106/Resumen0501/Energia%20Electrica.pdf>. Fecha de visita 5 de noviembre de 2015.

[11] CFE-00200-02. DIAGRAMAS UNIFILARES DE ARREGLOS PARA SUBESTACIONES. México 1995.

[12] El arte y la ciencia de la protección por relevadores. Primera edición en español. Compañía Editorial Continental S. A. C. Russell Mason. México 1971.

[13] Máquinas eléctricas y sistemas de potencia. Sexta edición. PEARSON educación. Theodore Wildi. México 2007.

[14] http://opex-energy.com/termosolares/sistemas_planta_termosolar.html. Fecha de visita 18 de noviembre de 2015.

[15] Análisis de Sistemas de Potencia. John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. Mc Graw Hill. México. 2015.

- [16] Protección de sistemas de potencia e interruptores. B. Ravindranath M. Chander. Editorial Limusa. México. 1980.
- [17] Protective relaying theory and applications second edition, revised and expanded ABB. Walter A. Elmore .Marcel Dekker Inc. USA. 2004.
- [18] Protetive relays their theory and practice. Vol. 1. Albert Russel van Cortlandt Warrington. Readwood Burn Limited, Trowbringe, Wiltshire. Great Britain.
- [19] Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores 2da edición. Gilberto Enríquez Harper. LIMUSA Noriega editores. México 2002.
- [20] Tesis de maestría: "Modelado y aplicación de relevadores digitales (distancia y sobrecorriente) utilizando el algoritmo de mínimos errores cuadrados". Leticia García Antonio. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F. 2007
- [21] Tesis de licenciatura: "Diseño de un sistema de protección para alimentadores para 23 kV en base a la calidad de le energía". Pablo Josué Lagunas Moltalvo, Ezequiel Joaquín Lozada Guadalupe. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F. 2007.
- [22] Diferencial de barras tipo manual y automático SIEMENS. México. 1980's.
- [23] Protección de sistemas eléctricos de potencia. Ing. Margil S. Ramírez Alanís, M. Sc. Universidad Autónoma de Nuevo León. San Nicolás de los Garza, Nuevo León. Julio 2005.
- [24] SEL-351-0, -1, -2, -3, -4. Relé de sobrecorriente direccional relé localizador de fallas. Manual de instrucción. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA, USA. 2003
- [25] SEL-RTS Relay Test System, SEL-AMS Adaptive Multichannel Source , SEL TEST Software (MS DOS), SEL-5401 test System Software (Windows 95, Windows NT). Manual de instrucción. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA, USA. 1997
- [26] SEL-487B Relay Protection Automation Control. Instruction manual 20140516. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA, USA. 2003-2014.
- [27] <http://new.abb.com/facts/references/reference-extremoz>. Fecha de visita 14 de agosto de 2016.
- [28] NMX-J-109 "Transformadores de Corriente 1977".
- [29] Especificación CFE G0000-81 "Características técnicas para relevadores de protección".
- [30] ANSI/IEEE Std C57.13-2003 "Stándar Requierements for Instrument Transformers".
- [31] ANSI/IEEE Std C37.2-2008 "Standard for Electrical Power System Device Funtion Number, Acronyms, and Contact Designations".
- [32] ANSI/IEEE Std C37.103-2004 "Guide for Differential and Polarizing Relay Circuit Testing".
- [33] ANSI/IEEE Std 242-2001 "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems".
- [34] ANSI/IEEE Std C57-13.1-1987 "Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers".
- [35] Fundamentos de teoría y selección de transformadores para medición. GEC Alsthom. México.

ANEXO 1: SOFTWARE PROPIETARIO

El presente anexo 1 tiene el objetivo de mostrar los pasos a seguir para entablar la comunicación entre el relevador SEL-487B y la PC para poder llevar acabo las configuraciones necesarias para la realización de las pruebas mostradas en el capítulo 6 de este trabajo.

A1.1 Ajustes de comunicación del software propietario

Para entablar una comunicación con el relevador SEL-487B, es necesario realizar los siguientes pasos que se describirán a continuación.

1. Se realiza primero la conexión a través de un puerto serial entre la PC y el relevador. Una vez conectados se ejecuta el software propietario para entablar la comunicación, como se muestra en la Figura A1.1. En ella se observa el inicio del software computacional al ser ejecutado.



Figura A1.1 Software computacional AcSELErator.

Para entablar una comunicación correcta es importante sincronizar las velocidades del relevador y la computadora. Se ingresa la velocidad a la que está trabajando el relevador como se muestra en la Figura A1.2. Una vez seleccionada la velocidad (9600) le damos OK.

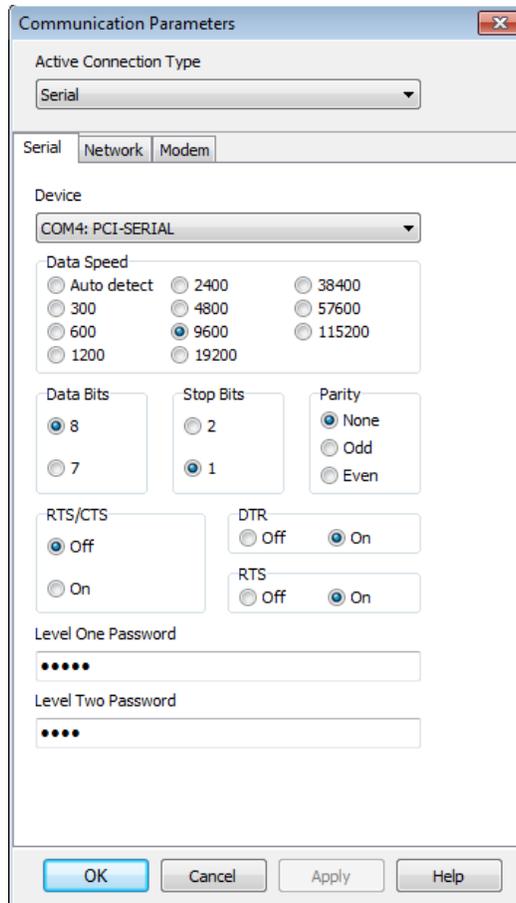


Figura A1.2 Ajuste de velocidad para la sincronización entre la PC y el relevador.

Para conocer la velocidad a la cual está trabajando el relevador, desde el panel frontal ingresamos al menú principal seleccionamos (a) SET/SHOW, ingresamos a la pestaña de (b) PORT, y (c) se selecciona el puerto en el que estamos conectados con el relevador, una vez estando ahí seleccionamos (d) Communication Settings y nos dará la velocidad a la cual está trabajando el relevador. Véase la Figura A1.3.

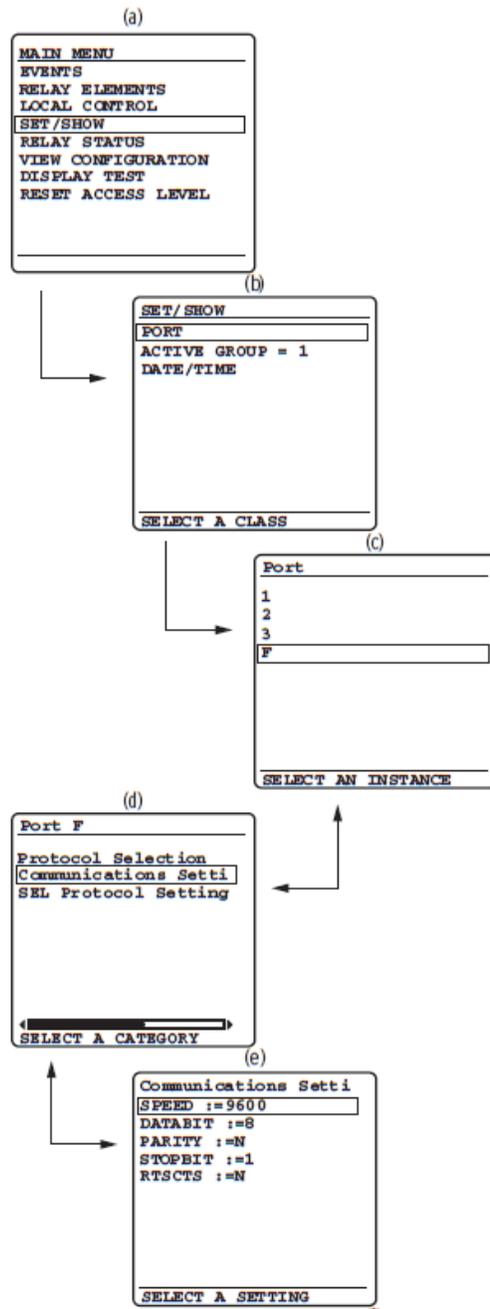


Figura A1.3 Chequeo de la velocidad en el panel frontal del relevador.

Esperamos unos segundos para que se realice la comunicación y proseguimos para cargar los ajustes de fábrica.

2. Una vez ya conectados con el relevador, cargamos los ajustes de fábrica dando clic en la pestaña de "File" y en "New" para que posteriormente poder ajustarlos a las necesidades requeridas. En la Figura A1.4 se observa el ajuste ya mencionado.

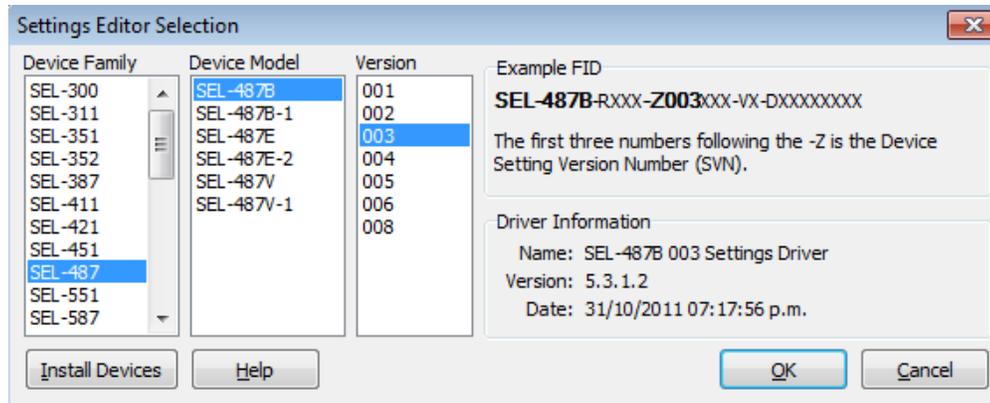


Figura A1.4 Cargando los ajustes de fábrica del relevador SEL-487B.

Seleccionamos OK y se cargan los ajustes ingresados al relevador como se muestra en la Figura A1.5.

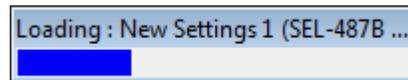


Figura A1.5 Cargando los ajustes realizados al relevador.

- Una vez que se haya cargado los ajustes se ingresa el número de parte del relevador. El número de parte lo podemos encontrar en la parte posterior del relevador. Ingresamos el número como se muestra en la Figura A1.6 y le damos OK.

Device Part Number

Part Number: 0487B 0 4 5 X 2 X B B X X X *

Power Supply
4 = 48/125 Vdc or 120 Vac

Secondary Input Current
5 = 5 Amp Phase

Ethernet Card Options
N/A

Communication Protocol
2 = Above, plus DNP 3.00 Level 2 Slave plus Dialout

Ethernet Communications Protocols
X = None

Main Board Control Input Voltage
B = 24 Vdc/Vac

I/O Board #1 Control Input Voltage
B = 24 Vdc/Vac

I/O Board #2 Control Input Voltage
X = No I/O Board

I/O Board #3 Control Input Voltage
X = No I/O Board

I/O Board #4 Control Input Voltage
X = No I/O Board

OK

Figura A1.6 Ajustando el número de parte del relevador SEL-487B.

Una vez realizados los pasos anteriores correctamente estaremos comunicados con el relevador para ingresar los ajustes y configuraciones necesarios para su puesta en servicio.

ANEXO 2: DISPOSITIVO PARA PRUEBAS DE BAJO NIVEL SEL-AMS.

En este anexo se describe el dispositivo SEL-AMS utilizado para la inyección de corriente y tensión de bajo nivel en las pruebas que se realizaron al relevador SEL-487B. Se describe sus características; las conexiones necesarias para la inyección de corriente y tensión; y los pasos a realizar para la configuración de las pruebas a relevadores de la marca SEL.

A2.1 SEL-AMS (Adaptive Multichannel Source)

El SEL-RTS (Relay Test System) es designado para pruebas de bajo nivel para relevadores de protección de la marca SEL. Este sistema consiste en un dispositivo SEL-AMS (Adaptive Multichannel Source) y también de un software SEL-5401 o SEL TEST. [25]

Los dispositivos SEL para las pruebas de bajo nivel consisten en lo siguiente:

SEL-AMS

- 12 canales de salidas análogas ($\pm 5 V$).
- 6 detectores de entradas para el monitoreo del relevador.
- 10 contactos de salidas para la conducción de las entradas lógicas del relevador.
- Incluye una fuente de 50 VA de 24, 48, 125 y 250 V_{CC}.
- Salidas de almacenamiento intermedio para el monitoreo de señales análogas y digitales.

Software SEL-5401 y SEL TEST:

- SEL TEST para MS DOS (Microsoft Disk Operating System) y SEL-5401 para Windows 95 y Windows NT.
- Capacidad de estado múltiple, soporta la simulación de cambios en el sistema de alimentación.
- La amplitud de rampa permite pruebas del umbral de los elementos del relevador.
- Entradas y salidas programables para la simulación de interruptores, comunicaciones, etc.
- Soporte de archivos COMTRADE para la definición de señales, incluyendo simulaciones de EMTP
- Frecuencia del sistema de rampa.

A2.2 Características del SEL-AMS

Salidas análogas. 12 salidas análogas que pueden simular tensiones y/o corrientes. Para prueba de uno o más relevadores o dos relevadores a distancia simultáneamente.

Detectores de entradas y contactos de salida. Los 6 detectores de entradas, 10 contactos de salida y una lógica programable están disponibles para la medición de tiempos de operación y para la simulación de interruptores y esquemas de comunicación.

LED's de panel frontal. Estos LED's indican el estado de cada detección de entrada y contactos de salida.

Puntos de control del panel frontal. Dos conectores de 25 pines en el panel frontal hace de 12 salidas análogas y 16 contactos con puntos I/O, disponible para el monitoreo y registro.

Puerto serial. Un puerto serial EIA-232 provee comunicación a la computadora.

Fuente de DC. Dos salidas de 125 V_{DC} y dos salidas de 24 V_{DC} están disponibles para mejorar entradas de detección del relevador. Este puede ser conectado a 24, 48, 125 o 250 V_{DC} y puede suministrar hasta 50 VA.

A continuación en la Figura A2.1 y Figura A2.2 se muestra el panel frontal y posterior del dispositivo SEL-AMS.

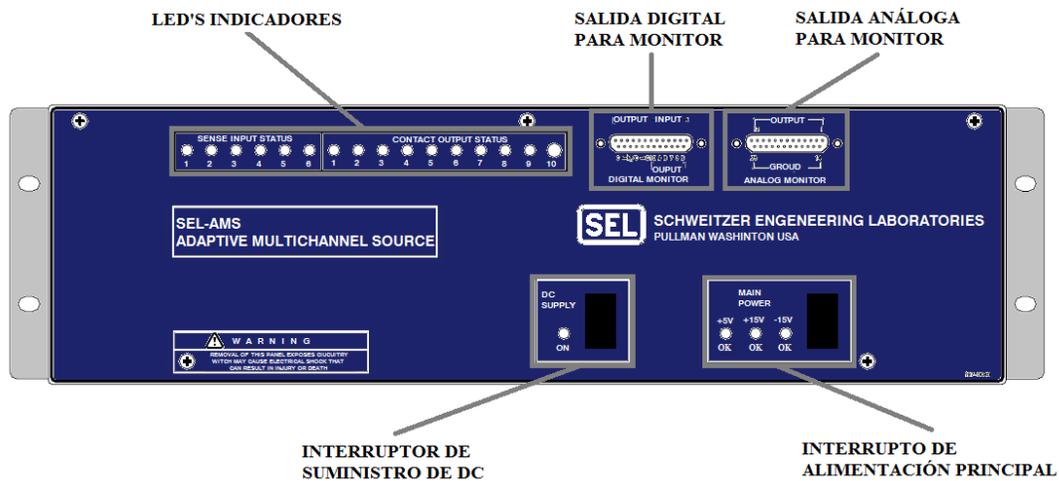


Figura A2.1 Aspecto del panel frontal SEL-AMS.

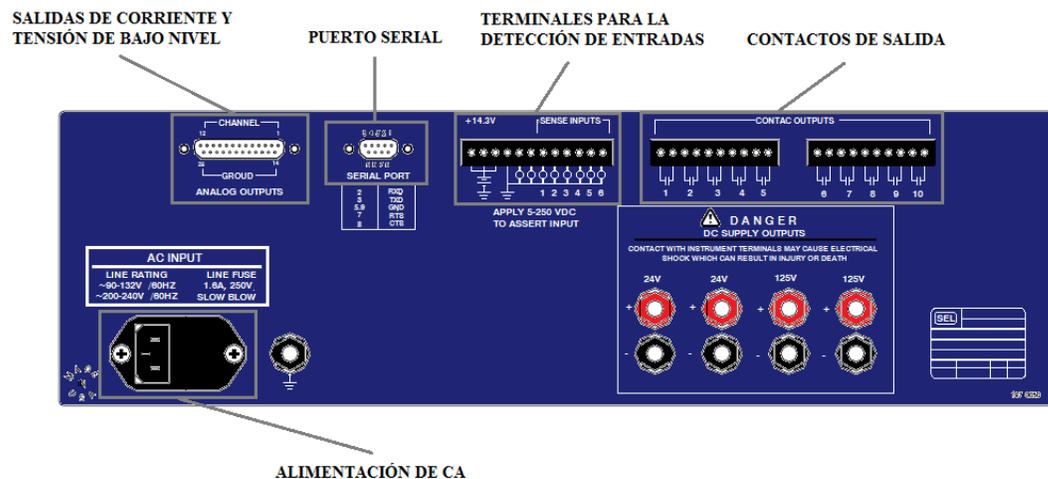


Figura A2.2 Aspecto del panel posterior SEL-AMS.

A2.3 Conexiones de comunicación SEL-AMS

Se realiza primero la conexión para la comunicación de la PC con el dispositivo SEL-AMS por medio de un cable serial.

A2.4 Conexiones para la inyección de valores análogos y terminales de detección de entradas

Una vez que se haya realizado la conexión de comunicación entre la PC y el dispositivo SEL-AMS, se hacen las conexiones necesarias entre el dispositivo SEL-AMS y el relevador para la inyección de corrientes y tensiones por medio de un cable plano. En la Figura A2.3 se muestra la conexión de la interfaz para la prueba de bajo nivel J20.

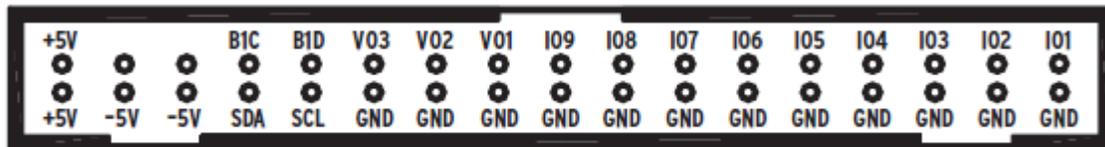


Figura A2.3 Conexión de interfaz de bajo nivel J20.

Estas entradas simulan la inyección de corriente y tensión de bajo nivel para la realización de pruebas a relevadores SEL.

Véase la siguiente Tabla A2.1, en ella se muestran las entradas de la base datos para el software SEL-5401 (entradas análogas para pruebas de bajo nivel).

Tabla A2.1 Entradas análogas para pruebas de bajo nivel.

CANAL	RÓTULO	FACTOR DE ESCALA	UNIDAD
1	I01	75	A
2	I02	75	A
3	I03	75	A
4	I04	75	A
5	I05	75	A
6	I06	75	A
7	I07	75	A
8	I08	75	A
9	I09	75	A
10	V01	150	V
11	V02	150	V
12	V03	150	V

A continuación véase la Figura A2.4 donde se muestra las conexiones para las pruebas de bajo nivel.

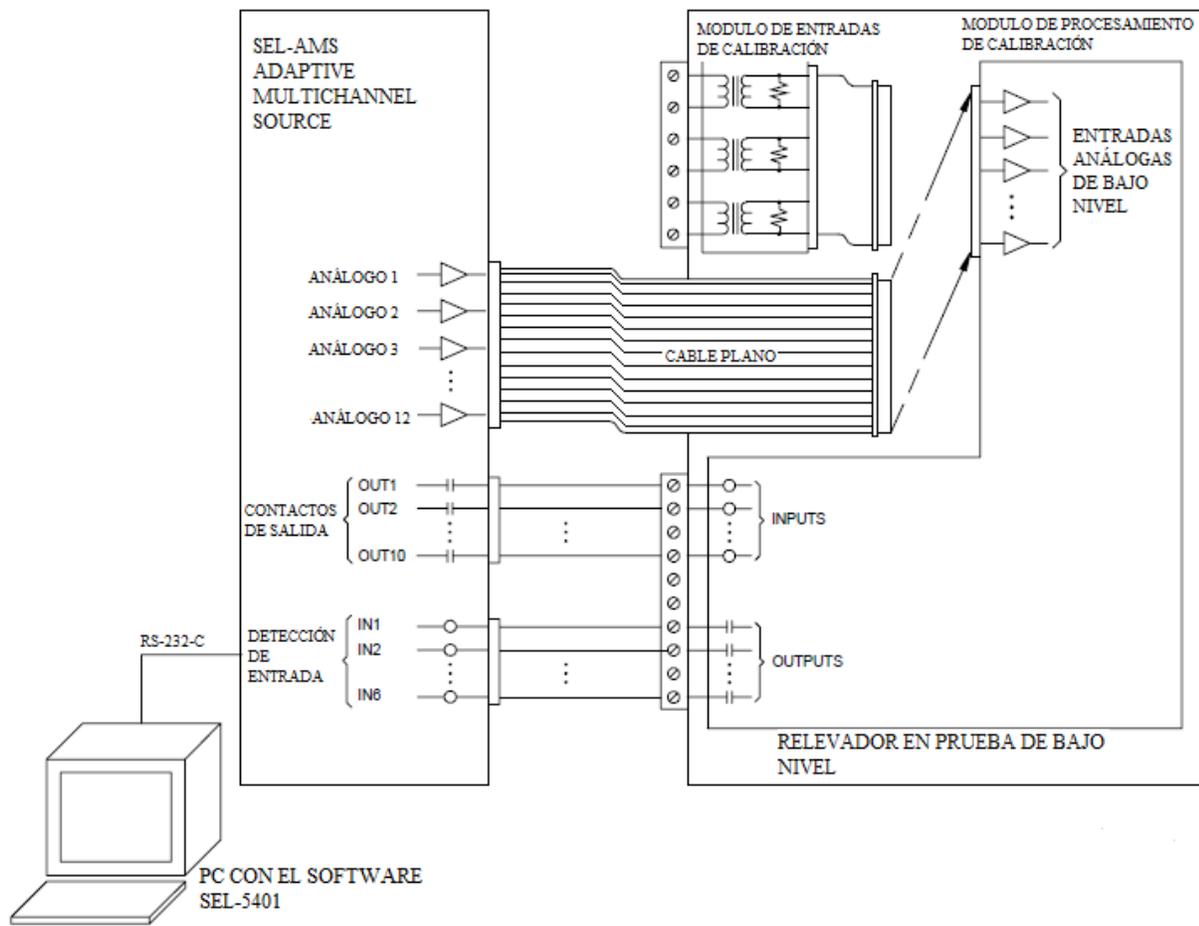


Figura A2.4 Conexiones para la prueba de bajo nivel.

Las conexiones físicas realizadas para la prueba de bajo nivel del relevador SEL-487B, se muestran a continuación en la Figura A2.5.

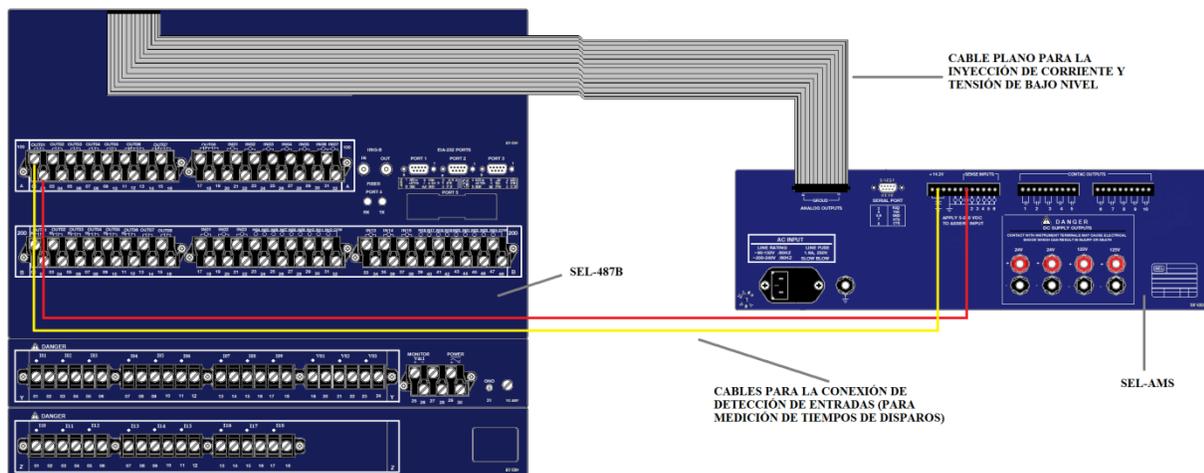


Figura A2.5 Conexiones para la prueba de bajo nivel del relevador SEL-487B.

De la figura anterior, las conexiones para la detección de entradas, se toman de las terminales de salida (OUT101) del relevador SEL-487B hacia los contactos de entradas (sense inputs) del dispositivo SEL-AMS.

A2.5 Configuración para pruebas de bajo nivel en el SEL-5401

Para entablar la comunicación con el dispositivo SEL-AMS, es necesario antes que nada conectarse, a través del puerto serial del SEL-AMS, a la PC. Una vez hecha la conexión se ejecuta el software para la creación de las pruebas. Para realizar dicha creación se siguen los siguientes pasos

1. Se ejecuta el software para la creación de una prueba, una vez realizado esto se ingresan los ajustes para la selección del relevador con el cual se realizaran las pruebas de bajo nivel. Ingresando al menú y haciendo clic en las pestañas de "File" y "New" se (a) selecciona el relevador con el cual se realizaran las pruebas; en esta misma ventana puede configurarse las etiquetas de los (b) contactos de salida y los (c) contactos de entrada. Véase la Figura A2.6.

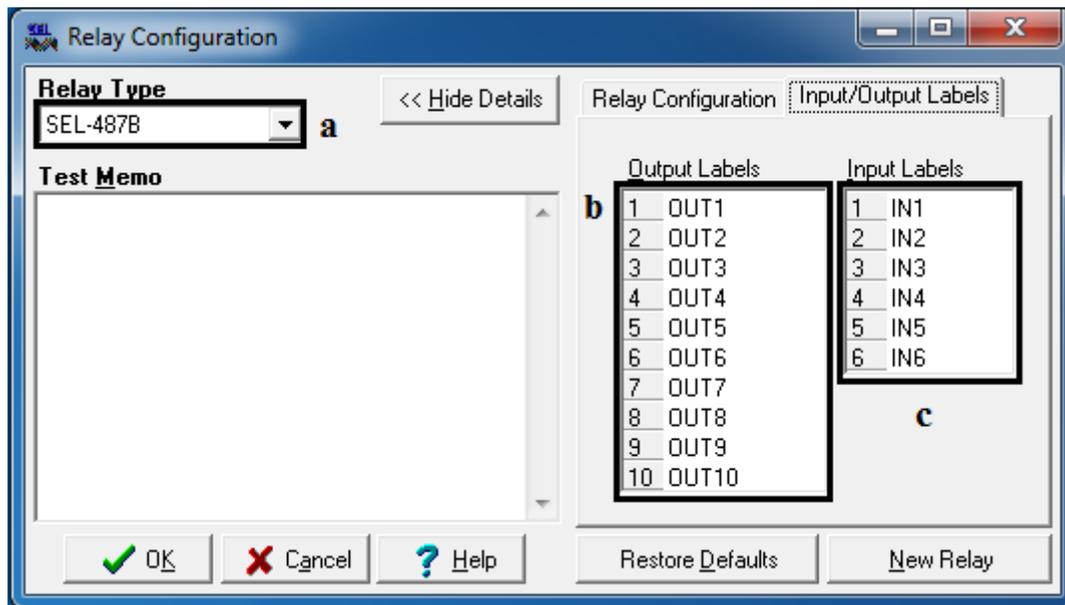


Figura A2.6 Selección del relevador para la realización de pruebas de bajo nivel.

Una vez seleccionado el relevador damos clic en OK.

2. Cuando se tenga seleccionado el relevador se ingresan los ajustes en la ventana de ajustes para la realización de pruebas como se muestra en la Figura A2.7.

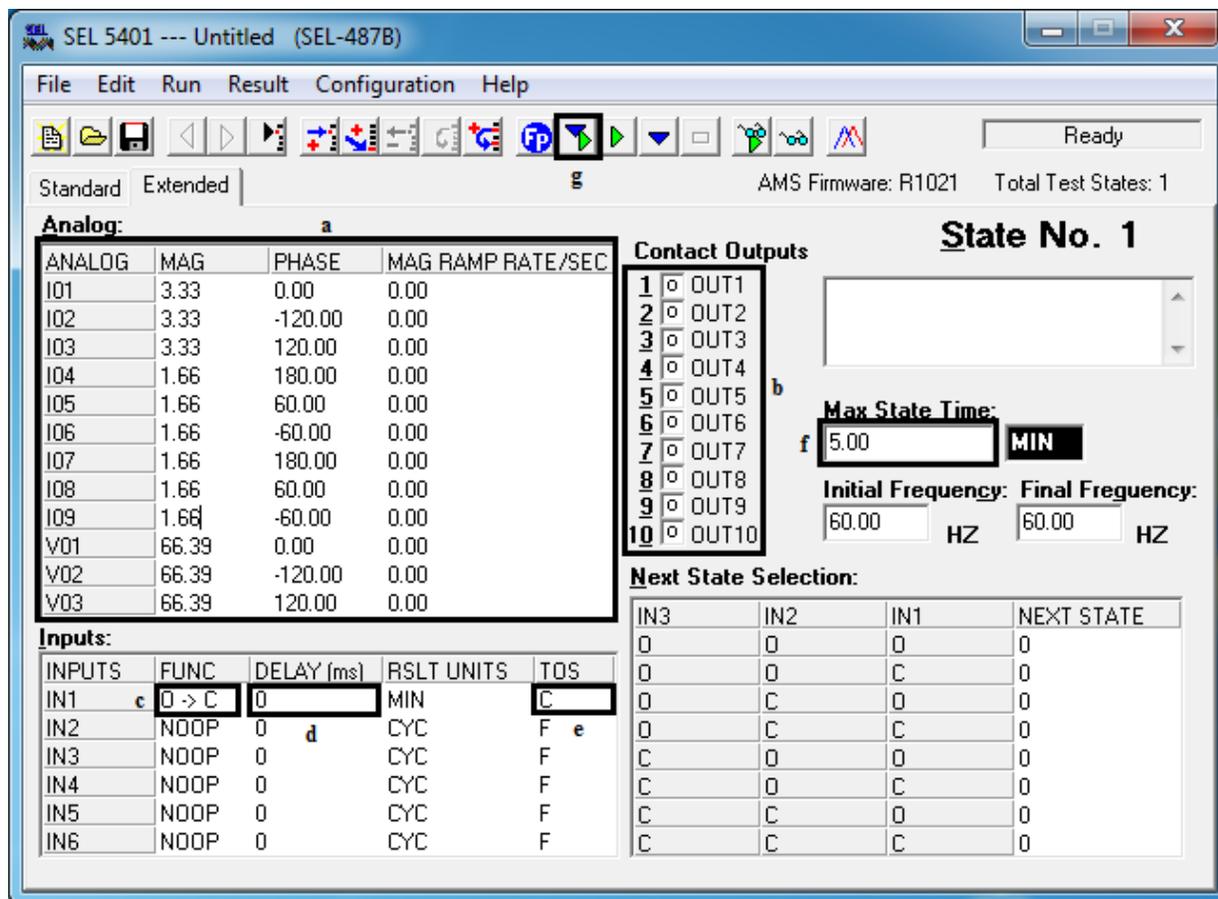


Figura A2.7 Ventana de ajustes SEL-5401.

Véase la figura anterior, en ella se realiza los ajustes para el ingreso de corrientes y tensiones para la realización de las pruebas a los relevadores así como otras configuraciones necesarias para la medición de tiempos de disparos. A continuación se describen cada uno de los ajustes.

- Valores análogos.** En ella se ingresan los valores de las corrientes y tensiones con sus respectivos ángulos que se inyectaran al relevador para la realización de pruebas.
- Contactos de salida.** En este ajuste se ingresa la condición de los contactos de salida ya sea abierto o cerrado (O - C). En ella se ajusta la condición de los interruptores 52's.
- Detección de entradas (sense inputs).** Se ingresa la condición para las entradas: Open to Close (O → C) para la condición de abierto a cerrado, Close to Open (C → O) para la condición de cerrado a abierto o No Operation (NOOP) para la condición de no operación. Este ajuste sirve para que el dispositivo detecte un tiempo de disparo ya sea para cuando las entradas pasen de estar de abierto a cerrado o viceversa.
- Retardo de entrada (DELAY inputs).** Acá se introduce el tiempo de retardo para la detección de entradas.

- e. **Finalizar la detección de entradas (TOS).** Introduzca "C" para finalizar el estado cuando la entrada se detecta como cerrada, "O" para cuando se detecta abierta o "F" para hacer caso omiso.
- f. **Tiempo máximo de duración de la prueba.** Aquí se introduce el tiempo que se desea que dure la inyección de corrientes y tensiones, es decir los valores análogos. Puede tener duraciones en unidades de ciclos (CYC), segundos (SEG), milisegundos (MSEG) o minutos (MIN).
- g. **Ejecución de la prueba.** Para ejecutar la prueba utilice, desde el menú, Run|Download test and Run it, o utilizando el botón .

ANEXO 3: RELAY WORD BITS Y VALORES POR DEFAULT.

En este anexo se muestra los Relay Word Bits y las etiquetas de los elementos con sus valores por default del relevador SEL-487B que se utilizaron para la realización de las pruebas efectuadas para fines de este trabajo. Para mayor información sobre los Relay Word Bits, las etiquetas y los valores por default consulte el manual de referencia del relevador [26].

A3.1 Relay Word Bits

En la Tabla A3.1 se muestran los Relay Word Bits usados en este trabajo y algunos otros que se relacionan a las funciones de los elementos usados para las pruebas realizadas.

Tabla A3.1 Lista de los Relay Word Bits.

Nombre del Relay Word Bits	Definición
87BTR	Afirmación de disparo de la diferencial en cualquier terminal de la zona de barra.
87BTR01-87BTR18	Afirmación de disparo de la diferencial en terminales 01-18 de la zona de barra.
87O1	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 1.
87O2	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 2.
87O3	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 3.
87O4	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 4.
87O5	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 5.
87O6	Restricción de la corriente de operación diferencial mayor a O87P en la zona 6.
87R1	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 1.
87R2	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 2.
87R3	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 3.
87R4	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 4.
87R5	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 5.
87R6	Picked up del elemento diferencial restrictivo zona 6.
87S1	Picked up del elemento diferencial sensible zona 1.
87S2	Picked up del elemento diferencial sensible zona 2.
87S3	Picked up del elemento diferencial sensible zona 3.
87S4	Picked up del elemento diferencial sensible zona 4.
87S5	Picked up del elemento diferencial sensible zona 5.
87S6	Picked up del elemento diferencial sensible zona 6.
87ST	Cualquier elemento diferencial sensible temporizado
87ST1	Elemento diferencial sensible temporizado zona 1.
87ST2	Elemento diferencial sensible temporizado zona 2.
87ST3	Elemento diferencial sensible temporizado zona 3.
87ST4	Elemento diferencial sensible temporizado zona 4.

Tabla A3.1-1 Lista de los Relay Word Bits (continuación).

87ST5	Elemento diferencial sensible temporizado zona 5.
87ST6	Elemento diferencial sensible temporizado zona 6.
87Z1	Disparo del elemento diferencial zona 1.
87Z2	Disparo del elemento diferencial zona 2.
87Z3	Disparo del elemento diferencial zona 3.
87Z4	Disparo del elemento diferencial zona 4.
87Z5	Disparo del elemento diferencial zona 5.
87Z6	Disparo del elemento diferencial zona 6.
BZ1BZ2R	Conexión existente entre BZ1 y BZ2 con acoplador removible.
BZ1BZ3R	Conexión existente entre BZ1 y BZ3 con acoplador removible.
BZ1BZ4R	Conexión existente entre BZ1 y BZ4 con acoplador removible.
BZ1BZ5R	Conexión existente entre BZ1 y BZ5 con acoplador removible.
BZ1BZ6R	Conexión existente entre BZ1 y BZ6 con acoplador removible.
BZ2BZ3R	Conexión existente entre BZ2 y BZ3 con acoplador removible.
BZ2BZ4R	Conexión existente entre BZ2 y BZ4 con acoplador removible.
BZ2BZ5R	Conexión existente entre BZ2 y BZ5 con acoplador removible.
BZ2BZ6R	Conexión existente entre BZ2 y BZ6 con acoplador removible.
BZ3BZ4R	Conexión existente entre BZ3 y BZ4 con acoplador removible.
BZ3BZ5R	Conexión existente entre BZ3 y BZ5 con acoplador removible.
BZ3BZ6R	Conexión existente entre BZ3 y BZ6 con acoplador removible.
BZ4BZ5R	Conexión existente entre BZ4 y BZ5 con acoplador removible.
BZ4BZ6R	Conexión existente entre BZ4 y BZ6 con acoplador removible.
BZ5BZ6R	Conexión existente entre BZ5 y BZ6 con acoplador removible.
BZ1BZ2V	Conexión existente entre BZ1 y BZ2.
BZ1BZ3V	Conexión existente entre BZ1 y BZ3.
BZ1BZ4V	Conexión existente entre BZ1 y BZ4.
BZ1BZ5V	Conexión existente entre BZ1 y BZ5.
BZ1BZ6V	Conexión existente entre BZ1 y BZ6.
BZ2BZ3V	Conexión existente entre BZ2 y BZ3.
BZ2BZ4V	Conexión existente entre BZ2 y BZ4.
BZ2BZ5V	Conexión existente entre BZ2 y BZ5.
BZ2BZ6V	Conexión existente entre BZ2 y BZ6.
BZ3BZ4V	Conexión existente entre BZ3 y BZ4.
BZ3BZ5V	Conexión existente entre BZ3 y BZ5.
BZ3BZ6V	Conexión existente entre BZ3 y BZ6.
BZ4BZ5V	Conexión existente entre BZ4 y BZ5.
BZ4BZ6V	Conexión existente entre BZ4 y BZ6.
BZ5BZ6V	Conexión existente entre BZ5 y BZ6.
DE1F	Picked up del elemento direccional zona 1.
DE2F	Picked up del elemento direccional zona 2.
DE3F	Picked up del elemento direccional zona 3.
DE4F	Picked up del elemento direccional zona 4.
DE5F	Picked up del elemento direccional zona 5.
DE6F	Picked up del elemento direccional zona 6.
DOP1	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 1.
DOP2	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 2.
DOP3	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 3.

Tabla A3.1-2 Lista de los Relay Word Bits (continuación).

DOP4	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 4.
DOP5	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 5.
DOP6	Picked up del incremento de la corriente de operación zona 6.
DRT1	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 1.
DRT2	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 2.
DRT3	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 3.
DRT4	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 4.
DRT5	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 5.
DRT6	Picked up del incremento de la corriente de restricción zona 6.
EN	Relay enabled (Relevador activado).
ER	Disparo de la ecuación de control de reporte de evento.
FAULT	Falla en barra en alguna zona.
FAULT1	Picked up del detector de falla zona 1.
FAULT2	Picked up del detector de falla zona 2.
FAULT3	Picked up del detector de falla zona 3.
FAULT4	Picked up del detector de falla zona 4.
FAULT5	Picked up del detector de falla zona 5.
FAULT6	Picked up del detector de falla zona 6.
FDIF1	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 1.
FDIF2	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 2.
FDIF3	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 3.
FDIF4	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 4.
FDIF5	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 5.
FDIF6	Picked up del filtro del elemento de restricción diferencial zona 6.
GFAULT1	Detección de falla rápida zona 1.
GFAULT2	Detección de falla rápida zona 2.
GFAULT3	Detección de falla rápida zona 3.
GFAULT4	Detección de falla rápida zona 4.
GFAULT5	Detección de falla rápida zona 5.
GFAULT6	Detección de falla rápida zona 6.
HALARM	Alarma de Hardware
I01BZ1V-I01BZ6V	Terminal I01 conectado a BZ1-BZ6.
I02BZ1V-I02BZ6V	Terminal I02 conectado a BZ1-BZ6.
I03BZ1V-I03BZ6V	Terminal I03 conectado a BZ1-BZ6.
I04BZ1V-I04BZ6V	Terminal I04 conectado a BZ1-BZ6.
I05BZ1V-I05BZ6V	Terminal I05 conectado a BZ1-BZ6.
I06BZ1V-I06BZ6V	Terminal I06 conectado a BZ1-BZ6.
I07BZ1V-I07BZ6V	Terminal I07 conectado a BZ1-BZ6.
I08BZ1V-I08BZ6V	Terminal I08 conectado a BZ1-BZ6.
I09BZ1V-I09BZ6V	Terminal I09 conectado a BZ1-BZ6.
I10BZ1V-I10BZ6V	Terminal I10 conectado a BZ1-BZ6.
I11BZ1V-I11BZ6V	Terminal I11 conectado a BZ1-BZ6.
I12BZ1V-I12BZ6V	Terminal I12 conectado a BZ1-BZ6.
I13BZ1V-I13BZ6V	Terminal I13 conectado a BZ1-BZ6.
I14BZ1V-I14BZ6V	Terminal I14 conectado a BZ1-BZ6.
I15BZ1V-I15BZ6V	Terminal I15 conectado a BZ1-BZ6.
I16BZ1V-I16BZ6V	Terminal I16 conectado a BZ1-BZ6.

Tabla A3.1-3 Lista de los Relay Word Bits (continuación).

I17BZ1V-I17BZ6V	Terminal I17 conectado a BZ1-BZ6.
I18BZ1V-I18BZ6V	Terminal I18 conectado a BZ1-BZ6.
IFAULT1	Detección de falla zona 1.
IFAULT2	Detección de falla zona 2.
IFAULT3	Detección de falla zona 3.
IFAULT4	Detección de falla zona 4.
IFAULT5	Detección de falla zona 5.
IFAULT6	Detección de falla zona 6.
IN101-IN107	Entradas de la placa principal
IN201-IN224	Entradas de la placa 1 opcional I/O
OUT101-OUT108	Salidas de la placa principal.
OUT201-OUT208	Salidas de la placa 1 opcional I/O
P87R1	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 1.
P87R2	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 2.
P87R3	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 3.
P87R4	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 4.
P87R5	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 5.
P87R6	Picked up del elemento diferencial instantáneo zona 6.
PB1-PB8	Botones pulsadores.
PB1_LED-PB8_LED	LED's de los botones pulsadores
PB1_PUL-PB8_PUL	Entrada de pulso de los botones pulsadores.
SALARM	Alarma de Software.
TLED_1	Disparo del LED 1.
TLED_2	Disparo del LED 2.
TLED_3	Disparo del LED 3.
TLED_4	Disparo del LED 4.
TLED_5	Disparo del LED 5.
TLED_6	Disparo del LED 6.
TLED_7	Disparo del LED 7.
TLED_8	Disparo del LED 8.
TLED_9	Disparo del LED 9.
TLED_10	Disparo del LED 10.
TLED_11	Disparo del LED 11.
TLED_12	Disparo del LED 12.
TLED_13	Disparo del LED 13.
TLED_14	Disparo del LED 14.
TLED_15	Disparo del LED 15.
TLED_16	Disparo del LED 16.
TOS1-TOS18	Terminal 01-terminal 18 fuera de servicio (Terminal Out of Service).
TRGTR	Reseteo de todos los Relay Word Bits.
TRIP	Salida de disparo de cualquier terminal.
TRIP01-TRIP18	Salida de disparo de terminal 01-terminal 18.
TRIPLED	Disparo de LED
Z1BZ1	Bus-zona 1 es parte de la protección zona 1.
Z1BZ2	Bus-zona 2 es parte de la protección zona 2.
Z1BZ3	Bus-zona 3 es parte de la protección zona 3.
Z1BZ4	Bus-zona 4 es parte de la protección zona 4.

Tabla A3.1-4 Lista de los Relay Word Bits (continuación).

Z1BZ5	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 5.
Z1BZ6	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 6.
Z1S	Afirmación de supervisión zona 1.
Z2BZ2	Bus-zona 2 es parte de la protección zona 2.
Z2BZ3	Bus-zona 3 es parte de la protección zona 2.
Z2BZ4	Bus-zona 4 es parte de la protección zona 2.
Z2BZ5	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 2.
Z2BZ6	Bus-zona 6 es parte de la protección zona 2.
Z2S	Afirmación de supervisión zona 2.
Z3BZ3	Bus-zona 3 es parte de la protección zona 3.
Z3BZ4	Bus-zona 4 es parte de la protección zona 3.
Z3BZ5	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 3.
Z3BZ6	Bus-zona 6 es parte de la protección zona 3.
Z3S	Afirmación de supervisión zona 3.
Z4BZ4	Bus-zona 4 es parte de la protección zona 4.
Z4BZ5	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 4.
Z4BZ6	Bus-zona 6 es parte de la protección zona 4.
Z4S	Afirmación de supervisión zona 4.
Z5BZ5	Bus-zona 5 es parte de la protección zona 5.
Z5BZ6	Bus-zona 6 es parte de la protección zona 5.
Z5S	Afirmación de supervisión zona 5.
Z6BZ6	Bus-zona 6 es parte de la protección zona 6.
Z6S	Afirmación de supervisión zona 6.
ZN1I01-ZN1I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 1.
ZN1I01T-ZN1I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 1.
ZN2I01-ZN2I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 2.
ZN2I01T-ZN2I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 2.
ZN3I01-ZN3I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 3.
ZN3I01T-ZN3I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 3.
ZN4I01-ZN4I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 4.
ZN4I01T-ZN4I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 4.
ZN5I01-ZN5I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 5.
ZN5I01T-ZN5I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 5.
ZN6I01-ZN6I18	Terminal 01-terminal 18 conectado a zona 6.
ZN6I01T-ZN6I18T	Disparo de terminal 01-terminal 18 conectado a zona 6.
ZONE1	Diferencial de zona 1 activada
ZONE2	Diferencial de zona 2 activada
ZONE3	Diferencial de zona 3 activada
ZONE4	Diferencial de zona 4 activada
ZONE5	Diferencial de zona 5 activada
ZONE6	Diferencial de zona 6 activada

A3.2 Valores por default

A continuación se muestran los valores por default de los “Alias”; las ecuaciones lógicas y de control de algunas etiquetas que el relevador posee.

En la Tabla A3.2 se muestran las etiquetas de los elementos del relevador así como los “Alias” que tienen por defecto.

Tabla A3.2 Valores de "Alias" por default.

Etiquetas	Valor por default
I01	FDR_1 (Feeder 1 o alimentador 1)
I02	FDR_2 (Feeder 2 o alimentador 2)
I03	FDR_3 (Feeder 3 o alimentador 3)
I04	TRFR_1 (Transformer 1 o transformador 1)
I05	TB_1 (Tie breaker 1 o interruptor de enlace 1)
I06	TB_2 (Tie breaker 2 o interruptor de enlace 2)
BZ1	BUS_1 (Barra 1)
BZ2	BUS_2 (Barra 2)
FBF01	F1_BF (Fail 1 Breaker fail o falla 1 de falla de interruptor)
FBF02	F2_BF (Fail 2 Breaker fail o falla 2 de falla de interruptor)
FBF03	F3_BF (Fail 3 Breaker fail o falla 3 de falla de interruptor)
FBF04	T1_BF (Trip 1 Breaker fail o disparo 1 de falla de interruptor)
FBF05	TB1_BF (Breaker fail in Tie breaker 1 o falla de interruptor de enlace 1)
FBF06	TB2_BF (Breaker fail in Tie breaker 2 o falla de interruptor de enlace 2)
87Z1	Z1_TRIP (Disparo en zona 1)
87Z2	Z2_TRIP (Disparo en zona 2)
IN101	F1_BFI (Breaker fail initiate 1 o inicio de falla de interruptor 1)
IN102	F2_BFI (Breaker fail initiate 2 o inicio de falla de interruptor 2)
IN103	F3_BFI (Breaker fail initiate 3 o inicio de falla de interruptor 3)
IN104	T1_BFI (Trip breaker fail initiate o disparo de inicio de falla de interruptor 1)
IN105	TB_BFI (Breaker fail initiate tie breaker o inicio de falla de interruptor de enlace)
PLT01	DIFF_EN (Differential enabled o diferencial activada)
PLT02	BF_EN (Falla de interruptor activada)
PLT03	TNS_SW (Test normal switch enabled o interruptor normal de prueba activado)
87ST1	CTZ1_AN
87ST2	CTZ2_AN
SBFTR01	F1_BFT (Fail 1 Breaker fail trip o falla 1 disparo de falla de interruptor)
SBFTR02	F2_BFT (Fail 2 Breaker fail trip o falla 2 disparo de falla de interruptor)
SBFTR03	F3_BFT (Fail 3 Breaker fail trip o falla 3 disparo de falla de interruptor)
SBFTR04	T1_BFT (Breaker fail trip 1 o disparo de falla de interruptor 1)
SBFTR05	TB1_BFT (Tie breaker 1 breaker fail trip o disparo de falla de int. de int. de enlace 1)
SBFTR06	TB2_BFT (Tie breaker 2 breaker fail trip o disparo de falla de int. de int. de enlace 2)
87BTR01	F1_DPT (Fail 1 differential protection trip o falla 1 de disparo protección diferencial)
87BTR02	F2_DPT (Fail 2 differential protection trip o falla 2 de disparo protección diferencial)
87BTR03	F3_DPT (Fail 3 differential protection trip o falla 3 de disparo protección diferencial)
87BTR04	T1_DPT (Trip 1 differential protection trip)
87BTR05	TB1_DPT (Tie breaker 1 differential protection trip o disp. de prot. dif. en int de enlace 1)

Tabla A3.2-1 Valores de "Alias" por default (continuación)

87BTR06	TB2_DPT (Tie breaker 2 differential protection trip o disp. de prot. dif. en int de enlace 2)
OUT101	F1_TRP (Fail 1 trip o disparo de falla 1)
OUT102	F2_TRP (Fail 2 trip o disparo de falla 2)
OUT103	F3_TRP (Fail 3 trip o disparo de falla 3)
OUT104	T1_TRP (Trip 1 o disparo 1)
OUT105	TB_TRP (Tie breaker trip o disparo de interruptor de enlace)
OUT107	TEST (prueba)
OUT108	ALRMA (alarma)
TLED_1	87_DIFF (disparo de diferencial)
TLED_2	BK_FAIL (disparo de falla de interruptor)
TLED_3	ZONE_1
TLED_4	ZONE_2
TLED_5	ZONE_3
TLED_6	ZONE_4
TLED_7	ZONE_5
TLED_8	ZONE_6
TLED_9	50_TRIP (Disparo de sobrecorriente instantaneo)
TLED_10	51_TRIP (Disparo de sobrecorriente de tiempo)
TLED_11	CT_ALRM (Disparo de alarma de TC)
TLED_12	87_BLK (Bloqueo de protección diferencial)

A continuación en la Tabla A3.3, Tabla A3.4 y Tabla A3.5 se muestran las ecuaciones lógicas y a las etiquetas que corresponde.

Tabla A3.3 Ecuaciones lógicas por default para conexiones de terminales a la zona de protección.

Etiquetas	Ecuaciones lógicas
I01BZ1V	DIFF_EN AND NOT TOS01
I02BZ1V	DIFF_EN AND NOT TOS02
I03BZ2V	DIFF_EN AND NOT TOS03
I04BZ2V	DIFF_EN AND NOT TOS04
I05BZ1V	DIFF_EN AND NOT TOS05
I06BZ2V	DIFF_EN AND NOT TOS05

Tabla A3.4 Ecuaciones lógicas por default para la lógica de falla de interruptor

Etiquetas	Ecuación lógica
BFI01	FI_BFI AND BF_EN (el bit BFI01 se activara cuando haya falla de interruptor)
BFI02	F2_BFI AND BF_EN
BFI03	F3_BFI AND BF_EN
BFI04	TI_BFI AND BF_EN
BFI05	TB_BFI AND BF_EN
BFI06	TB_BFI AND BF_EN

Tabla A3.5 Ecuaciones lógicas por default para lógicas de disparo.

Etiquetas	Ecuación lógica
TR01	F1_BFT OR F1_DPT
TR02	F2_BFT OR F2_DPT
TR03	F3_BFT OR F3_DPT
TR04	T1_BFT OR T1_DPT
TR05	TB1_BFT OR TB1_DPT OR TB2_BFT OR TB2_DPT
TR06	NA
ER	R_TRIG 87ST

En la Tabla A3.6 y Tabla A3.7 se muestran las ecuaciones de control por default utilizadas para la protección y el control de las salidas de disparo.

Tabla A3.6 Ecuaciones de control por default para protección "free-form"

Etiquetas	Ecuación lógica
PLT01S :=	NOT DIFF_EN AND PLT04 #DIFFERENTIAL ENABLED
PLT01R :=	PCT02Q AND DIFF_EN AND NOT PLT04
PLT02S :=	NOT BF_EN AND PLT05 # BREAKER FAILURE ENABLED
PLT02R :=	PCT03Q AND BF_EN AND NOT PLT05
PLT03S :=	NOT TNS_SW AND PLT06 # RELAY TEST MODE
PLT03R :=	PCT04Q AND TNS_SW AND NOT PLT06
PLT04S :=	PB1_PUL AND NOT DIFF_EN # ONLY ONE OP PER PB1 PRESS
PLT04R :=	PB1_PUL AND DIFF_EN
PLT05S :=	PB2_PUL AND NOT BF_EN # ONLY ONE OP PER PB2 PRESS
PLT05R :=	PB2_PUL AND BF_EN
PLT06S :=	PB4_PUL AND NOT TNS_SW # ONLY ONE OP PER PB4 PRESS
PLT06R :=	PB4_PUL AND TNS_SW

Tabla A3.7 Ecuaciones de control por default para salidas de disparos.

Etiquetas	Ecuación lógica
OUT101	TRIP01 AND NOT TNS_SW
OUT102	TRIP01 AND NOT TNS_SW
OUT103	TRIP01 AND NOT TNS_SW
OUT104	TRIP01 AND NOT TNS_SW
OUT105	TRIP01 AND NOT TNS_SW
OUT106	NA
OUT107	TNS_SW #RELAY TEST MODE
OUT108	NOT (SALARM OR HALARM)