



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS
DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A
DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.**

Jorge Andrés Boj Cotí

Asesorado por el Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela

Guatemala, junio de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS
DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A
DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE ANDRES BOJ COTÍ

ASESORADO POR EL ING. ISSAM RICARDO SAGUI VALENZUELA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA



NOMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jónatan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS
DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A
DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de septiembre de 2011.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jorge Andrés Boj Cotí', enclosed within a large, hand-drawn oval shape.

Jorge Andrés Boj Cotí

Guatemala, 1 Junio de 2012

Ing. Natahael Requena
Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Guatemala

Ing. Requena

Por este medio informo a usted que he revisado el trabajo de Ejercicio Profesional Supervisado titulado **“IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.”**, elaborado por el estudiante Jorge Andrés Boj Cotí, el cual fue desarrollado y concluido en forma satisfactoria, cumpliendo con el contenido y objetivos fijados, en el entendido de que el autor de este trabajo y el suscrito, como asesor, somos responsables de su contenido.

Sin otro particular me suscribo de usted

Atentamente

*Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela
Ingeniero Electricista
Colegiado No.: 8,265*


Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela

ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 18.2013.
Guatemala, 14 de enero 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE
BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A
DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.", del estudiante Jorge
Andrés Boj Cotí, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



S/O

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 17 de abril de 2013.
Ref.EPS.DOC.484.04.13.

Inga. Sigrid Alitza Calderón de León
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Calderón de León.

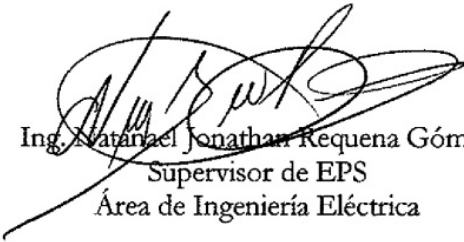
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Jorge Andrés Boj Cotí** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **199911030**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A."**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Nataniel Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica

c.c. Archivo
NJRG/ra



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala 17 de abril de 2013.
Ref.EPS.D.291.04.13.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

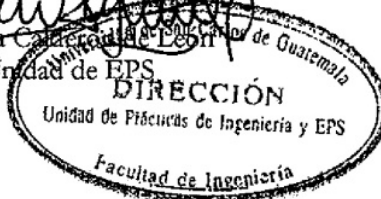
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A."** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Jorge Andrés Boj Cotí**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Sigrid Altra Calderón
Directora Unidad de EPS



SACdL/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 18 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JORGE ANDRÉS BOJ COTÍ titulado: “IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

GUATEMALA, 29 DE ABRIL 2013.



Universidad de San Carlos
De Guatemala



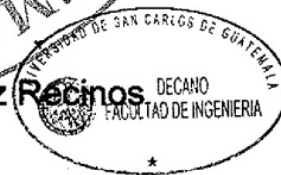
Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.400-2013

E l Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA 230/138/69/13.8KV A DESARROLLARSE EN SOCOIN S.A.**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Andrés Boj Coti**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, junio de 2013

Jcc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida y ser fuente de todo conocimiento y sabiduría.
Mis padres	Jorge Eliseo Boj Chojolán y Dora Luz Cotí de Boj, por su amor y dedicación hacia mi persona desde el primer momento de mi vida hasta el día de hoy.
Mis hermanos	Eugenia, Mariana y Rubén Boj Cotí, por su cariño y apoyo durante los años que hemos compartido.
Mis abuelos	Victor Boj, Josefina Chojolán, Rubén Cotí, Audelina Sajquim, por ser mis ángeles guardianes y con sus vidas haberme enseñado, humildad, fortaleza, espiritualidad y constancia.
Mis sobrinos	Santiago Tucux, Isabella Cotí, Joaquín Castellanos, por haber traído alegría y bendiciones a la familia.
Mi amigo	Julio Prado, por su amistad incondicional de muchos años.

AGRADECIMIENTOS A:

Ingeniero Ricardo Sagui

Por su apoyo y compromiso durante todo el proceso de la realización de este trabajo.

Lic. German Castellanos

Por su colaboración y apoyo durante mi proceso de graduación.

**Universidad de San Carlos
de Guatemala**

Por haberme acogido en sus aulas para formarme profesionalmente.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. CONCEPTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	1
1.1. Fallas en Sistemas Eléctricos.....	1
1.1.1. Cortocircuitos.....	1
1.1.2. Sobrecargas	4
1.1.3. Sobretensión.....	4
1.1.3.1. Permanentes	4
1.1.3.2. Transitorios	4
1.2. Requisitos de la protección.....	5
1.2.1. Confiabilidad.....	5
1.2.2. Rapidez.....	5
1.2.3. Selectividad	5
1.3. Clasificación de la protección en el sistema	6
1.3.1. Protecciones unitarias	6
1.3.2. Protecciones graduadas	7
2. EQUIPO PARA PROTECCIÓN EN LA SUBESTACIÓN	9
2.1. Transformadores de instrumento.....	9
2.1.1. Transformadores de potencial	9

2.1.2.	Transformadores de corriente	10
2.1.2.1.	Tipos de transformadores de corriente según su construcción	11
2.1.2.1.1.	Primario devanado	11
2.1.2.1.2.	Tipo dona o boquilla	12
2.1.2.2.	Impedancia de las cargas o Burden	13
2.1.2.3.	Clase de precisión de los transformadores de corriente	15
2.1.2.3.1.	Norma ANSI	15
2.1.2.3.2.	Norma Europea IEC	16
2.1.2.4.	Transformadores de corriente para aplicaciones en protección	17
2.1.2.5.	El efecto de saturación y las curvas de excitación	18
2.1.2.6.	Saturación por la componente de corriente directa de la corriente de falla	21
2.1.2.7.	Factores para la selección de los transformadores de corriente	21
2.2.	Relevadores de protección	25
2.2.1.	Detección de fallas	26
2.2.1.1.	Relé detector de nivel	27
2.2.1.2.	Relé de comparación de magnitud	28
2.2.1.3.	Relé de comparación diferencial	29
2.2.2.	Tipos de relés	30
2.2.2.1.	Relés electromecánicos	30
2.2.2.2.	Relés de estado sólido	32
2.2.2.3.	Relés digitales y relés numéricos	33
2.2.3.	Otras consideraciones en el diseño de relés	34

	2.2.3.1.	Tiempo de funcionamiento.....	35
	2.2.3.2.	Definición de contacto.....	35
3.		PROTECCIÓN DE BARRA	37
3.1.		Introducción a la protección diferencial de barra	37
3.2.		Protección diferencial de barra con relé de sobrecorriente.....	38
3.3.		Protección diferencial de barra con relé diferencial porcentual.....	39
3.4.		Protección diferencial de barra con relé y acopladores lineales	40
3.5.		Protección de barras con comparación direccional	42
3.6.		Relé diferencial de barra de baja impedancia.....	43
	3.6.1.	Condiciones de carga normal	45
	3.6.2.	Condiciones de falla interna.....	45
	3.6.3.	Condiciones de falla externa.....	45
	3.6.4.	Otras condiciones	46
	3.6.5.	Funciones suplementarias de protección	47
		3.6.5.1. Fallo al final de zona.....	47
		3.6.5.2. Detección de fallos de interruptor	48
		3.6.5.3. Detección de CT abierto o en corto	48
3.7.		Relé diferencial de barra de alta impedancia.....	49
	3.7.1.	Condiciones de carga normal	52
	3.7.2.	Condiciones de falla externa.....	53
	3.7.3.	Falla interna de barra.....	53
	3.7.4.	Otras condiciones	54
	3.7.5.	Funciones de protección adicional.....	55
		3.7.5.1. Detección de CT abierto	55
		3.7.5.2. Detección de CT en corto	56
3.8.		Protección diferencial de barra en diversas configuraciones...	56

3.8.1.	Barra simple	56
3.8.2.	Barra simple con secciones múltiples y acople de barras	58
3.8.3.	Barra principal y barra de transferencia.....	58
3.8.4.	Doble barra.....	59
3.8.5.	Interruptor y medio	60
4.	DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA	63
4.1.	Empresa SOCOIN S.A.	63
4.2.	Subestación Panaluya antecedentes y configuración actual....	63
4.3.	Ampliación de la Subestación Panaluya	66
4.3.1.	Configuración de barra de 138 kV	68
4.3.1.1.	Módulo encapsulado PASS M0	68
4.3.1.2.	Transformadores de potencia para el banco de 138 kV.....	71
4.3.2.	Configuración de barra de 230 kV	71
4.3.2.1.	Interruptor de potencia 230 kV	71
4.3.2.2.	Seccionador 230 kV	72
4.3.2.3.	Transformadores de corriente 230 kV	72
4.3.2.4.	Transformadores de potencial 230 kV	72
4.3.2.5.	Transformadores de potencia para el banco de 230 kV.....	73
4.4.	Corriente nominal en la subestación	73
5.	IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS	75
5.1.	Relé para protección de barras utilizado	75

5.2.	Relé diferencial de barra SEL 487B.....	76
5.2.1.	Descripción funcional y características relé SEL-487B	76
5.3.	Selección y conexión de los transformadores de corriente para protección de barra 138 KV	78
5.4.	Características de los transformadores de corriente para la protección de barras 230 KV	88
5.4.1.	CT's en campo de transformador	88
5.4.2.	CT's para Líneas de EPR	92
5.4.3.	CT's para Línea de TRECSA.....	93
6.	AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA	97
6.1.	Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección	97
6.2.	Normas y estándares de protección	98
6.3.	Criterios generales de ajuste de la protección diferencial de Barra.....	99
6.3.1.	Ajuste de las protecciones diferenciales	99
6.3.2.	Ajuste de Relé SEL 487B	99
6.3.2.1.	Ajustes de elemento diferencial	103
6.3.2.2.	Ajustes de elemento direccional	105
6.3.2.3.	Ajustes para la lógica detección de falla	106
6.4.	Análisis de la operación de la protección.....	106
6.4.1.	Ajustes en Barra 138 kV	107
6.4.1.1.	Otras condiciones de operación en barra 138 kV	112
6.4.2.	Ajustes en barras 230 kV.....	115
6.4.2.1.	Ajustes en barra 1 230 kV.....	121

6.4.2.2.	Ajustes en barra 2 230 kV	123
6.4.2.3.	Otras condiciones de operación en barras 230 kV	127
CONCLUSIONES.....		131
RECOMENDACIONES.....		135
BIBLIOGRAFÍA.....		137
APÉNDICES.....		139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Tipos de fallas y sus equivalentes monofásicos.....	2
2.	Sistema dividido en zonas para análisis de selectividad.....	6
3.	Conexión de transformador de potencial PT	10
4.	Conexión de transformador de corriente CT	11
5.	Transformador de corriente con primario devanado.....	12
6.	Transformador de corriente tipo dona	13
7.	Curva de excitación de CT	19
8.	Tensión en terminales de un transformador de corriente	20
9.	Problema de selectividad para fallas en límite de zona.....	26
10.	Características de nivel de detección de un relé	28
11.	Relé de comparación de magnitud para líneas en paralelo	29
12.	Relé electromecánico de tiempo instantáneo.....	31
13.	Relé electromecánico temporizado	31
14.	Diagrama de bloques de un relé numérico.....	34
15.	Tipos de contactos convencionales.....	36
16.	Protección diferencial de barra con relé de sobrecorriente	38
17.	Protección diferencial de barra con relé diferencial porcentual	40
18.	Protección diferencial de barra con relé y acopladores lineales.....	41
19.	Protección diferencial de barra de baja impedancia.....	43
20.	Comportamiento diferencial de barra con y sin falla interna.....	44
21.	Operación de relé de baja impedancia por falla de CT saturado.....	46
22.	Falla de final de zona	48
23.	Conexión de CT's a relé diferencial de alta impedancia.....	49

24.	Elementos internos en relé diferencial de alta impedancia	50
25.	Balance de corriente en CT's en condición normal de carga	51
26.	Flujo de corriente de falla externa a la barra.....	52
27.	Flujo de corriente en una falla interna de barra.....	54
28.	Arreglo protección diferencial parcial de barra simple	57
29.	Protección diferencial en barra simple	57
30.	Protección diferencial en barra simple seccionada	58
31.	Protección diferencial en barra principal y de transferencia.....	59
32.	Protección diferencial en doble barra.....	60
33.	Protección diferencial de barras de interruptor y medio	61
34.	Ubicación geográfica del municipio Río Hondo, Zacapa.....	64
35.	Ubicación geográfica de la Subestación Panaluya	64
36.	Diagrama esquemático y nomenclatura de PASS M0 145 kV	69
37.	Precisión y relaciones disponibles de CT's en PASS M0	70
38.	Funciones básicas del relé SEL-487B en una aplicación de doble barra	77
39.	Diagrama de terminales de CT's de PASS M0 Trafo y Línea	79
40.	Carga en el secundario de un CT conectado.....	80
41.	Diagrama unifilar y zonas de protección de barra 138 kV.....	84
42.	Actuación de la protección diferencial en barra 138 kV	86
43.	Conexión de CT's al relé diferencial SEL-487B de barra 138 kV.....	87
44.	Esquema y relación de CT's para transformador de 230 kV.....	88
45.	Características de ajuste de la protección diferencial	100
46.	Numeración de entradas de corriente a relé diferencial.....	100
47.	Lógica general de procesamiento de datos del relé SEL 487B.....	102
48.	Regiones de acción de diferencial de barra.....	104
49.	Flujo de corrientes convencionales en barras de 138kV.....	108
50.	Grafica de variación para IOP1 e IRT1 para barra 138kV	111
51.	Gráfica de límite diferencial y de ajustes.....	112

52.	Ajustes de relé para distintas condiciones en barra 138kV	114
53.	Derivaciones conectadas a barra 1 230 kV	120
54.	Gráfica de limite diferencial o de ajustes para barra 1 230 kV	123
55.	Derivaciones conectadas a barra 2 230 kV	124
56.	Gráfica de limite diferencial o de ajustes para barra 2 230 kV	126
57.	Ajustes para incremento de potencia en barra 1 230 kV.....	128
58.	Gráfica y ajustes para corrientes bajas en barra 2 230 kV	130

TABLAS

I.	Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al tipo	3
II.	Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al sitio.....	3
III.	Clases de precisión normalizadas por ANSI para CT's.....	16
IV.	Clases de precisión Norma Europea para de CT's de protección	17
V.	Valores normalizados de corriente y relación para CT's	23
VI.	Condiciones ambientales departamento de Zacapa	66
VII.	Corrientes nominales para varios niveles de tensión	73
VIII.	Corrientes de corto circuito según CFE.....	74
IX.	Relaciones de CT's en terminales de PASS M0 145 kV	78
X.	Relaciones de CT's 230 KV en bahía de transformador	89
XI.	CT's de 230 KV para salidas de líneas proyectadas de EPR.....	92
XII.	CT's de 230 KV para salidas de líneas proyectadas TRECSA.....	94
XIII.	Valores de ajustes predeterminados para diferencial de barra	105
XIV.	Valores de ajustes predeterminados de elemento direccional	105
XV.	Ajustes predeterminados para elemento detector de fallas.....	106
XVI.	Rango de variación para IOP1 e IRT1 en Barra 138 kV.....	110
XVII.	Variación de IOP e IRT condición 1	113
XVIII.	Variación de IOP e IRT condición 2	113
XIX.	Variación de IOP e IRT condición 3	114

XX.	Flujo de corrientes secundarias asumidas en barras de 230kV.....	118
XXI.	Rango de variación para IOP1 e IRT1 barra 1 230 kV.....	122
XXII.	Rango de variación para IOP1 e IRT1 barra 2 230 kV.....	125
XXIII.	Variación de IOP e IRT para incremento de potencia barra 1.....	127
XXIV.	Variación de IOP e IRT para incremento de carga barra 2.....	129

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
cl	Clase de precisión
AND	Compuerta lógica multiplicadora
OR	Compuerta lógica sumadora
CA	Corriente alterna
I_{cc}	Corriente de cortocircuito
CD	Corriente directa
Hz	Hertz
Z_R	Impedancia de equipo de medición
Z_L	Impedancia de los cables de conexión
I	Intensidad de corriente
52	Interruptor de potencia
kV	Kilovoltios
kWh	Kilowatt por hora
Kw	Kilowatts
MVA	Megavolt-amper
P_{cc}	Potencia de cortocircuito
PCyM	Protección control y medición
27/59	Protección de baja tensión / sobretensión
51	Protección de sobrecorriente
87	Protección diferencial
50BF	Protección fallo de interruptor

50	Protección instantánea de sobrecorriente
86	Relé de disparo y bloqueo
R	Resistencia eléctrica
RS	Resistencia secundaria del CT
89	Seccionador
CT's	Transformadores de corriente
PT's	Transformadores de potencial
Pu	Valor por unidad
Vcc	Voltaje corriente continúa
VA	Volt-ampere

GLOSARIO

Arco eléctrico	Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en un ambiente gaseoso de baja presión, o al aire libre.
Armónicos	Son corrientes o tensiones de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de la alimentación. Para sistemas de potencia los armónicos son causantes de fallos en lecturas de medición y protección pues distorsionan la señal fundamental, provocando mala eficiencia en el servicio y pérdidas en el transporte y distribución.
Bahía	Es el conjunto de equipos necesarios para conectar un circuito (generación, transformación, interconexión o distribución, equipo de compensación, etc) a las barras en una subestación.
Caída de tensión	Se le llama a la diferencia de potencial que existe entre dos extremos donde fluye una corriente. Este valor se mide en voltios y representa: el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por ese conductor.
Conductividad	Es una medida de la capacidad de un material de dejar pasar la corriente eléctrica, es decir su aptitud

para dejar circular libremente cargas, es contraria a la resistividad y varía dependiendo del material y la temperatura. Su unidad de medida es el Siemens o también conocido como mho.

Corriente de fuga Es un flujo de corriente eléctrica que circula hacia tierra, que se produce por capacitancias indeseables entre las partes vivas y el neutro mayormente en los elementos aislantes, dado que la resistencia de estos nunca es infinita y de acuerdo a su calidad, se da en mayor o menor grado. Se presenta normalmente con corriente alterna y no con baterías.

Corriente nominal Es la corriente que se debe suministrar, para que una unidad funcione en su punto óptimo de rendimiento.

Disparo de interruptor Se refiere a la acción de ordenar por algún medio manual, automático o remoto la apertura de un interruptor para cortar el flujo de corriente.

Exactitud Capacidad de un instrumento de acercarse al valor de la magnitud real.

Ferroresonancia Es un fenómeno usualmente caracterizado por sobretensiones asociado con la excitación de una o más inductancias saturables a través de una capacitancia en serie.

Flujo de dispersión	En un transformador se le llama a la porción del flujo magnético que va a través de la bobina primaria pero regresa a través del aire, desviándose de la bobina secundaria.
Histéresis	En electrotecnia la histéresis aparece al someter un núcleo a un campo magnético direccionando sus dípolos según el campo y al retirarlo la mayoría de sus dípolos recobran su posición inicial sin embargo otros no, haciendo que persista un magnetismo remanente. Representa una pérdida de energía en forma de calor en los núcleos magnéticos.
Impedancia	La impedancia, es la propiedad que tiene un componente para limitar el paso de corriente alterna y está relacionado con los efectos inductivos y capacitivos que varían en el tiempo, su representación es en números complejos, siendo la parte real la resistencia del material y la parte imaginaria la reactancia.
Material aislante	Material con escasa capacidad de conducción de la electricidad, utilizado para separar conductores eléctricos evitando un cortocircuito y para mantener alejadas del usuario determinadas partes de los sistemas eléctricos evitando descargas eléctricas.
ONAF	Sistema de enfriamiento para transformadores: Oil Natural Air Forced (Aceite Natural Aire Forzado).

ONAN	Sistema de enfriamiento para transformadores: Oil Natural Air Natural (Aceite Natural Aire Natural).
Potencia reactiva	Esta potencia sólo aparece cuando existen bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo necesario, se mide en voltiamperios reactivos (VAR) y se designa con la letra Q.
Reactancia	Es una oposición al paso de la corriente alterna. Las reactancias producen un desfase entre la onda de corriente y de tensión, lo que causa una disminución de potencia entregada a la carga resistiva, se representan como vectores opuestos y su efecto es visible al calcular el factor de potencia.
Relación de transformación	Aumento ó decremento que sufre el valor de la tensión de salida con respecto a la tensión de entrada, es directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario (N_p) y secundario (N_s) .
Resonancia subsincrónica	También llamada oscilaciones subsincrónicas. Estas oscilaciones son iniciadas por cambios en las condiciones operativas del sistema, debidas a cambios severos como fallas.
Sistema polifásico	Sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por dos o más tensiones

iguales con diferencia de fase constante, que suministran energía a las cargas conectadas a las líneas.

Tiristor

Es un componente electrónico constituido por elementos semiconductores, transmiten la corriente en un único sentido. Es el equivalente electrónico de los interruptores mecánicos. Se emplea generalmente para el control de potencia eléctrica.

Transductor

Dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en una señal eléctrica.

Valor eficaz

Es el valor de igual magnitud de una corriente continua y una corriente alterna, que al circular por una resistencia óhmica pura consumen la misma potencia.

Varistor

Componente electrónico cuya resistencia óhmica disminuye, cuando la tensión eléctrica que se le aplica, aumenta hasta determinado umbral.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación se enfoca en el tema de protección en una subestación y directamente, desarrolla la protección diferencial de barras en la Subestación Panaluya. Se inicia con conceptos relacionados con las protecciones, indicando los tipos de fallas más comunes para un sistema eléctrico. Se indican las características más importantes con que debe contar una protección y una clasificación de las protecciones por su funcionamiento en el sistema. A continuación se describen equipos que forman parte del sistema de protecciones como por ejemplo: los transformadores de instrumento y relevadores. De los primeros se menciona su clasificación y funcionamiento así como la clasificación dependiendo para que sean requeridos.

De los relevadores como elemento actuador se describen su evolución, conforme ha avanzado la tecnología, su clasificación, construcción y las variables que existen entre distintos tipos. Considerando estos datos se hace una selección de relevador para el diferencial de barras.

La Subestación Panaluya cuenta con una barra configuración interruptor y medio de 230 kV y otra barra en configuración barra simple de 138 kV. La protección consiste en conectar un relé especial diferencial, que monitoree el estado del sistema en cada entrada y salida de corriente, para mantener el balance que indicará un estado normal de las barras. Los últimos capítulos muestran cálculos con valores de funcionamiento de las bahías de transformadores de potencia y las salidas de líneas existentes y futuras. Por medio de procedimientos similares a los internos del relé, se analiza el comportamiento del sistema y se sugieren ajustes para la protección.

OBJETIVOS

General

Describir la implementación de la protección diferencial de barras de la Subestación Panaluya, partiendo del concepto de protecciones y su actuación ante una falla para una subestación, teniendo en cuenta la configuración de la subestación, el valor de las tensiones y ajustes requeridos para su funcionamiento.

Específicos

1. Definir el concepto de protección, las fallas a las cuales se enfrenta y los requerimientos generales, para que la protección sea eficiente y adecuada a las necesidades.
2. Describir los elementos que integran un circuito de protecciones, como son: los sensores y relés, su concepto, funcionamiento, construcción y selección para ser utilizados en protecciones.
3. Definir la protección diferencial de barras, sus variantes y su configuración dependiendo del tipo de subestación.
4. Describir la Subestación Panaluya, antecedentes, equipo y configuración de sus campos, donde se requiere la protección de barras.

5. Integrar los conceptos generales e implementarlos en, la protección diferencial de barras de la Subestación Panaluya, enumerando características, funciones y conexiones de los relés y CT's según configuraciones.

6. Analizar el funcionamiento del relé diferencial y su procesamiento de datos y proponer ajustes proyectando estado actual y futuro.

INTRODUCCIÓN

Para asegurar que los sistemas de potencia operen confiablemente y mantengan la continuidad del servicio de energía eléctrica, el total de sus equipos deberán ser mantenidos en perfecto estado de operación. Además se necesita controlar las situaciones en las que se presenten fallas. Las altas corrientes se asocian con problemas de esfuerzos dinámicos, producidos por las fuerzas magnéticas y a sobrecalentamientos producidos por la disipación de energía. Las caídas de tensión, afectan la operación en paralelo, tanto de los generadores como del sistema completo. La protección es un seguro de vida que se compra, para el sistema de potencia a un costo bajo, el cual minimiza los efectos destructivos que pudieran ocurrir.

Un sistema de protección conlleva una serie de elementos que actúan obedeciendo programaciones consideradas para el funcionamiento del sistema. Parte del equipo que compone la protección son los transformadores de instrumento, que monitorean el comportamiento del sistema y envían señales al equipo actuador, que en este caso son relevadores electrónicos que analizan y determinan la existencia de fallas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha implementado la protección diferencial de barras, especificando equipos sensores y relés, que se adecúen a las configuraciones correspondientes para la subestación eléctrica Panaluya, conformada por dos juegos de barras de diferentes tensiones; una de 138 KV con configuración de barra simple y otra de 230 KV con configuración de interruptor y medio.

El análisis de la protección se realiza por medio de estimaciones de cargas conectadas así como de flujos de corrientes, en los dos arreglos que componen la subestación. Aunque no se indica la programación del relevador, se hace un seguimiento de su lógica de procesamiento de datos para proyectar valores para su revisión. Con estos valores graficados se proponen ajustes de programación para el relevador para que funcione el diferencial adecuadamente. Considerando ampliaciones futuras, se proyectan ajustes para los relés teniendo en cuenta variaciones en cargas conectadas a las barras.

1. CONCEPTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Una red eléctrica, es diseñada para suministrar energía eléctrica en acorde, a las demandas presente y futura estimadas en un área particular, para transmitirla y distribuirla, en una forma continua. Asegurar la efectividad de la inversión en equipo, la red eléctrica y garantizar usuarios satisfechos por el servicio confiable, obliga a que todo el sistema deba mantenerse en operación sin disturbios mayores. Cuando se protege un sistema eléctrico, la idea principal es aislar las perturbaciones a un área limitada y poder mantener la distribución en las áreas no afectadas. El equipo destinado para detectar tales fallas es llamado equipo de protección y el sistema que usa tal equipo es llamado sistema de protección.

1.1. Fallas en Sistemas Eléctricos

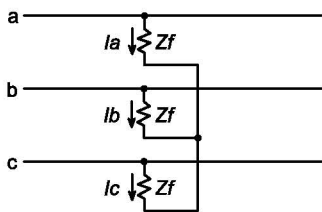
Cualquier perturbación o falla en el funcionamiento del sistema eléctrico supone variaciones de corrientes y voltajes, así también en el funcionamiento de las cargas conectadas.

1.1.1. Cortocircuitos

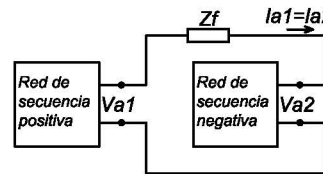
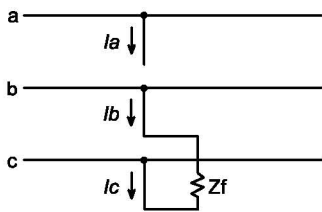
Se denomina cortocircuito, al fallo en un equipo o línea eléctrica por el cual, la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo o fase, al neutro o tierra, aunque también puede darse el fallo entre fases para sistemas polifásicos. Es decir es un defecto de baja impedancia entre dos puntos de potencial diferente y produce arco eléctrico, esfuerzos electrodinámicos y esfuerzos térmicos. El torque de los motores de inducción sería

apreciablemente menor, ocasionando su detención, y con ello, pérdidas de producción. La estabilidad del sistema puede verse afectada por el cambio brusco del par eléctrico con respecto al mecánico.

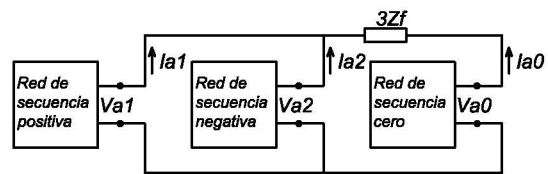
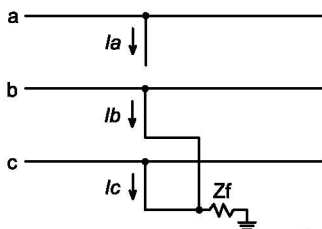
Figura 1. Tipos de fallas y sus equivalentes monofásicos



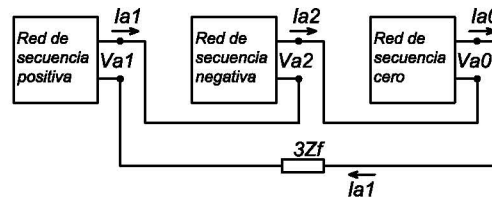
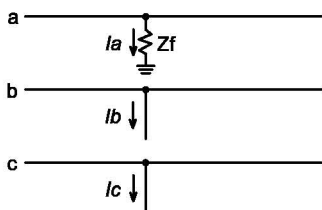
a) Fallo trifásico



b) Fallo de línea a línea



c) Fallo de línea doble a tierra



d) Fallo de línea simple a tierra

Fuente: CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Protecciones eléctricas. p. 3.

Los tipos de falla de cortocircuito más comunes y sus equivalentes simétricos se dan en la figura 1. Generalmente el mayor número de fallas, que se presentan en sistemas de potencia son monofásicas, (ver tabla I), y que donde más se presentan es en las líneas de transmisión, (ver tabla II). La falla monofásica puede ser mayor que la trifásica, si es cerca del generador, pero en general, la más crítica es la falla trifásica. Los transitorios resultantes, tienen efectos nocivos debido a las sobretensiones, tanto en los interruptores como en los aislamientos en general.

Tabla I. **Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al tipo**

TIPO DE FALLA	% TOTAL
Monofásica	85
Bifásica	8
Bifásica a tierra	5
Trifásica	2 o menos

Fuente: CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Protecciones eléctricas. p. 4.

Tabla II. **Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al sitio**

LUGAR DE FALLA	% OCURRENCIA
Línea de transmisión	60
Equipos de interrupción y barras	15
Transformadores	12
Transformadores de Corriente y Potencial	2
Equipos de control	3
Otros	8

Fuente: CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Protecciones eléctricas. p. 4.

1.1.2. Sobrecargas

Son corrientes en exceso de la corriente nominal del equipo, esto es, de la máxima permisible que puede circular permanentemente por el equipo. La sobrecarga, por tanto debe desconectarse después de un cierto tiempo, para prevenir daños en los elementos que la transportan.

1.1.3. Sobretensión

Cuando un voltaje se incrementa sobre los valores nominales la falla se considera como una sobretensión y pueden ser permanentes o transitorias.

1.1.3.1. Permanentes

Se consideran así, los producidos a frecuencias bajas como algunos casos de ferresonancia y de resonancia subsincrónica, y los que se presentan en las fases sanas de un sistema no aterrizado cuando se tiene una falla monofásica.

1.1.3.2. Transitorios

Pueden ser externos, los causados por descargas atmosféricas e internos, los causados por conmutación. Para los primeros el valor de la sobretensión no tiene relación con la tensión nominal del elemento; esto hace que sus efectos sean más importantes en líneas de baja y media tensión (hasta de unos 220 kV). Los segundos ocurren cuando se desconecta la carga a los generadores, cuando se desconecta una línea de transmisión o cuando se conectan líneas largas (mayores de 220 kV).

1.2. Requisitos de la protección

Para considerar la efectividad de un sistema de protección, es necesario que cumpla con una serie de requisitos que se describen a continuación.

1.2.1. Confiabilidad

Actuar en cualquier momento que se necesite, es decir siempre que ocurra la falla para la cual se diseño. La protección contra cortocircuito, por ejemplo, debe discriminar entre corrientes de sobrecarga y corrientes de cortocircuito. Para obtener buena confiabilidad, es fundamental realizar un adecuado mantenimiento preventivo, para ello, el aparato debe ser sencillo, facilitando de esta manera su revisión. Adicionalmente, deben ser capaces de censar las cantidades que describen la falla. Para ello se acostumbra a definir factores de sensibilidad.

1.2.2. Rapidez

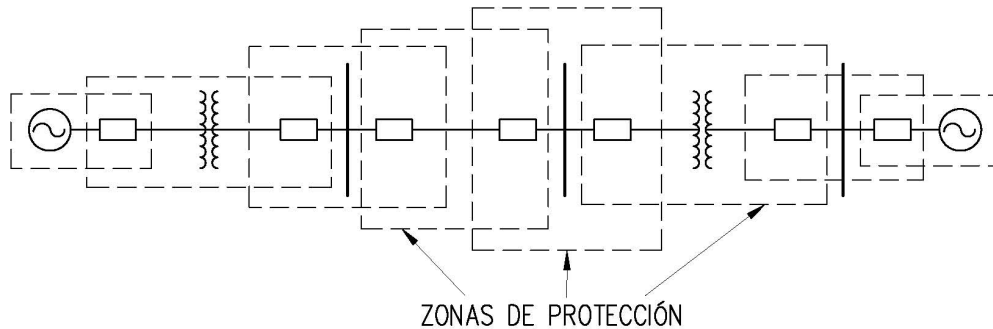
Actuar tan pronto como sea posible, o sea, actuar antes de que las tensiones o corrientes de falla hayan dañado los aparatos a proteger. El tiempo total de operación de un sistema de protección es:

$$t_{operacion} = t_{propio\ del\ relé} + t_{propio\ del\ interruptor} + t_{rele\ auxiliar} + t_{coordinación}$$

1.2.3. Selectividad

La protección de un sector solo debe actuar, en caso de falla en ese sector. Para facilitar el análisis de la selectividad, se acostumbra a dividir el sistema en zonas como se muestra en la figura 2.

Figura 2. **Sistema dividido en zonas para análisis de selectividad**



Fuente: CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Protecciones eléctricas. p. 7.

Una zona de protección, es la porción del sistema de potencia donde actuará una protección exclusivamente en el momento de un fallo. Las zonas de protección deben estar traslapadas una entre otra, para que se logre el objetivo de proteger el sistema por todos los frentes posibles. La forma de dividir un sistema para su protección dependerá de su configuración y normalmente, una zona la definirán los equipos y partes más importantes del arreglo, ya sean los transformadores de potencia, las barras, los generadores y las líneas de transmisión.

1.3. **Clasificación de la protección en el sistema**

Según la lógica de liberación de falla de un sistema, pueden existir dos niveles de funcionamiento de las protecciones.

1.3.1. **Protecciones unitarias**

Son totalmente selectivas, porque sólo detectan fallas en su zona de protección. No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección. Operan bajo el

principio diferencial, calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida ya que esta diferencia puede indicar que hay una corriente que fluye por una falla dentro de la zona.

1.3.2. Protecciones graduadas

Son relativamente selectivas, porque detectan fallas en más de una zona de protección. Desempeñan funciones de protección de respaldo, porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección. Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc. Con el fin de obtener un sistema de protecciones confiable, se cuentan con protecciones principales que están destinadas a ser la primer defensa, en el caso de una falla dentro de la zona protegida y las protecciones de respaldo que constituyen la segunda opción de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, que permita la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son la protección de falla de interruptor y la protección de respaldo que actúa en segunda instancia, cuando no ha actuado la protección principal y debe ser diferente de la protección principal.

2. EQUIPO PARA PROTECCIÓN EN LA SUBESTACIÓN

2.1. Transformadores de instrumento

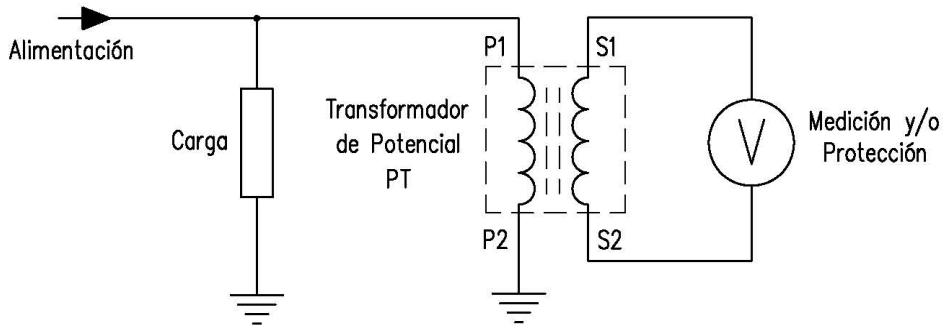
La primera etapa del proceso de protección, corresponde a la reducción de las corrientes y/o las tensiones, del sistema a niveles aptos para la operación de equipos de protección. Esta labor la realizan los transformadores de instrumento. La reducción en las cantidades medidas, facilita la normalización de los relés (o aparatos de medida según el uso), y protege los aparatos y al personal, de las altas tensiones y corrientes de potencia. Existen dos tipos de transformadores de instrumento: los transformadores de tensión, conocidos como transformadores de potencial o PT y los transformadores de corriente conocidos como CT según sus siglas en ingles.

2.1.1. Transformadores de potencial

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de tensión del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de tensión, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de cada aplicación especial. El bobinado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección como se muestra en la figura 3. Estos transformadores se construyen para todas las tensiones de

circuitos normalizados. Pueden ser de tipo seco o moldeado para tensiones inferiores a 23 KV y en baño de líquido para tensiones superiores.

Figura 3. **Conexión de transformador de potencial PT**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

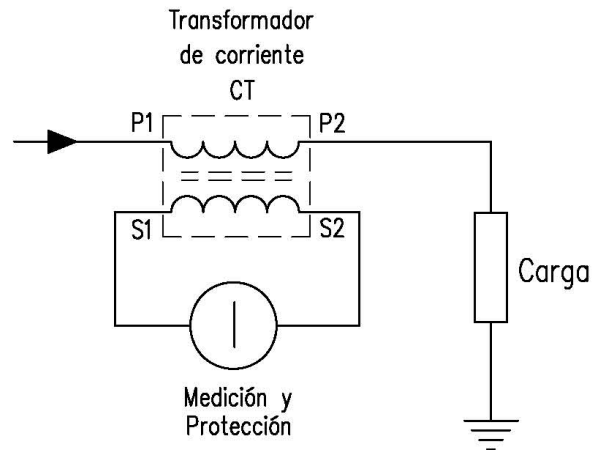
2.1.2. Transformadores de corriente

La función de este transformador, es reducir la corriente de un circuito primario a un valor normalizado, que se aplica a los diversos instrumentos de que se conectan en el secundario, en condiciones normales de operación, la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y está fuera de fase un ángulo cercano a cero. Las aplicaciones que pueden tener los transformadores de corriente son de medición y protección. Los utilizados en esquemas de medición, requieren mayor exactitud en condiciones normales de operación, cuando ocurre prácticamente toda la energía y potencia que se registra en los medidores de kW/kWh.

Por el contrario, los transformadores de corriente que se utilizan en esquemas de protección con relés, deben tener su mayor grado de exactitud en condiciones de corriente de falla, porque dependen de esa exactitud para aislar el área con problema. Por consiguiente tanto el funcionamiento, diseño y

construcción de un transformador de corriente para medida y uno para protección son diferentes. Su conexión se muestra en la figura 4.

Figura 4. **Conexión de transformador de corriente CT**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

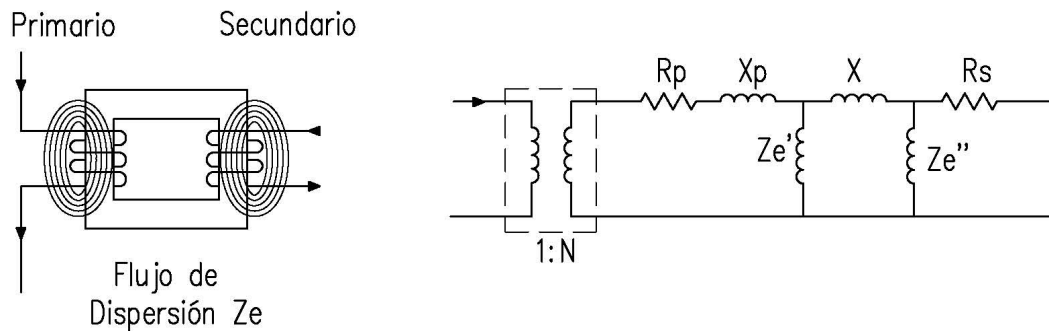
2.1.2.1. Tipos de transformadores de corriente según su construcción

Los transformadores de corriente se construyen en dos tipos, los de primario devanado y los de tipo dona, cada uno tiene características que los hacen funcionales en distintos campos de la protección y medición.

2.1.2.1.1. Primario devanado

El devanado primario de este tipo de transformadores de corriente, tiene varias espiras de conductor de calibre suficiente para soportar la corriente que va a pasar en el circuito. A continuación en la figura 5 se muestra el esquema de este tipo de transformadores y el circuito equivalente.

Figura 5. **Transformador de corriente con primario devanado**



Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos de protecciones de sistemas de potencia, p. 27

$$Z_e = Z_{e'} + Z_{e''} = \text{impedancia de magnetización.}$$

Donde:

$Z_{e'}$ = Impedancia asociada con el flujo de dispersión dentro de núcleo

$Z_{e''}$ = Impedancia asociada con el flujo de dispersión fuera del núcleo

X = Reactancia del núcleo

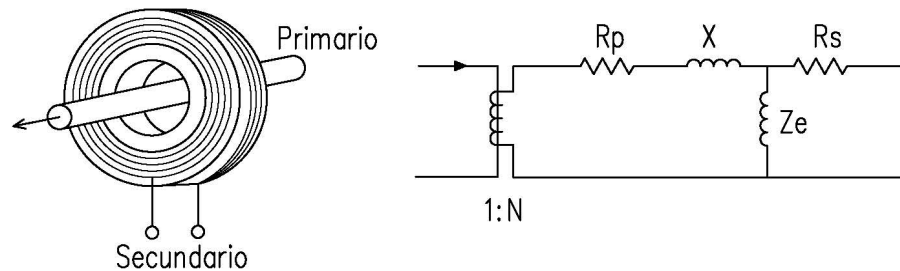
R_p = Resistencia del devanado primario

R_s = Resistencia del devanado secundario

2.1.2.1.2. Tipo dona o boquilla

El primario de este tipo de transformador de corriente, es el conductor que forma parte del equipo a medir o proteger. Se colocan en las boquillas de transformadores de potencia, interruptores de alta tensión o de los generadores. El devanado secundario está aislado y está embobinado en un núcleo toroidal. En la figura 6 se muestra esquemáticamente este tipo de transformadores y su circuito equivalente.

Figura 6. **Transformador de corriente tipo dona**



Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos protecciones de sistemas de potencia. p. 28.

El flujo de dispersión de transformadores tipo dona es mucho menor que los de primario devanado, razón por la cual, este tipo de transformadores de corriente es el que generalmente se utiliza en esquemas de protección.

2.1.2.2. **Impedancia de las cargas o Burden**

La impedancia de las cargas, se conocen generalmente como Burden y el término se refiere a elementos individuales o a la carga total conectada. Para los dispositivos el burden, se expresa frecuentemente en volts-ampere a un valor de tensión o corriente especificado. Para los instrumentos de protección y medición, estos datos de carga son por lo general información de los fabricantes, la impedancia del burden se calcula como:

$$Z_{\beta} = VA/I^2$$

Donde:

- Z_{β} = Impedancia de burden en ohms
- VA = Valor de burden según fabricantes
- I = Intensidad de corriente de la carga del burden

Tratándose de los conductores de cables de control, se considera la longitud del conductor de ida y retorno del transformador de corriente a los instrumentos alimentados. El valor de la resistencia R se calcula como:

$$R = r \cdot L$$

Donde:

r = Resistencia por unidad de longitud (Ω/m), dato de fabrica

L = Longitud (m)

La potencia consumida por estos conductores, se puede calcular de dos maneras:

$$\Delta P = 2RI^2$$

Donde:

ΔP = Diferencial de potencia consumida

2R = Resistencia de conductor ida y retorno

I = Corriente nominal de carga para los instrumentos

$$\Delta P = 2L/\gamma s I^2$$

Donde:

γ = Conductividad del material (57 para cobre)

s = Sección del material en mm^2

L = Longitud del conductor

I = Valor nominal de la corriente en el secundario.

2.1.2.3. Clase de precisión de los transformadores de corriente

Se designa como clase de precisión en un transformador de instrumento, al máximo error permitido que se puede tener cuando opera bajo condiciones nominales. Los factores que afectan la precisión de un transformador de instrumento, son:

- El diseño y construcción del transformador
- Las condiciones de operación del circuito al que se conecta
- La carga conectada al devanado secundario del transformador de instrumento.

Debido a lo anterior, para un transformador dado y condiciones de operación conocidas, la clase de precisión depende de la carga secundaria o burden, razón por la que se han establecido valores normalizados que permitan clasificar a los transformadores por su precisión.

2.1.2.3.1. Norma ANSI

ANSI (American National Standards Institute) ha definido un método para clasificar la precisión de los transformadores de corriente, que se utilizan en esquemas de protección con relés, para lo cual utiliza una nomenclatura que consiste en una letra que puede ser C o T, y de un número que puede ser 100, 200, 400 u 800. En general, la C cubre a todos los transformadores de tipo dona que tienen el devanado completamente distribuido en el núcleo, por lo cual la corriente primaria se puede calcular si se conoce la corriente secundaria y la relación de transformación. La letra T corresponderá a los transformadores con primario devanado.

Ejemplo: En un transformador clase C-100 que tiene una relación 500:5 circula una corriente secundaria de 40 A la corriente primaria será:

$$I_p: 40 \times 500/5 = 4\ 000\ A$$

Para los fines de protección, con referencia a las normas americanas ANSI las clases nominales de un CT son las indicadas en la tabla III, estos valores, se dan para un error máximo del 10 a 20 veces la corriente nominal. Para los CT de relación múltiple, la clase se da para la relación máxima.

Tabla III. **Clases de precisión normalizadas por ANSI para CT's**

Clase	Potencia (VA)	Carga admisible (Burden)
C-10	2,5	0,1
C-20	5	0,2
C-50	12,5	0,5
C-100	25	1,0
C-200	50	2,0
C-400	100	4,0
C-800	200	8,0

Fuente: HARPER ENRÍQUEZ, Gilberto. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, p. 229.

2.1.2.3.2. Norma Europea IEC

La clase de precisión para núcleos de medición que corresponde a la Norma IEC (International Electrotechnical Commission) son: 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S o 1,0 según la aplicación. Para definir la precisión de transformadores de

Tabla IV. **Clases de precisión Norma Europea para de CT's de protección**

Clase	Error a corriente límite de precisión (%)
5P	5
10P	10

Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos de protecciones de sistemas de potencia, p. 37.

corriente a utilizarse en aplicaciones de protección, los europeos definen los siguientes términos según tabla IV. Ejemplo de aplicación: un transformador con precisión 5P10 significa que el transformador de corriente tiene una precisión de 5% cuando circula una corriente de 10 veces la corriente nominal y tiene conectado en su secundario el burden nominal.

2.1.2.4. Transformadores de corriente para aplicaciones en protección

Los transformadores de corriente, por lo general, tienen 5 A en el devanado secundario, eventualmente se usan transformadores con 1 A en el secundario para aquellos casos en que los cables de control tienen una longitud muy grande y el burden o carga puede resultar excesivo. Esta situación, tiende a ser menos severa, en virtud del creciente uso de relés de estado sólido, lo que conviene es, que el CT cumpla con la condición de precisión requerida. Para los transformadores de corriente aplicados en protección, su clase de excitación establece un error de relación porcentual que corresponde a un valor de 20 veces su corriente nominal secundaria Is.

Un dato importante es la tensión (V_{ef}), que el transformador de corriente puede desarrollar para alimentar la corriente secundaria hacia la carga o burden.

$$V_{ef} = I_s (R_s + Z_c + Z_r)$$

Donde:

I_s = es la corriente nominal del secundario del CT

R_s = resistencia secundaria del CT

Z_c = impedancia de los cables de conexión

Z_r = impedancia del equipo relevador, instrumentos de medición, etc.

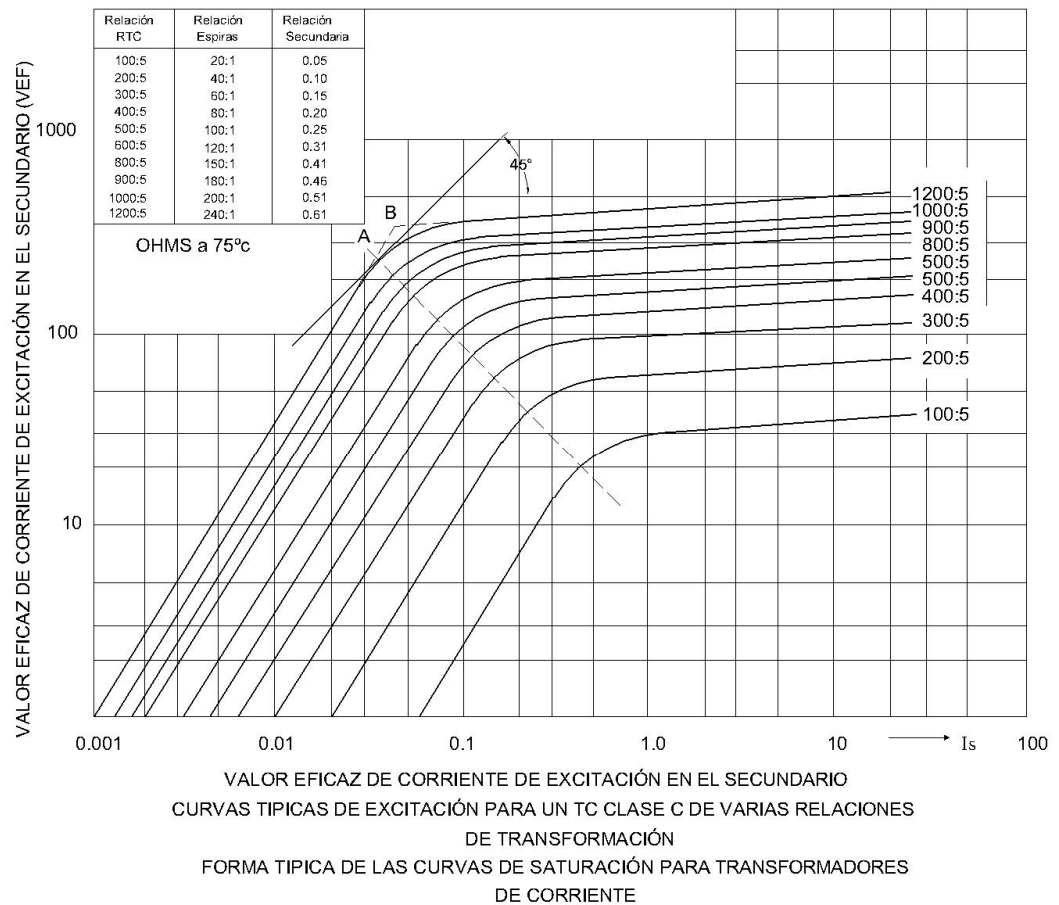
2.1.2.5. El efecto de saturación y las curvas de excitación

La corriente de excitación, es función de la tensión secundaria de excitación y la impedancia de excitación que representa los efectos del núcleo, (pérdidas por histéresis) corrientes circulares y magnetización. La magnitud de la corriente de excitación, se puede obtener aplicando una tensión de valor conocido a las terminales del secundario del CT, manteniendo el devanado primario en circuito abierto. Si se conoce la corriente para varios valores de tensión, se puede elaborar lo que se conoce como: curva de excitación figura 7.

El efecto que se produce por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo, se conoce normalmente como saturación. Este efecto produce un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente. Con el propósito de disminuir la probabilidad de saturación en los transformadores de corriente, se recomienda:

- Mantener la carga secundaria (Burden), a un valor tan bajo como sea posible, tratando de que los cables de conexión entre el transformador y los instrumentos no tengan una longitud excesiva y sean del calibre (sección) adecuado.
- Emplear relaciones de transformación, tan grandes como sea posible.

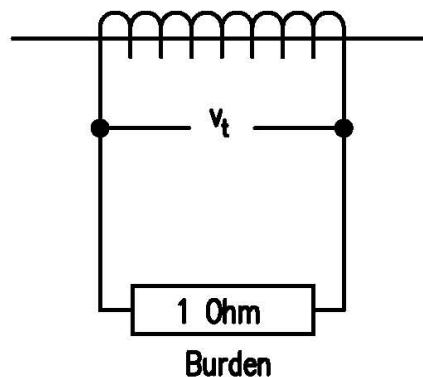
Figura 7. Curva de excitación de CT



Fuente: HARPER ENRÍQUEZ, Gilberto. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, p. 231.

En la curva anterior el punto A, se le llama rodilla o punto efectivo de saturación, se define como la intersección de la curva con una línea tangente a 45° grados. Al conectar un burden a las terminales del secundario del transformador, se generara una tensión por la corriente que circula atreves del circuito (figura 8). Si esta corriente crece debido a la carga, también crecerá la tensión. Lo que puede suceder en este caso es que la corriente de excitación crezca sin límite, pero la tensión ya no se incrementa llegando el transformador a la saturación dando como resultado lecturas con errores mayores a los aceptables.

Figura 8. **Tensión en terminales de un transformador de corriente**



Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos de protecciones de sistemas de potencia
p. 31.

Para los transformadores de tipo dona el error por saturación es menor que el que tienen los transformadores de primario devanado, ya que su dispersión en la bobina es menor y necesita una corriente baja para desarrollar la tensión demandada por la carga o burden. Otra consideración, es que la precisión es mejor en caso de fallas con corrientes de varias veces el valor nominal.

2.1.2.6. Saturación por la componente de corriente directa de la corriente de falla

Dentro de las eventualidades en una falla, hay ocasiones donde aparece una componente de corriente directa que puede ocasionar problemas de saturación en los CT's y alterar la forma de la señal de lectura para su procesamiento. La solución que se ha encontrado a este problema, es que se han fabricado relés con la rapidez suficiente, de tal forma que dan la orden de disparo, antes de que los transformadores de corriente se saturen. El tiempo para la saturación depende de la constante de tiempo que se origina en los parámetros distribuidos del circuito (capacitancia, inductancia y resistencia). En general, los tiempos que tarda un transformador de corriente en saturarse como consecuencia de la componente de corriente directa de la corriente de falla, oscila entre 1,5 y 3 ciclos.

2.1.2.7. Factores para la selección de los transformadores de corriente

Para la selección de los transformadores de corriente según su función, se deben tomar algunas características importantes como las siguientes:

- Tipo de servicio: se refiere a su aplicación basándose en el tipo de instalación según el lugar, y puede ser:
 - Para servicio interior
 - Para servicio intemperie (por lo general en tensiones de 115 kV y mayores).

- Tipo de aislamiento: está relacionado primordialmente con su tensión nominal de operación y puede ser de tres tipos:
 - En aire (para baja tensión)
 - En resina epóxica (para media tensión en tableros y aplicaciones industriales).
 - En aceite (tipo sumergido en aceite para aplicaciones en 69 kV o tensiones mayores).

- Condiciones de operación: dado que el ambiente determina que haya un buen funcionamiento de parte de los transformadores de corriente, es importante indicar las condiciones de operación a las cuales estarán expuestos. Por lo tanto se debe al menos contar con los siguientes datos:
 - Temperaturas máxima y mínima
 - Elevación de temperatura de los devanados
 - Altura de operación sobre el nivel del mar

Además de estos factores, para CT's en alta tensión tipo intemperie, se deben indicar:

- La velocidad máxima del viento
 - El coeficiente sísmico
 - El nivel de contaminación ambiental
-
- Corrientes nominales primaria y secundaria: la corriente nominal primaria, se define como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se basa la operación del CT. Por lo general son valores normalizados. La corriente nominal secundaria, como se ha mencionado anteriormente, se

toma como 5 A, salvo en casos en que la distancia entre los CT's y los instrumentos sean muy grandes y se tengan pérdidas elevadas, se considera 1 A. Algunos valores normalizados de relaciones de transformación se muestran en la tabla V:

Tabla V. **Valores normalizados de corriente y relación para CT's**

Relación de transformación		Relación de transformación
5/5	300/5	5 x 10/5
10/5	400/5	10 x 20/5
15/5	500/5	15 x 30/5
20/5	600/5	25 x 50/5
25/5	800/5	75 x 150/5
30/5	1 000/5	100 x 200/5
40/5	1 200/5	150 x 300/5
50/5	1 500/5	200 x 400/5
75/5	1 600/5	300 x 600/5
100/5	2 000/5	400 x 800/5
150/5	2 500/5	1 000 x 1 000/5
200/5	3 000/5	1 000 x 1 200/5
250/5		1 000 x 2 000/5

Fuente: HARPER ENRÍQUEZ, Gilberto. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, p. 218.

- Corriente térmica de cortocircuito de corta duración: se define como el valor eficaz simétrico de la corriente que puede circular durante 1 segundo en el devanado primario cuando el secundario está en cortocircuito, sin que la temperatura se eleve sobre el valor fijado para la

clase del material aislante. Lo que quiere decir: que la corriente de cortocircuito debe ser absorbida por el material conductor (cobre o aluminio). El valor de esta corriente se puede calcular con cualquiera de las siguientes relaciones:

- Si se conoce la corriente de cortocircuito trifásica (I_{cc}), en el punto de la instalación se toma ese valor como corriente térmica.

$$I_t (1 \text{ seg.}) = I_{cc} \text{ trifásica.}$$

- Si se conoce la potencia del cortocircuito en el punto de la instalación.

$$I_t(1 \text{ seg}) = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}V}$$

Donde:

P_{cc} = Potencia del cortocircuito trifásico en kVA

V = Tensión de fase a fase en el punto de la instalación, en KV

- Corriente dinámica de cortocircuito: esta cantidad se define como el valor cresta de la corriente primaria que el transformador puede soportar sin sufrir daños eléctricos o mecánicos, por las fuerzas electromagnéticas que se producen cuando su devanado secundario está en cortocircuito. El valor de esta corriente, se calcula de acuerdo con la expresión:

$$1 \text{ din} = 1,8 \sqrt{2 I_{cc}}$$

Donde:

1 din = Valor cresta de la corriente dinámica de cortocircuito

2 = factor de conversión de valor eficaz a valor pico

1.8 = Factor de asimetría

I_{cc} = Corriente de cortocircuito

- Frecuencia nominal
- Carga nominal secundaria (Burden): carga conectada al secundario del CT: resistencia de secundario, cables de conexión y equipo conectado.
- Clase de precisión requerida en el diseño del sistema: según sea el funcionamiento requerido para medición o protección.

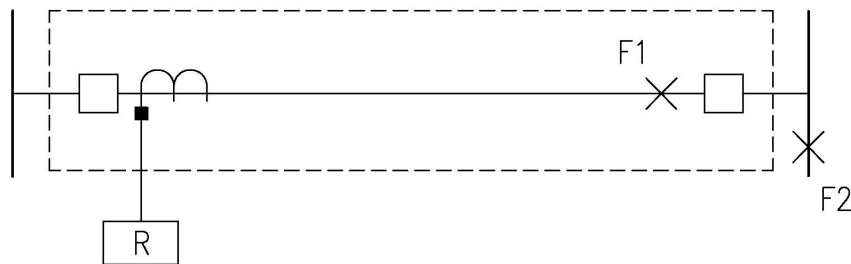
2.2. Relevadores de protección

Un relevador o relé, procesa las señales de entrada, sean estas de corriente o voltaje y determina si existe un problema, y luego inicia alguna acción. Dado que la finalidad de un sistema de protección es: detectar defectos o condiciones anómalas de funcionamiento, un relé o relevador debe ser capaz de evaluar una amplia variedad de parámetros, para establecer que acción correctiva es necesaria. El problema fundamental en la protección del sistema es definir las cantidades que pueden distinguir entre lo normal y condiciones anormales, considerando que normal en el sentido actual significa que la perturbación está fuera de la zona de protección.

En el relé mostrado en la figura 9, se evidencia que una falla en el interior (falla F1), o en el exterior (falla F2), de la zona de protección eléctricamente es

la misma falla, y sería imposible deducir que son dos fallas distintas basándonos solamente en la magnitud de la corriente. Por lo cual para determinar qué medidas adoptar se necesita mucho ingenio para diseñar los relés y sistemas de protección que sean fiables a todas las variaciones a que estarán sometidos en la red durante toda su vida. Con el tiempo, la construcción de relés ha utilizado diversas tecnologías: comenzó con relés electromecánicos, luego a un equipo avanzado de estado sólido a finales de 1950 y más recientemente se están llevando a cabo en microcomputadoras.

Figura 9. **Problema de selectividad para fallas en límite de zona**



Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition cap. 2. p. 24.

2.2.1. Detección de fallas

En general, las fallas (cortocircuitos) producen, un aumento de la magnitud de la corriente, y una baja en las tensiones. Además de estos cambios en la magnitud de CA, pueden producirse en uno o más de los siguientes parámetros: ángulos de los fasores de corriente y tensión, armónicos, potencia activa y reactiva, la frecuencia del sistema eléctrico, etc. Los principios de funcionamiento de los relés pueden ser basados en la detección de estos cambios, y la identificación de los cambios con la posibilidad de que un fallo

puede existir dentro de su zona asignada de protección. A continuación se describen algunas categorías de relés basadas en la respuesta del relé a ciertas cantidades de entrada.

2.2.1.1. Relé detector de nivel

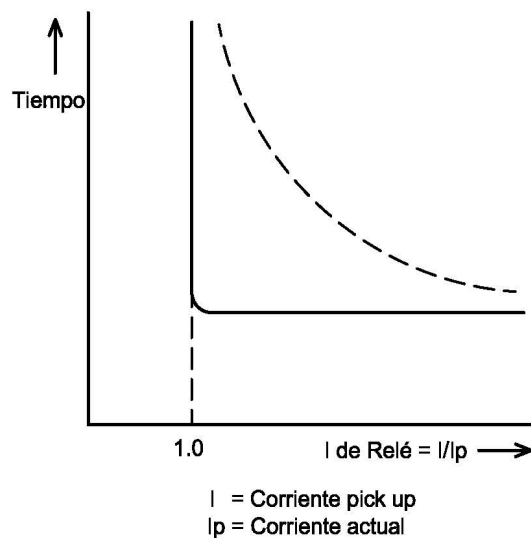
Este es el más simple de todos los principios de funcionamiento de relé. Su aplicación más importante es: el relé de sobrecorriente. Las magnitudes de corrientes de falla son casi siempre mayores que las corrientes de carga normales que existen en un sistema de potencia. Cualquier corriente superior a un nivel establecido puede entenderse como que un fallo, o alguna condición anormal, existen dentro de la zona de protección.

El relé de sobrecorriente debe estar diseñado para funcionar y disparar el interruptor automático para todas las corrientes por encima de la configuración, o si se desea, puede ser conectado a una alarma sonora, de modo que un operador puede intervenir y disparar el circuito de interruptor manual o tomar otras medidas apropiadas. El valor del nivel establecido como corriente de operación, se conoce como valor *pick-up*. Para todas las corrientes por encima del *pick-up*, el relé opera, y por corrientes menores que el valor *pick-up*, el relé no adopta ninguna medida. Por supuesto, es posible organizar el relé para operar para valores menores que el valor *pick-up*, y no tomar ninguna medida para los valores por encima del mismo.

Un relé de baja tensión es un ejemplo de relé de este tipo. Las características de funcionamiento de un relé de sobrecorriente pueden ser presentadas como una gráfica (figura 10) del tiempo de operación, frente a la corriente en el relé. Lo mejor es normalizar la corriente como un promedio de la corriente actual y el valor *pick-up*. El tiempo de funcionamiento (normalizado)

para corrientes de menos de 1,0 es infinito, mientras que para valores superiores a 1,0 el relé opera. El tiempo real de operación dependerá del diseño del relé. El relé detector de nivel ideal tendría una característica, como se muestra por la línea continua en la figura 10. En la práctica, la acción del relé tiene una transición menos abrupta, como lo muestra la línea punteada.

Figura 10. **Características de nivel de detección de un relé**

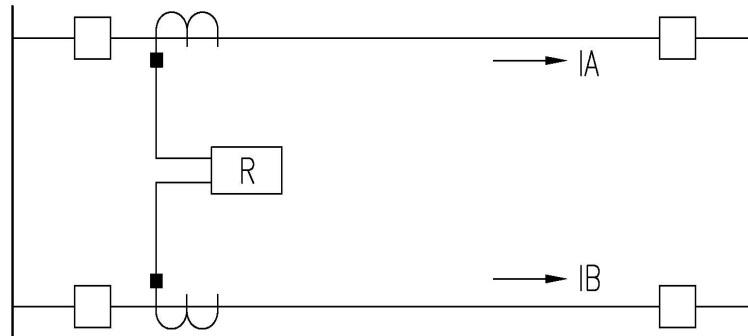


Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition cap. 2. p. 25.

2.2.1.2. Relé de comparación de magnitud

Este principio de funcionamiento se basa en la comparación de una o varias cantidades de operación con cada uno de los otros relés. Por ejemplo, un relé de corriente balanceada puede comparar la corriente en un circuito con la corriente en otro circuito, que debe tener magnitudes iguales o proporcionales para su funcionamiento normal.

Figura 11. **Relé de comparación de magnitud para líneas en paralelo**



Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition cap. 2. p. 25.

El relé opera cuando la actual división en los dos circuitos varía por una tolerancia dada. La figura 11 muestra dos líneas paralelas idénticas que están conectadas a la misma barra en cada extremo. Una podría utilizar un relé de comparación de magnitud que comparara la magnitud de las corrientes I_A e I_B en las líneas. Si $|I_A|$ es mayor que $|I_B| + \epsilon$ (donde ϵ es una tolerancia adecuada), y la línea B no está abierta, el relé declara una falla en una línea y dispara. Una lógica similar se utiliza para el disparo de la línea B, si su corriente actual supera en la línea A, cuando ésta no está abierta.

2.2.1.3. **Relé de comparación diferencial**

La comparación diferencial es uno de los métodos más sensibles y eficaces para garantizar la protección contra fallas. El concepto de comparación diferencial es bastante simple, en la segunda ley de Kirchoff es decir: la corriente que entra a un nodo por un extremo, I_1 , debe ser igual a la corriente que sale del nodo por el otro extremo, I_2 . Cuando se produce un fallo entre los dos extremos, las dos corrientes ya no son iguales. Alternativamente, se podría

formar una suma algebraica de las dos corrientes que entran en el nodo, es decir, $(I1 - I2)$, y el uso del nivel de detección del relé para detectar la presencia de una falla. En cualquier caso, la protección se denomina una protección diferencial.

En general, el principio de protección diferencial, es capaz de la detección de magnitudes muy pequeñas de las corrientes de falla, requiere las corrientes de las extremidades de una zona de protección y es ampliamente utilizada en transformadores, generadores, motores, barras, condensadores y reactores. Aunque lo que se busca es la mayor protección en una instalación, no siempre es posible colocar todas las protecciones que están disponibles, así que se deja a criterio de colocar las más necesarias y que provean un grado de seguridad mayor. Podemos mencionar otras clasificaciones de los relés por ejemplo:

- Comparación del ángulo de fase
- Medición de distancia
- Contenido de armónicos
- Detección de frecuencia, etc.

2.2.2. Tipos de relés

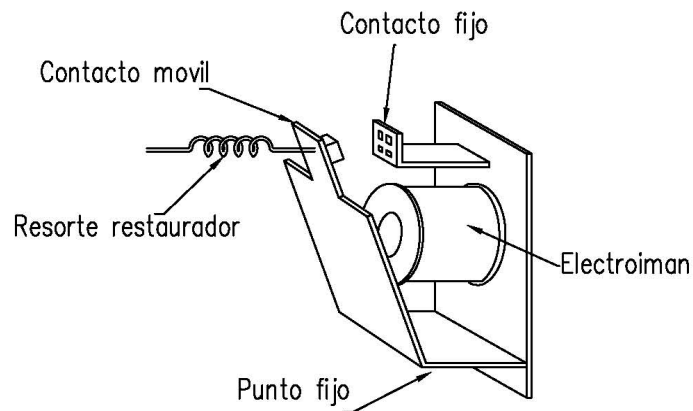
Según el avance de la tecnología, la manera de construir los relés ha ido cambiando sobre todo en los materiales que se utilizan y los mecanismos de accionamiento.

2.2.2.1. Relés electromecánicos

Estos fueron las formas iniciales de relés de protección que se utilizaron en los sistemas de potencia. Funcionan con el principio de la fuerza mecánica

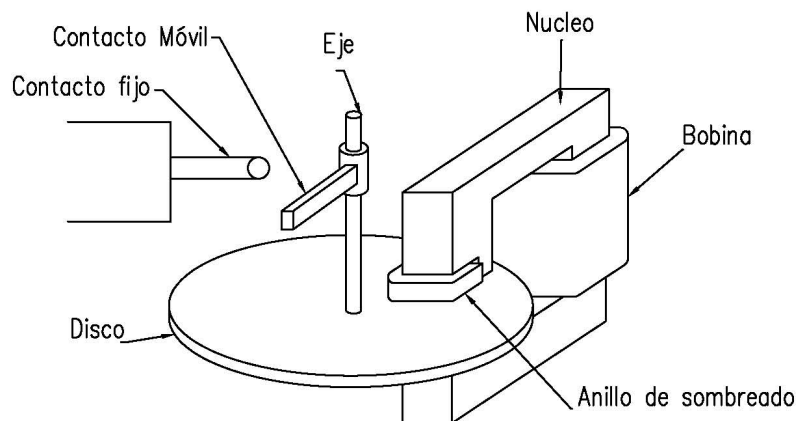
que causa la operación de un contacto en respuesta a un estímulo. La fuerza mecánica, se genera a través del flujo de corriente en uno o más devanados de una o varias bobinas, de ahí el nombre electromecánico.

Figura 12. **Relé electromecánico de tiempo instantáneo**



Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. Protecciones eléctricas. p.75.

Figura 13. **Relé electromecánico temporizado**



Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. Protecciones eléctricas. p.75.

2.2.2.2. Relés de estado sólido

La expansión y la creciente complejidad de los sistemas de energía modernos, han traído la necesidad de protección de relés con un mayor nivel de rendimiento y las características más sofisticadas. Los relés de estado sólido o SSR (solid-state relays), son dispositivos que usan transistores y tiristores o *triacs* en sustitución de contactos metálicos, para controlar elevadas cargas de potencia a partir de señales de control de bajo voltaje e intensidad. Esto ha sido posible, por el desarrollo de semiconductores y otros componentes asociados que pueden ser utilizados en los diseños de relés.

Todas las funciones y las características disponibles con relés electromecánicos pueden ser realizadas por dispositivos de estado sólido, ya sea como componentes discretos o de circuitos integrados. Los relés de estado sólido tienen como desventaja: su capacidad limitada para soportar condiciones extremas de temperatura y humedad, o sobretensiones y sobrecorrientes. Los relés de estado sólido también requieren fuentes de alimentación independientes. Sin embargo, hay ventajas económicas y otras, asociadas con la flexibilidad y la reducción del tamaño de los dispositivos de estado sólido.

En general, los relés de estado sólido son más precisos, sus valores son más repetibles y mantienen una tolerancia más estrecha. Sus características pueden ser modeladas por elementos de ajuste lógico en oposición a las características fijadas de discos de inducción o tazas en relés electromecánicos. Los relés de estado sólido no se ven afectados por vibración o polvo, y con frecuencia requieren menos espacio de montaje, y no necesitan ser montados en una determinada orientación.

2.2.2.3. Relés digitales y relés numéricos

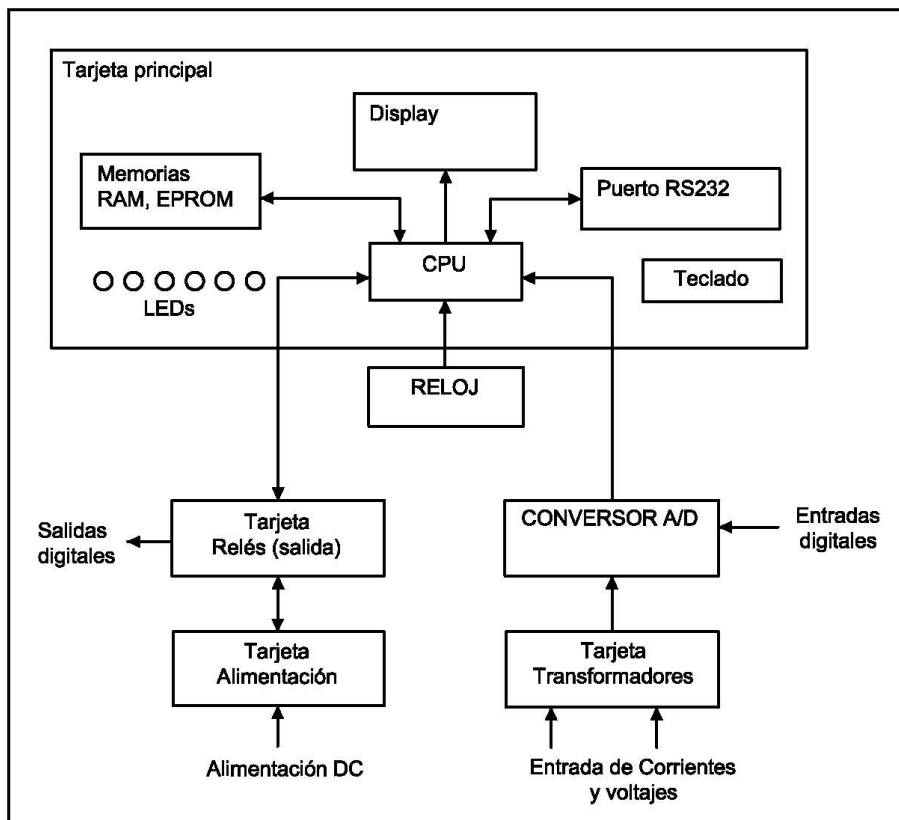
Con la llegada de los microprocesadores de alto rendimiento, un procesador digital puede realizar las funciones de aceptar entradas de procesos electromecánicos o electrónicos, que representen los datos del sistema y tomar una decisión que resulte en un cierre de contacto o una señal de salida. Es decir, representar digitalmente las entradas del relé habitual, que consisten en tensiones y corrientes del sistema de potencia. Esto se hace por muestreo de las señales analógicas, y utilizando un algoritmo informático adecuado para crear representaciones digitales adecuadas a las señales. Los bloques funcionales se muestran en la figura 14 y representan una posible configuración de un relé digital.

Las señales de corriente y tensión del sistema de potencia son procesadas por los acondicionadores de señal, que consiste en circuitos analógicos, como transductores, circuitos de supresión de picos y otros, antes de ser incluidos en la muestra y ser convertidos a formato digital por medio de un convertidor analógico-digital. Las señales generalmente son retenidas, para lograr un muestreo simultáneo de todas las señales, independientemente de la velocidad de conversión de datos analógicos a digitales.

En las primeras etapas de su desarrollo, los relés digitales estaban destinados a sustituir las actuales funciones de protección, como línea de transmisión, transformadores y la protección de barras. Algunos relés utilizan microprocesadores para tomar la decisión de reinstalación, por medio de digitalización de señales analógicas, y otros continuaron utilizando los conceptos analógicos para tomar la decisión de reinstalación y las técnicas digitales para la lógica necesaria y las funciones auxiliares. El relé digital ofrece capacidad de comunicación, que le permite advertir a los operadores de

sistema cuando no está funcionando correctamente, permite el diagnóstico remoto, y la corrección en lo posible, y provee de lectura local y remota de su configuración y operaciones.

Figura 14. Diagrama de bloques de un relé numérico



Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. Protecciones eléctricas. p. 80.

2.2.3. Otras consideraciones en el diseño de relés

En un relé, la manera de actuar se basa en el tiempo que tarda en enviar órdenes de cierre o apertura de contactos, por lo cual es un dato determinante al momento de diseñar un sistema de protección.

2.2.3.1. Tiempo de funcionamiento

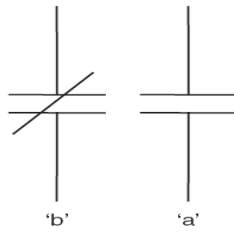
El tiempo de funcionamiento es una característica, que se puede utilizar para modificar cualquier función básica de reinstalación con el fin de alcanzar una meta específica. Tiempo de retardo puede ser una parte integrante de un dispositivo de protección, o puede ser producida por un temporizador. Por ejemplo, el tiempo de operación de un fusible o un relé de sobrecorriente, es una función inversa de la operación actual, es decir, cuanto mayor es la corriente actual, más corto es el tiempo de funcionamiento. El tiempo de retraso es una parte integral del fusible o del relé de sobreintensidad y varía con la magnitud de la cantidad de operaciones.

2.2.3.2. Definición de contacto

Cuando relé funciona, o bien abre o cierra sus contactos dependiendo de las circunstancias. Los relés electromecánicos tienen un resorte o bien la gravedad que utiliza para hacer el contacto y asumir un determinado estado cuando el relé está completamente libre de energía. Un contacto que se cierra en esta condición, se dice que es un normalmente cerrado o un contacto b. Si el contacto está abierto se conoce como un normalmente abierto o contacto a. Es importante señalar que la palabra normalmente no se refiere a su condición en el funcionamiento normal.

Un relé auxiliar con contactos a y b, desenergizado, mantiene sus contactos como se describe, y si el relé, es activado, el contacto descrito sería lo contrario. Por ejemplo, un relé de falla de seguridad que permanece activo cuando está encendido y se retira, con la pérdida de potencia tendría su contacto a cerrado en el servicio. Los esquemas convencionales para mostrar los contactos se ilustran en la figura 15.

Figura 15. **Tipos de contactos convencionales**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012

3. PROTECCIÓN DE BARRA

3.1. Introducción a la protección diferencial de barra

Una barra es el punto de conexión de una variedad de elementos y salidas de líneas, es una parte muy importante de la subestación y cualquier operación incorrecta puede causar la pérdida de todos estos elementos. El principio básico de la protección diferencial en barras, es la ley de corrientes de Kirchhoff, que compara la corriente entrante con la saliente, para deducir si existe alguna diferencia sobre el valor normal, que represente riesgo para el funcionamiento del sistema. La protección de las barras de una subestación es generalmente realizada por relés diferenciales y CT's de protección.

El principal problema de la protección de barra ha sido la saturación de los transformadores de corriente de base desigual. Esta saturación de núcleos desiguales se debe a la gran variación posible de la magnitud de la corriente y el flujo residual en los transformadores individuales utilizados en el sistema. En particular, en un primer plano para un fallo externo, un CT recibirá la contribución total de las barras, mientras que los otros CT's sólo ven la contribución de las líneas individuales. El requisito básico es que el sistema total proporcionará el grado de selectividad necesario, para diferenciar entre fallas internas y externas.

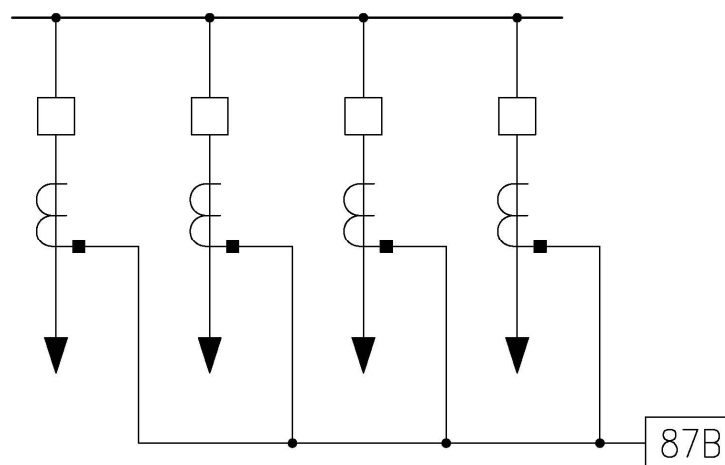
Hay varias situaciones a las que el sistema debe responder y considerar si representa variaciones de lectura o fallas reales. Los relés diferenciales de barra, sin embargo señalan alguna diferencia entre fallas internas verdaderas y diferenciales de corriente falsas causadas por la saturación de CT's. Existen

opciones con técnicas para proveer operaciones seguras para fallas externas con CT's saturados y también proveen operaciones rápidas para fallas internas de barra. A continuación algunas técnicas más comunes.

3.2. Protección diferencial de barra con relé de sobrecorriente

Este tipo de protección requiere conectar un CT en cada fase de cada circuito derivado de la barra. Estos CT's se conectan por fase con un relé de sobrecorriente como se muestra en la figura 16, la conexión básica de una fase de un sistema de tres fases. Cuando las condiciones son normales, el puente está equilibrado y no hay flujo de corriente a través de la bobina de relé. Para cargas pesadas el CT no puede reproducir exactamente la corriente primaria y habrá un error de corriente a través de la bobina, el relé debe fijarse por encima de este valor. Para reducir al mínimo posible la incorrecta operación, el relé de sobrecorriente puede establecerse menos sensible y/o con retardo de tiempo.

Figura 16. **Protección diferencial de barra con relé de sobrecorriente**



Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition.

p. 226.

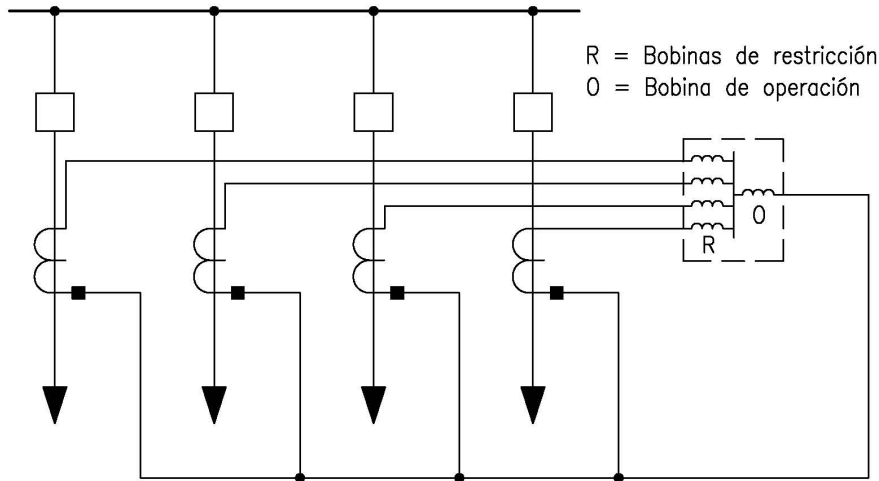
Cuando se produce una falla externa, si todos los CT's reproducen con exactitud la corriente del primario, el puente está equilibrado como en el caso normal y no fluye la corriente en la bobina de relé. Sin embargo, si uno de los CT's se satura, el puente no será equilibrado, el error de corriente fluirá en la bobina y un disparo incorrecto ocurrirá. Cuando se produce un fallo interno, este equilibrio, también será perturbado y la corriente fluye a través de la bobina. Esto, sin embargo, es una situación de disparo adecuado a pesar de los resultados incorrectos del CT.

En general, este tipo de protección debería limitarse a los lugares que son eléctricamente distantes de estaciones de generación, que pueden producir grandes corrientes CD de falla con largas constantes de tiempo. Para reducir al mínimo posible la incorrecta operación, el relé de sobrecorriente puede establecerse menos sensible y/o con retardo de tiempo.

3.3. Protección diferencial de barra con relé diferencial porcentual

Un relé diferencial porcentual se compone de circuitos de restricción de operación como se muestra en la figura 17. Solo se necesita una bobina de operación por fase, pero es necesario un sistema de retención para cada arrollamiento de fase de cada circuito. Normalmente, se usa una bobina de restricción exclusiva para cada circuito que es una importante fuente de corriente de falla. Para alimentadores y circuitos con baja contribución de corriente de falla puede conectarse los circuitos en paralelo a un sistema de restricción de bobina única. La corriente necesaria para operar el relé, es un porcentaje de la corriente que fluye en las bobinas de restricción. Una máxima seguridad para las fallas externas se obtiene cuando todos los CT's tienen la misma relación.

Figura 17. **Protección diferencial de barra con relé diferencial porcentual**

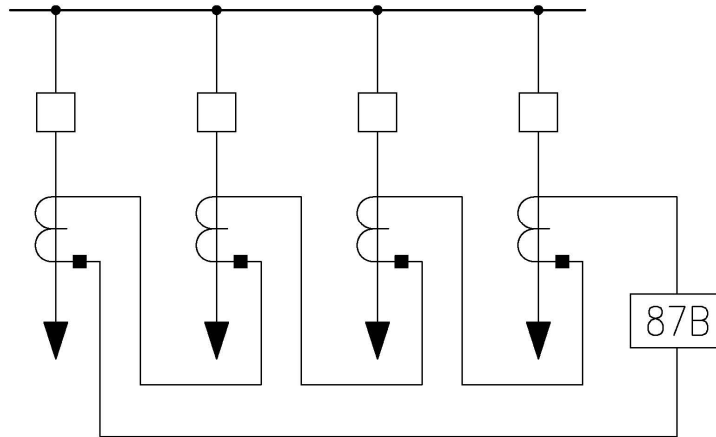


Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition.
p. 227.

3.4. Protección diferencial de barra con relé y acopladores lineales

Los acopladores lineales se refiere a usar reactores de núcleo de aire en lugar de CT's convencionales con núcleo de hierro. Tienen características lineales y producen una tensión secundaria que es proporcional a la corriente primaria. Los secundarios de todos los acopladores lineales están conectados en serie como se muestra en la figura 18. Este diseño resuelve el problema de la saturación ya que no hay hierro en el CT. Sin embargo, como el acoplador lineal es un dispositivo especial, requiere relés de baja potencia, los CT's convencionales no pueden ser utilizados. Esto puede presentar problemas con la subestación o la barra.

Figura 18. **Protección diferencial de barra con relé y acopladores lineales**



Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. Phadke, Power system relaying, third edition.
p. 229.

La tensión secundaria para un acoplador lineal se determina como sigue:

$$V_s = I_p \times M$$

Donde

V_s = Tensión en secundario

M = Impedancia mutua y se especifica por el fabricante

I_p = Corriente de primario

Por ejemplo Si $M = 0,005 \Omega$ a 60 Hz y una corriente de 1 000 A en el primarios entonces la tensión inducida en el rector es $V_{sec} = 5 V$.

3.5. Protección de barras con comparación direccional

En ocasiones, se desea añadir protección de barra a una subestación existente, esto ocasiona un costo al cambiar o añadir transformadores de corriente. En tal caso, es posible utilizar los CT's de línea existentes para proporcionar una protección de fallas en la barra.

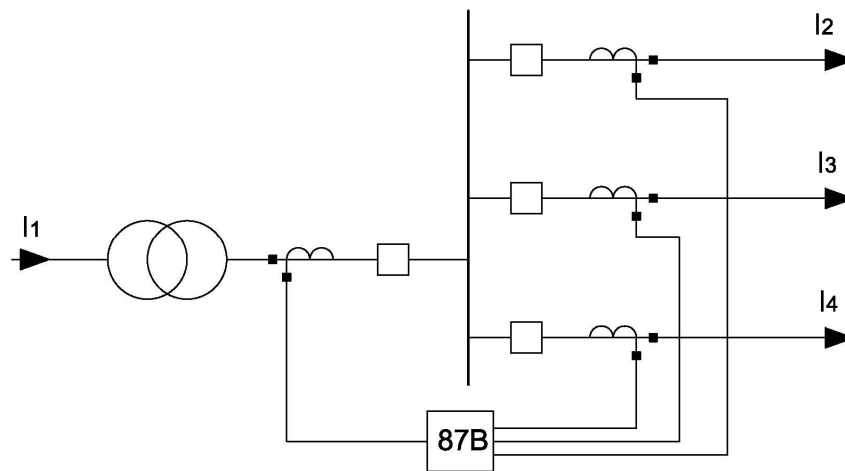
Hay una serie de relés direccionales, que pueden comparar la dirección del flujo de corriente en cada circuito conectado a la barra. Si el flujo de corriente en uno o más circuitos se aleja de la barra, existe una falla externa. Si el flujo de corriente en todos los circuitos es hacia la barra, la falla es interna. El esquema requiere relés direccionales, detectores de fallas y un temporizador. Por lo general una entrada del relé, se utiliza en cada circuito conectado a la barra para observar el comportamiento hacia fuera de la barra. Los detectores de fallas se utilizan en varios circuitos, para indicar que existe una falla, los relés de sobrecorriente instantánea se utilizan comúnmente para este propósito.

Para fallas de fase, los relés están conectados a los interruptores asociados a la barra. Para fallas a tierra, los relés están conectados al neutro del transformador de potencia. Dado que todos los relés direccionales están conectados en serie, es importante que todos tengan la oportunidad de cerrar antes que la señal de disparo se inicie. La saturación de transformadores de corriente no es problema, cuando comparamos la dirección de la corriente en lugar de la magnitud. El CT en cada circuito no tiene que tener la misma relación y puede ser utilizado, para otros fines tales como la retransmisión y la medición. Un arreglo de este tipo es complejo y requiere una revisión cuidadosa y periódica, así como mantenimiento debido al número de contactos del relé.

3.6. Relé diferencial de barra de baja impedancia

El relé diferencial de barra de baja impedancia deriva su nombre, porque sus entradas de corriente tienen una baja impedancia al flujo de corriente del secundario del CT. Esto permite que el CT sea compartido con otros relés, medidores, transductores, etc., su conexión se representa en la figura 19.

Figura 19. Protección diferencial de barra de baja impedancia



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Es básico que existan mediciones individuales de CT para cada salida de interruptor, esto hace posible que el relé diferencial lleve a cabo la protección de fallo de interruptor y la detección de fin zona de falla. Algo importante es corroborar que los CT tengan la misma polaridad, para que la suma de corrientes sea correcta o que el relé tenga la capacidad de reconocer la polaridad del CT. El relé de baja impedancia realiza primero la suma vectorial de las corrientes normales de las entradas de todos los CT, que detectan la corriente diferencial generada por una falla interna (la zona de protección interna se define por la localización de todos los CT que se conectan al relé).

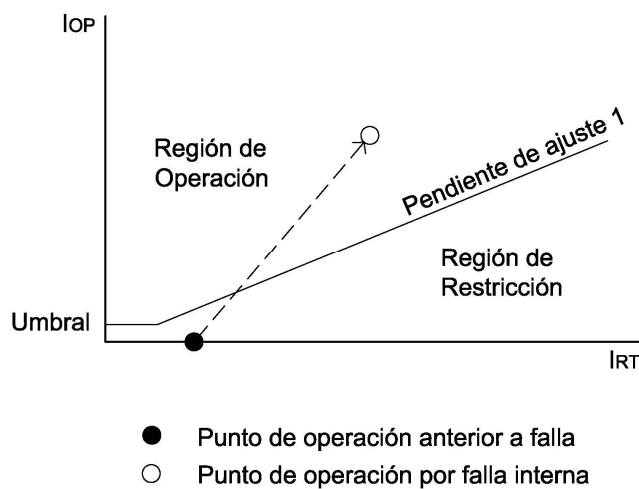
Para tener en cuenta las pequeñas diferencias en el desempeño del CT, el relé también suma aritméticamente las magnitudes de las corrientes para crear una corriente de restricción I_{RT} . La diferencia de corriente de la sumatoria vectorial de corriente, será la corriente de operación I_{OP} . La corriente de operación I_{OP} es comparada con la corriente de restricción I_{RT} . El relé opera cuando I_{OP} , excede el mínimo umbral y un porcentaje de la corriente de restricción I_{RT} definido por una pendiente de ajuste. Este porcentaje diferencial de corriente característico se muestra en gráfica en la figura 20.

$$I_{OP} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 + \vec{I}_4 + \dots + \vec{I}_n|$$

$$I_{RT} = |\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + |\vec{I}_3| + |\vec{I}_4| + \dots + |\vec{I}_n|$$

La corriente de operación I_{OP} es comparada con la corriente de restricción I_{RT} . El relé opera cuando I_{OP} , excede el mínimo umbral y un porcentaje de la corriente de restricción I_{RT} definido por una pendiente de ajuste. Este porcentaje diferencial de corriente característico se muestra en grafica en la figura 20.

Figura 20. **Comportamiento diferencial de barra con y sin falla interna**



Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 2.

3.6.1. Condiciones de carga normal

Como se muestra en la figura 20, bajo condiciones de carga normal antes de una falla, la corriente de operación es virtualmente cero y la corriente de restricción, es un valor finito proporcional a la carga de corriente que fluye a través de la barra.

3.6.2. Condiciones de falla interna

Una falla interna de barra produce un incremento tanto en la corriente de operación como en la de restricción proporcional a la magnitud de la falla, moviendo el punto de operación I_{op}/I_{rt} de la región de restricción dentro de la región de operación, causando un elemento diferencial de operación y el disparo del relé, como se muestra en la figura 20.

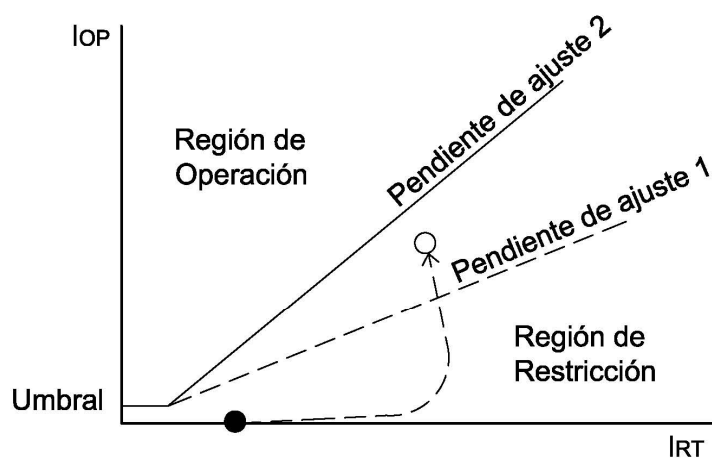
3.6.3. Condiciones de falla externa

Por el contrario, el relé debe ser protegido contra disparos por fallas externas, transitorios de conmutación, y los cambios normales de carga a través de corrientes de flujo causado por el arranque del motor, energización de transformadores, etc. Los relés diferenciales de baja impedancia modernos emplean una variedad de técnicas para distinguir entre fallas internas y externas y otros transitorios que no son fallas, como los provocados por CT's saturados. Un diferencial de barra de baja impedancia utiliza los primeros milisegundos del aumento de corriente en cada medio ciclo, antes que se produzca la saturación del CT, para distinguir entre fallos internos y externos.

Cabe señalar que: el modo de seguridad se limita a cambiar la pendiente de ajuste para evitar un disparo de fallo externo. El elemento de relé diferencial

sigue activado y listo para disparar si la falla se convierte en una falla interna. Si la corriente de operación y la corriente de restricción se incrementan al mismo tiempo, la falla es interna y el relé dispara tan pronto como la corriente de operación supera las características de restricción y el mínimo umbral de funcionamiento de corriente, como se muestra en la figura 21.

Figura 21. **Operación de relé de baja impedancia por falla de CT saturado**



- Punto de operación anterior a falla
- Punto de operación por falla externa con CT en saturación

Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 3.

3.6.4. Otras condiciones

Las zonas de diferencial de barra pueden incluir otros equipos, tales como pararrayos, transformadores auxiliares de potencia, y transformadores de tensión, estos ya sea momentáneamente o de manera continua proporcionan

una corriente de fuga o ruta de acceso en la zona de protección. Es posible elevar el mínimo de corriente de umbral de disparo del relé para evitar disparos molestos. Si no, entonces un intervalo de tiempo se puede agregar al esquema a través de estas condiciones transitorias.

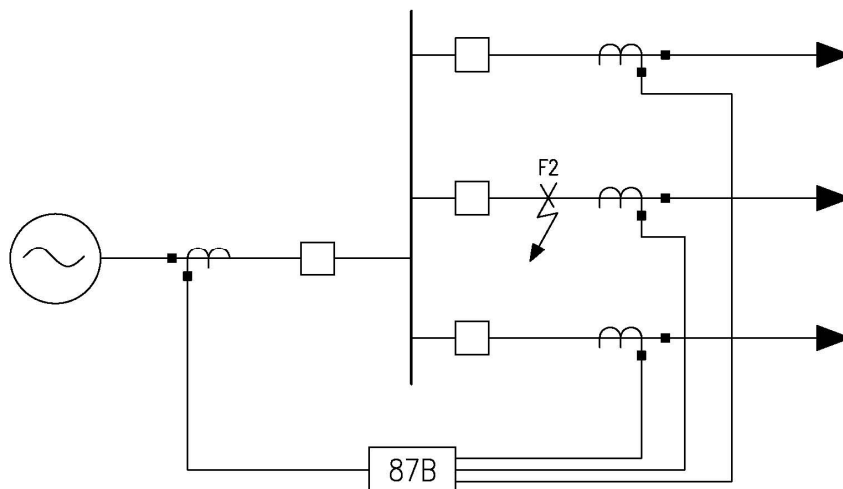
3.6.5. Funciones suplementarias de protección

El relé diferencial de barra de baja impedancia, se presta a la supervisión adicional y la lógica para realizar funciones suplementarias de protección, tales como la detección de falla al final de zona, la detección de fallo de interruptor, y la detección de CT abierto o en cortocircuito.

3.6.5.1. Fallo al final de zona

El final de zona de falla ocurre entre los interruptores y los CT's, se muestra la falla en la figura 22. La falla de final de la zona se detecta como un fallo interno en el régimen de protección diferencial de barra, pero la corriente de falla no puede ser interrumpida por la apertura de todos los interruptores asociados con el esquema diferencial de barras cuando hay una fuente de falla en el extremo remoto del circuito. La lógica del relé de protección de final de zona, determina que el interruptor está abierto, pero la corriente medida por el CT no ha ido a cero. Por lo tanto se envía un disparo de transferencia al interruptor de la fuente remota interrumpiendo así la última fuente de corriente a la falla.

Figura 22. **Falla de final de zona**



Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 4.

3.6.5.2. **Detección de fallos de interruptor**

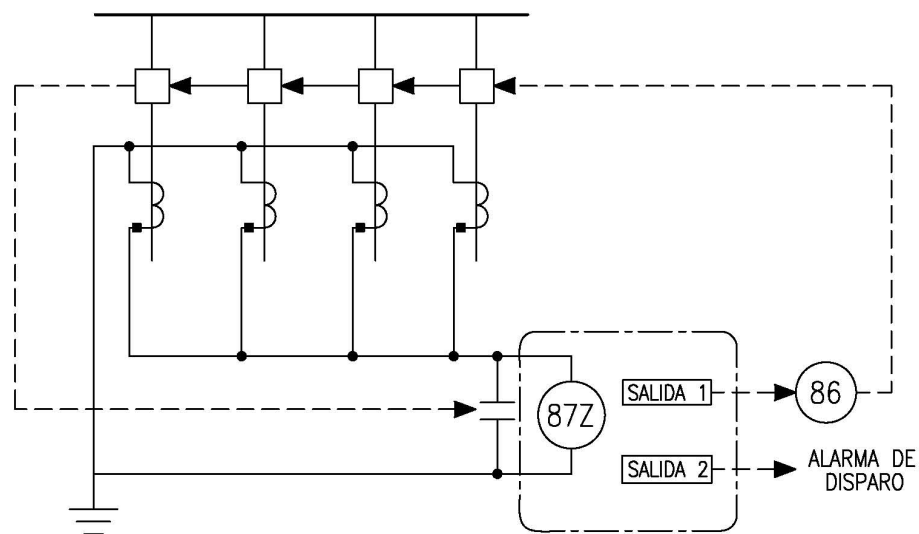
Cuando un interruptor automático no puede interrumpir la corriente por errores en el mecanismo u otros, un disparo de respaldo es necesario para abrir todas las demás fuentes de corriente al interruptor fallado. El relé de barra diferencial moderno con microprocesadores se ha incorporado en la lógica de detección de fallo de interruptor con temporizadores y los umbrales de detección de corriente.

3.6.5.3. **Detección de CT abierto o en corto**

Un CT abierto o en cortocircuito en un sistema de relé diferencial de baja impedancia y produce un diferencial de corriente proporcional a la corriente de carga en el circuito con el circuito del CT defectuoso.

La pérdida de una salida de corriente de CT en un circuito llevará a cargar los resultados en un aumento de corriente de operación y una disminución de la corriente de restricción. La magnitud del cambio depende de la carga del circuito y la barra en el momento, como se describe anteriormente. Sin embargo, el umbral operación/restricción se puede configurar muy sensible para detectar problemas de CT.

Figura 23. **Conexión de CT's a relé diferencial de alta impedancia**



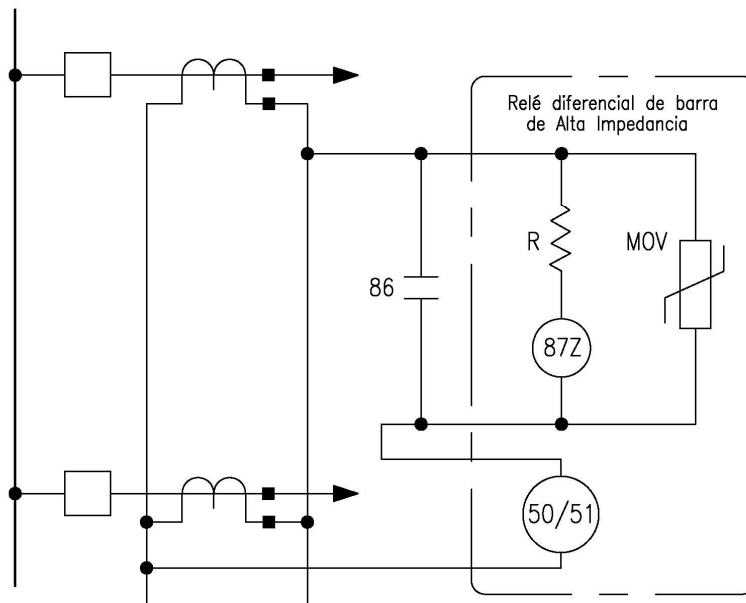
Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 7.

3.7. Relé diferencial de barra de alta impedancia

La particularidad de un relé diferencial de barra de alta impedancia es: en primer lugar su alta impedancia de entrada a la señal de lectura de la corriente de cada uno de los campos relacionados a la barra a proteger. Además para este arreglo en especial se necesita que los distintos CT's relacionados estén

conectados en paralelo como en la figura 23, tener la misma relación y tener la polaridad adecuada para garantizar que la salida de corriente secundaria sea la suma vectorial igual a cero, en la misma forma que las corrientes de primario en la barra en condiciones normales a través de la carga. El relé de alta impedancia, se calibra y ajusta basado en la tensión a través del relé mismo causado por la corriente que circula a por la alta impedancia del relé. Cuando se detecta un voltaje en el relé debe haber orden de disparo.

Figura 24. **Elementos internos en relé diferencial de alta impedancia**

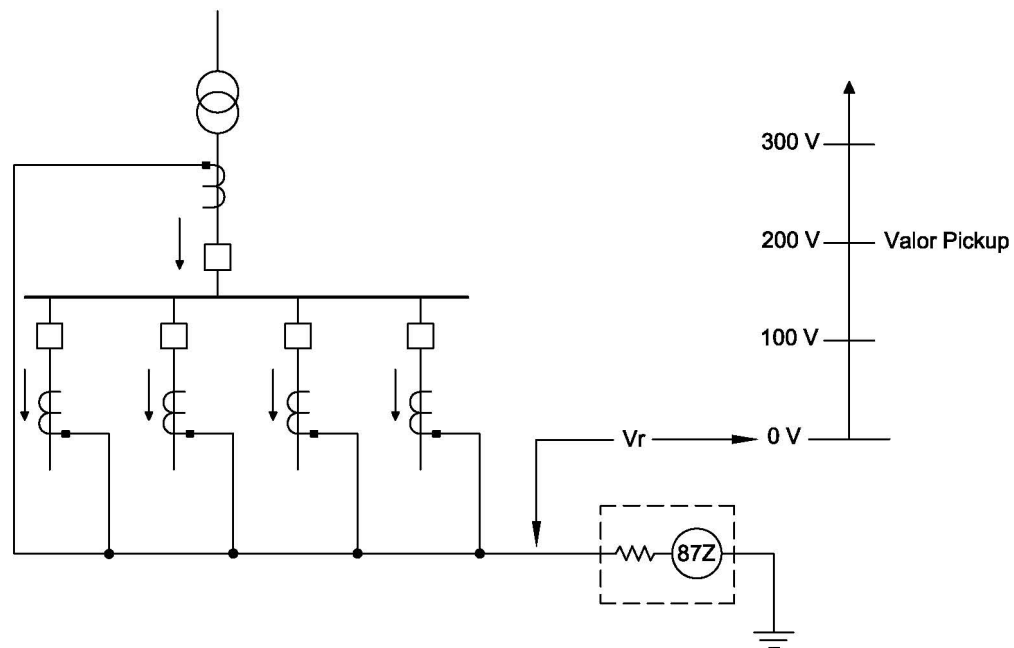


Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 7.

La entrada de alta impedancia es creada por una impedancia interna, por lo general una resistencia de 2 000 ohmios o superior. Un elemento sensible, es colocado en serie con la resistencia de alta impedancia el cual es ajustable para cierta tensión. La figura 24 muestra los elementos básicos del relé de alta impedancia, el elemento 87Z, es un elemento de baja impedancia ajustables

para accionar respecto a tensión. Un varistor (MOV), se conecta a través del circuito de alta impedancia para prevenir una alta tensión que dañe el relé y los circuitos de CT. La capacidad de absorción de energía del MOV, debe ser suficiente para soportar la energía liberada del CT en paralelo durante un período de varios ciclos. Otra forma de reducir la disipación energética del MOV, puede ser mediante la conexión de un contacto de relé de bloqueo (86) a través de la rama de alta impedancia del relé, para desviar la corriente lejos de esta después de que el relé dispara.

Figura 25. **Balance de corriente en CT's en condición normal de carga**

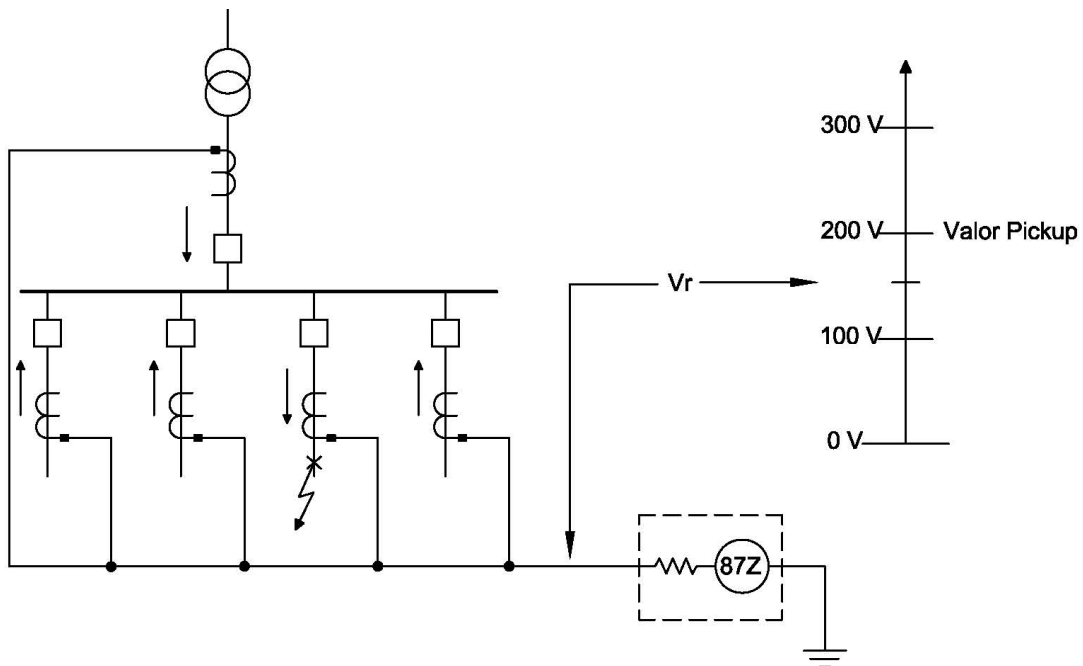


Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 8.

3.7.1. Condiciones de carga normal

En condiciones de equilibrio de carga, o durante una condición de fallo externo, si el CT no se satura y todos los CT tienen la misma relación, la corriente circulará entre los transformadores de intensidad, y la corriente no fluye a través de la ruta del relé de alta impedancia (R y 87Z), independientemente de la impedancia interna del relé lo que resulta en una tensión cero, como lo muestra la figura 25.

Figura 26. Flujo de corriente de falla externa a la barra



Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 8.

3.7.2. Condiciones de falla externa

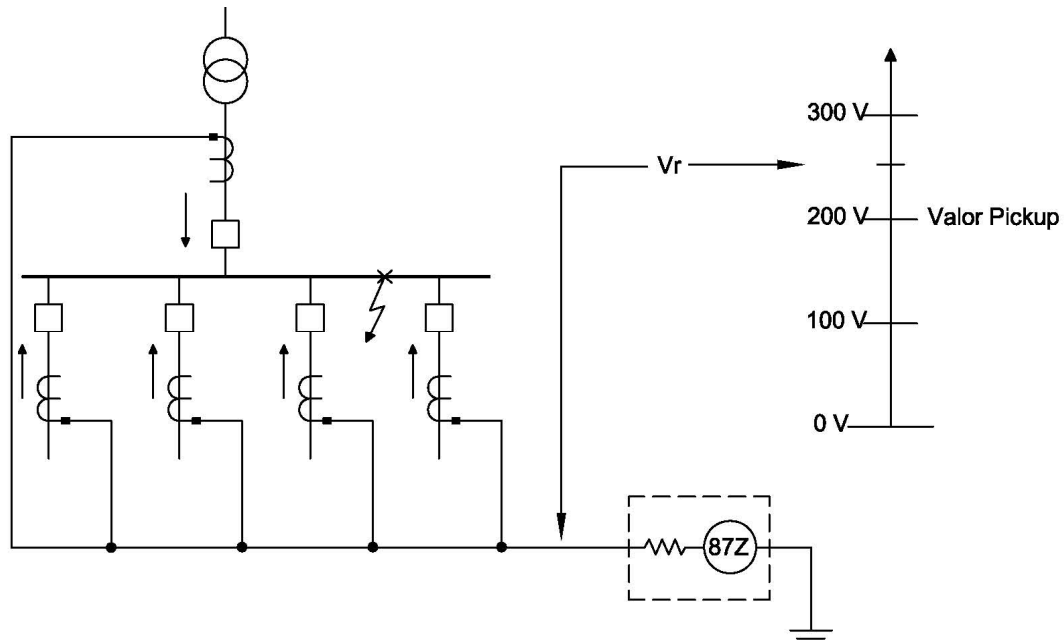
En las condiciones de falla, el CT del circuito involucrado es el más probable de saturarse. El relé diferencial de barra de alta impedancia, debe marcar una tensión de disparo por encima de la tensión que podría desarrollarse a través del relé con CT totalmente saturado. Cuando un CT está completamente saturado se convierte en un simple trayecto de la corriente, por lo que, la caída en el mismo es mínima, contraria a V_r que es más significativo en el circuito del relé de alta impedancia, como se muestra en figura 26.

El umbral de tensión de disparo del relé, debe ser mayor que la tensión máxima desarrollada a través del elemento de relé de alta impedancia, por lo general por un factor de 1,5 o más, en el peor de los casos de falla externa. El factor de seguridad prevé los futuros fallos de corriente debido al aumento de la expansión del sistema de potencia y capacidad.

3.7.3. Falla interna de barra

En una falla interna de barra, todas las fuentes de primarios contribuyen a la avería total de la barra. Del mismo modo, las corrientes del secundario del CT representan el equivalente total instantáneo del secundario en el relé diferencial de alta impedancia de barra. La figura 27 muestra el flujo de corriente primaria de una falla interna de barra. También muestra que la tensión desarrollada a través del relé excede el ajuste de este produciendo un disparo. Esencialmente, la alta impedancia interna del relé presenta un circuito abierto a los CT en paralelo. Esto normalmente produce tensiones extremadamente altas que pueden ser perjudiciales y peligrosos. En este caso, el MOV proporciona la seguridad para evitar cualquier daño en el relé o el cableado.

Figura 27. **Flujo de corriente en una falla interna de barra**



Fuente: BEHRENDT Ken, COSTELLO Dave, and ZOCHOLL Stan, Considerations for using high-impedance or low-impedance relays for bus differential protection, SEL, inc. p. 9.

3.7.4. Otras condiciones

Como se señaló anteriormente, para los relés de baja impedancia, el relé diferencial de barra de alta impedancia es igualmente afectado por los equipos conectados en derivación, tales como pararrayos, transformadores de potencia auxiliar, y los transformadores de tensión. Ya sea momentáneamente o de forma continua proporcionan una corriente de fuga en la zona de protección. Al relé diferencial de alta impedancia puede ser necesario aplicar un pequeño retraso, por lo general un ciclo, para evitar fallos en la operación del MOV durante sobretensiones.

Puede ser necesario también elevar el umbral de disparo del relé de tensión, para evitar la molestia causada por los disparos de irrupción por magnetización del transformador auxiliar, fallas secundarias, o de arranque del motor. Una vez que el umbral de captación del relé está establecido, la mínima sensibilidad de corriente del primario se puede determinar teniendo la información sobre las características de excitación de todos los transformadores de intensidad utilizada en el esquema. Para la aplicación del relé diferencial de alta impedancia en general, los CT requieren la misma precisión y clase para todas las posiciones del circuito, por lo que se acostumbra utilizar curvas características, para determinar la corriente de excitación para todo CT en el circuito.

3.7.5. Funciones de protección adicional

El relé diferencial de barra de alta impedancia no ofrece ninguna oportunidad para las funciones de protección complementarias, como la protección de fallo de interruptor o la protección final de la zona, debido a que el circuito individual de corriente se pierde cuando los CT's están en paralelo.

3.7.5.1. Detección de CT abierto

Un transformador de corriente, abierto crea una tensión peligroso en sus terminales además de un desbalance en el circuito de corrientes del relé, lo que puede provocar un disparo no deseado. El establecimiento de un segundo elemento de tensión en el relé diferencial de barras, con un umbral más bajo para detectar una condición de CT abierto, bajo condiciones de carga más baja puede parecer beneficiosa. Sin embargo, la utilidad práctica de este segundo umbral es muy limitada debido a la carga muy pequeña requerida para alcanzar la tensión de disparo normal.

3.7.5.2. Detección de CT en corto

Una técnica de prueba que se utiliza para, detectar un CT en cortocircuito consiste en aplicar una baja tensión de CA a través de los terminales del relé y medir la corriente. Sólo unos pocos voltios deben ser necesarios para detectar un cortocircuito en el circuito del CT en paralelo, ya que las altas impedancias del circuito impiden el flujo libre de la corriente a menos que exista un corto circuito.

3.8. Protección diferencial de barra en diversas configuraciones

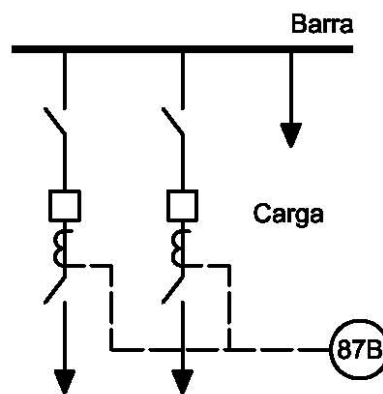
Existe una variedad de configuraciones de barra, que tienen un impacto significativo en las conexiones y la configuración de la diferencial de barra. Un arreglo completo de diferencial de barra exige conectar todos los circuitos al relé por lo que la bobina ve la suma vectorial de todas las corrientes. Sin embargo ocasionalmente, el diseño de la estación podría dar lugar a que una o más corrientes de los circuitos primarios no estén incluidas en la suma de las corrientes en el circuito diferencial, a esto le llamamos protección diferencial parcial como podemos observar en la figura 28, la conexión a la carga no tiene un interruptor de circuito ni CT. Esta carga presentará un error continuo de corriente al relé diferencial de barras y se debe establecer por encima de este valor. Un fallo en este alimentador es lo mismo que un fallo en la barra.

3.8.1. Barra simple

Esta configuración se utiliza en instalaciones pequeñas, es la más básica en cuanto a los elementos necesarios sin mayor versatilidad pero con lo esencial para cumplir con su función. Para trabajos de mantenimiento debe salir de servicio la fuente de alimentación, una opción es colocar seccionadores

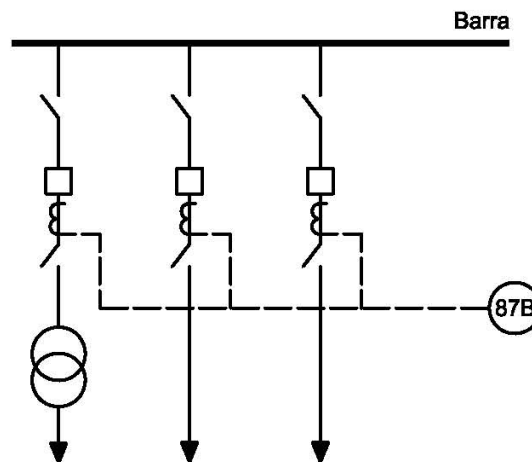
de barra, para flexibilizar las tareas de mantenimiento. Su simplicidad favorece al crecimiento de la subestación. La protección diferencial de barra necesitará colocar CT en cada interruptor para tener una completa lectura de fallas o anomalías en los distintos circuitos que están conectados a la barra un ejemplo se muestra en la figura 29.

Figura 28. **Arreglo protección diferencial parcial de barra simple**



Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. phadke. Power system relaying, third edition cap. 9. p. 231.

Figura 29. **Protección diferencial en barra simple**

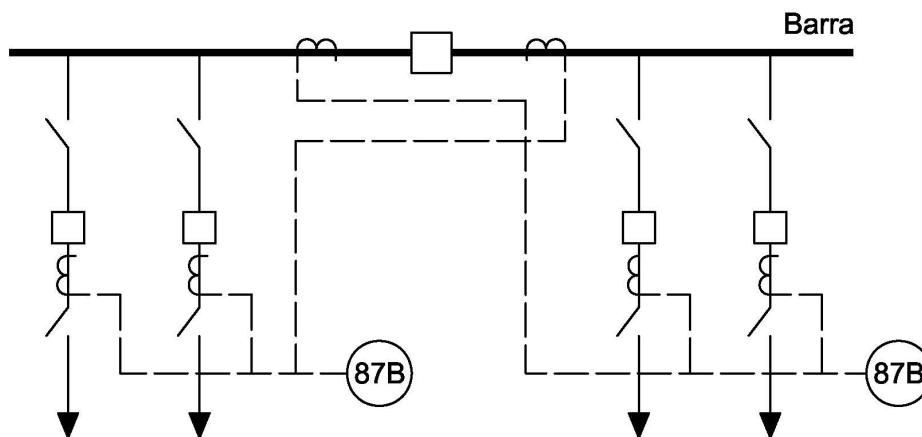


Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

3.8.2. Barra simple con secciones múltiples y acople de barras

Otro caso es el que se presenta en la figura 30, una configuración más compleja. Los alimentadores se dividen entre las dos barras, para duplicar los canales en una o más zonas. Si existen fallas de barra o fallas de interruptor, solo se desenergiza una barra y se eliminarán los alimentadores de una zona determinada. Normalmente, las dos barras funcionan como una sola barra con un lazo cerrado, pero hay dos diferenciales de barras. En este caso cada una de las fuentes de contribución de falla debe ser incluida en el relé diferencial adecuado.

Figura 30. **Protección diferencial en barra simple seccionada**



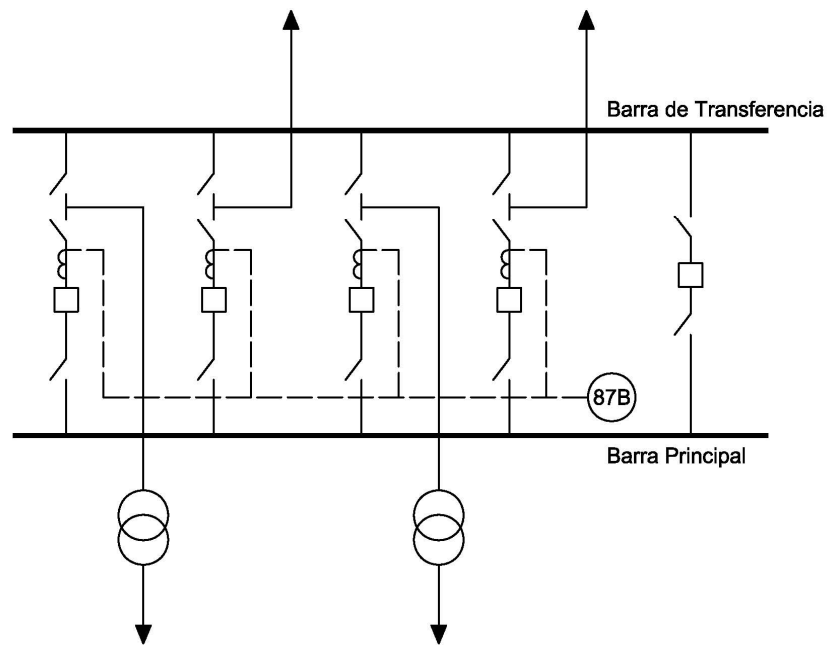
Fuente: HOROWITZ Stanley H. and ARUN G. phadke. Power system relaying, third edition
cap. 9. p. 232.

3.8.3. Barra principal y barra de transferencia

Con este arreglo que se muestra en la figura 31, se permite transferir la carga de una barra principal a una auxiliar llamada de transferencia, esto facilita

el mantenimiento ya que se aísla una parte mientras el resto sigue operando sin problemas, usa un arreglo entre las barras que permite la conexión y desconexión de las mismas entre sí.

Figura 31. **Protección diferencial en barra principal y de transferencia**

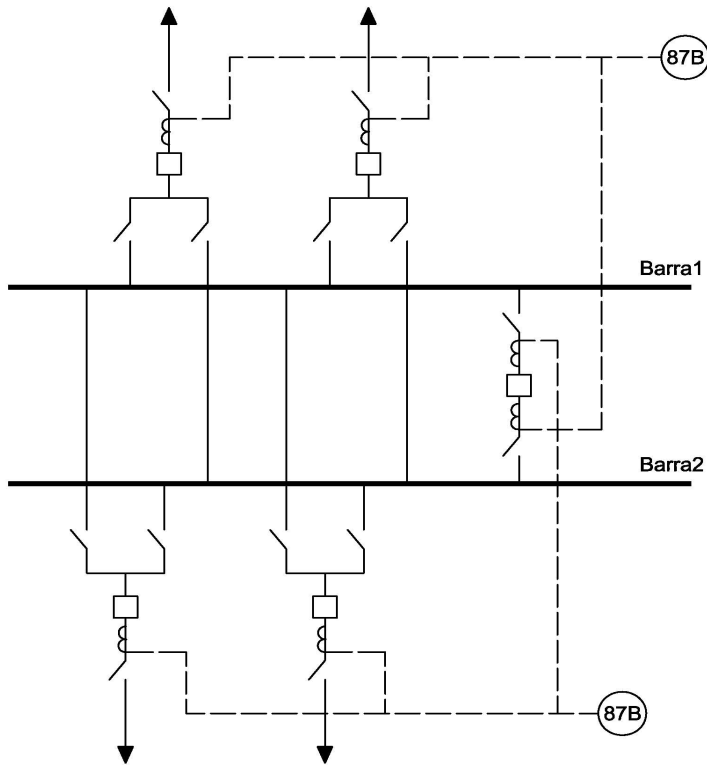


Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

3.8.4. Doble barra

Está constituido por dos barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y dos seccionadores, en este caso los circuitos están conectados a ambas barras, lo que hace el sistema muy versátil ya que se puede hacer el mantenimiento de cada circuito sin desenergizar el resto del sistema, se muestra en la figura 32.

Figura 32. **Protección diferencial en doble barra**

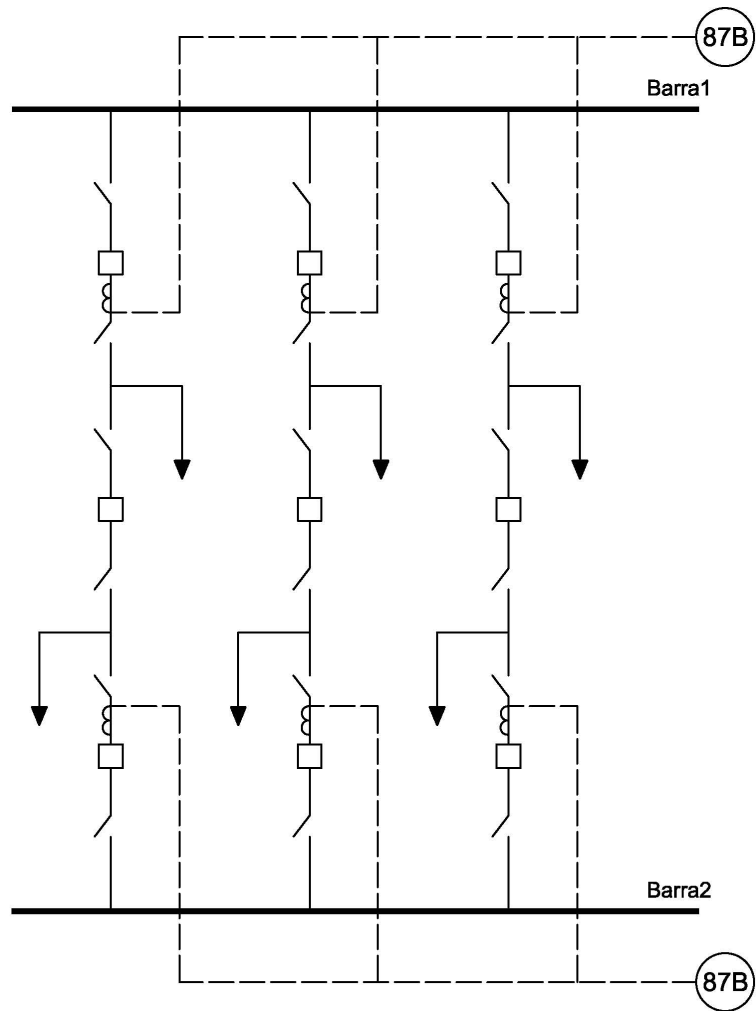


Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

3.8.5. **Interruptor y medio**

El arreglo de interruptor y medio es usado en grandes instalaciones y su peculiaridad consiste en: su versatilidad para liberar fallas y aislarlas del resto del sistema, esto hace que su mantenimiento no sea complicado, ya que no se precisa desconectar su fuente de alimentación y mientras se realiza puede continuar prestando el servicio. La configuración del relé diferencial de la figura 33, debe considerar cada interruptor del circuito, en ocasiones cuando el número de interruptores asociados a las barras sean mínimo, bastará con un solo relé, pero si aumenta el número de interruptores lo conveniente es tener un relé por cada barra.

Figura 33. **Protección diferencial de barras de interruptor y medio**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

4. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PANALUYA

4.1. Empresa SOCOIN S.A.

SOCOIN S.A. desarrolla sus actividades desde 1989 como empresa de ingeniería de Gas Natural Fenosa, especializada en el sector energético. Tiene una amplia experiencia en diseño, ingeniería, construcción y explotación de todo tipo instalaciones de generación eléctrica, transporte y distribución de electricidad y gas natural en el mercado nacional e internacional. Socoin S.A. mantiene una fuerte expansión internacional que en estos últimos años le ha llevado a actuar, individualmente o en consorcio, en distintos países como Venezuela, República Dominicana, Costa Rica, Ecuador, Kenia, Marruecos y Filipinas. Cuenta con presencia permanente en Costa Rica, México, Guatemala, Panamá y Egipto.

Particularmente en Guatemala se presenta como una empresa de servicios profesionales de ingeniería, su campo de actividad abarca diseño y estudio de líneas y redes de distribución, líneas de transmisión, subestaciones y centrales de generación eléctrica.

4.2. Subestación Panaluya antecedentes y configuración actual

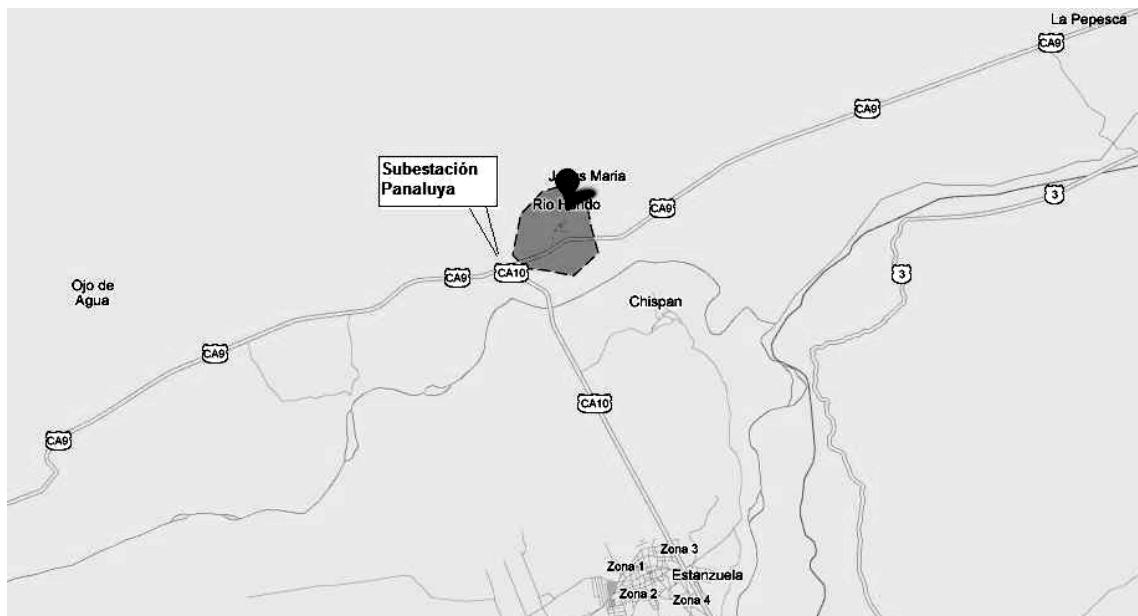
La subestación Panaluya se encuentra ubicada en el municipio de Río Hondo, departamento de Zacapa, aproximadamente a 140 kilómetros de la ciudad de Guatemala, en la salida que conduce al departamento de Chiquimula, con una elevación de 231 metros sobre el nivel del mar. Un detalle en las figuras 34 y 35.

Figura 34. **Ubicación geográfica del municipio Río Hondo, Zacapa**



Fuente: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/07/07_1905. Consulta: 5 de febrero de 2012.

Figura 35. **Ubicación geográfica de la Subestación Panaluya**



Fuente: Google earth, <http://maps.google.com/?ll=15.04635,-89.58458&z=15&t=h>.

Consulta: febrero 2012.

Fue puesta en servicio en 1977 por parte del Instituto Nacional de Electrificación INDE, operando con dos campos de transformación, uno de 69/34.5 kV – 5/7 MVA y el otro de 69/13,8 kV – 5/7 MVA con sistema de barra simple para ambos bancos. Con el pasar del tiempo y debido al crecimiento poblacional y económico, en 1998 se realizó el cambio de los bancos de transformación a 69/34.5 kV – 20/28 MVA y el otro de 69/13,8 kV – 20/28 MVA, operando así hasta la actualidad. Además, se tiene que el perfil de carga de la subestación es de 35 MVA.

La subestación tiene dos funciones: variar la tensión y seccionar circuitos, y de acuerdo con su potencia y tensión, se puede agrupar como una subestación de media tensión ya que se encuentra en el rango de 69, 34.5 y 13,8 kV. La parte de la alimentación es en 69 kV, proveniente de la subestación Sanarate y de la subestación Quetzaltepeque (La Fragua); ésta a su vez alimenta en 69 kV a la subestación La Ruidosa. La entrega está compuesta por seis salidas, tres en 34.5 kV y tres en 13,8 kV, las cuales están debidamente equipadas y se identifican de la siguiente manera:

- Los Amates (34.5 kV)
- Panaluya - Cabañas (34.5 kV)
- Panaluya - Chiquimula (34.5 kV)
- La Unión (13,8 kV)
- Estanzuela - Zacapa (13,8 kV)
- Teculután (13,8 kV)

Actualmente, la subestación Panaluya es un importante centro de carga de la región nororiente y atiende a una gran cantidad de usuarios residenciales así como a importantes clientes industriales y comerciales. La subestación opera bajo las condiciones ambientales según tabla VI:

Tabla VI. **Condiciones ambientales departamento de Zacapa**

DESCRIPCION	UNIDADES	VALORES
Velocidad máxima del viento	Km/h	120
Fuerza sísmica en grados de gravedad	Aceleración horizontal	0.3
	Aceleración vertical	0.2
Temperatura mínima	°C	0
Temperatura promedio del día	°C	25
Temperatura máxima	°C	40
Humedad relativa máxima	%	70
Altitud	msnm	231

Fuente: Base de datos INSIVUMEH, sección de climatología.

En el apéndice figura A-1 se muestra el diagrama unifilar de 69/34.5/13,8 kV de la subestación Panaluya según descripción anterior.

4.3. **Ampliación de la Subestación Panaluya**

Para continuar con la modernización del sistema y adecuándonos al constante crecimiento de demanda, se ha requerido ampliar la subestación Panaluya la cual integra al llamado Anillo Oriental que se forma con la reconversión de 69kV a 138kV del tramo que va de Río Grande a Panaluya y con las ampliaciones en transformación en las subestaciones de Panaluya (dos campos 138/69kV y 230/69kV respectivamente) y Jalpatagua (uno de 230/138kV). El diseño de la ampliación debe ser dentro del terreno actual que ocupa la instalación (134 m x 138 m), debiendo aprovechar al máximo las áreas libres existentes, por lo que se debe localizar y ubicar equipos, estructuras, servicios y demás infraestructura de manera apropiada, a fin de que toda la

instalación, equipamiento y servicios sean diseñados y construidos empleando las mejores prácticas de ingeniería, respetando las normas y libranzas mínimas vigentes.

Se requiere también, que el sistema de 230 kV tenga configuración de interruptor y medio, dadas las ventajas que éste esquema presenta y debido a la importancia de la subestación Panaluya, que servirá de conexión a Guatemala con los demás países de América Central. Por requisitos del INDE, el diseño de ampliación para la subestación Panaluya adjudicado a SOCOIN S.A. deberá satisfacer las siguientes necesidades técnicas:

- Proyectar nueve salidas de línea en 230 kV
- Un banco de transformación trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos de 50 MVA cada uno de 230/69/13,8 kV.
- Un banco de transformación trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos de 35 MVA cada uno de 138/69/13,8 kV.
- Una bahía de entrada de línea de 138 kV en configuración modular
- Un módulo de medida de barra de 138 kV
- Un módulo de medida de barra 230 kV
- Dos módulos Pass M00 de 69 kV para campos de transformación
- Dos seccionadores de 69 kV que conectarán con la barra de 69 kV existente.
- Remodelación de la caseta de servicios auxiliares existente
- Construcción de las casetas de control de 230 kV y 138 kV
- Una fosa para derramamiento de aceite que sea común para los dos bancos de transformación y que tenga la capacidad de 1/3 del total de aceite del transformador de mayor capacidad.

INDE dejará previsto el espacio disponible para instalar hasta 9 arreglos de interruptor y medio (o diámetros) para 9 salidas de líneas en 230 kV. La Empresa Propietaria de la Red EPR, como parte del proyecto SIEPAC, construirá un diámetro para las salidas de línea San Agustín y San Buenaventura. Además la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica S.A., TRECSA, construirá un diámetro para la salida de línea Morales como parte del plan de expansión de transporte, PET-1-2009. En el apéndice figura A-2 se muestra el esquema unifilar de la ampliación con las próximas salidas de líneas proyectadas.

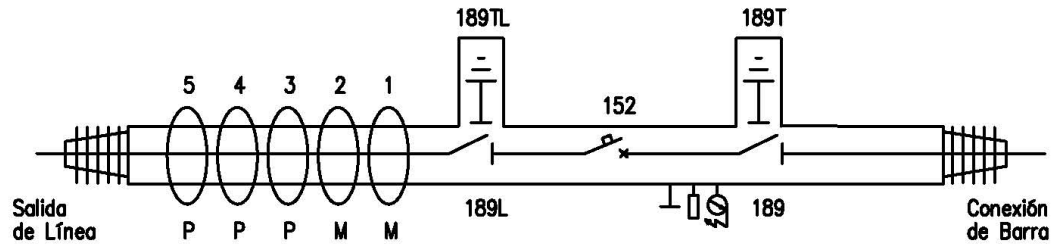
4.3.1. Configuración de barra de 138 kV

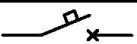






La configuración en campo 138 kV consiste en barra simple a la que se conecta el transformador de potencia y una salida de línea, los equipos se describen a continuación.

4.3.1.1. Módulo encapsulado PASS M0

Para conectar el transformado y la salida de línea se utilizan módulos encapsulados en SF6 PASS M0 (Plug And Switch System, fabricado por ABB), su rango de utilización llega hasta 170kV y es equivalente a una bahía de alta tensión. En PASS M0 todas las partes en tensión, excepto las barras de distribución, están encapsuladas en un tanque de aluminio conectado a tierra, lleno con gas SF6 presurizado. En la figura 36 se muestra un diagrama interno y en el apéndice Tabla A-1 se muestran las características de operación del PASS M0 a continuación una descripción de sus partes principales.

Figura 36. Diagrama esquemático y nomenclatura de PASS M0 145 kV



NOMENCLATURA	
SÍMBOLO	ELEMENTO
	Interruptor
	Transformadores de corriente
	Seccionador y seccionador a tierra combinados
	Control de densidad
	Disco de ruptura
	Conexión de gas
	Bushing SF6/aire

Fuente: ABB, Manual de Funcionamiento PASS M0 145 kV, FD 549/ES/Enero 2001. p. 1.

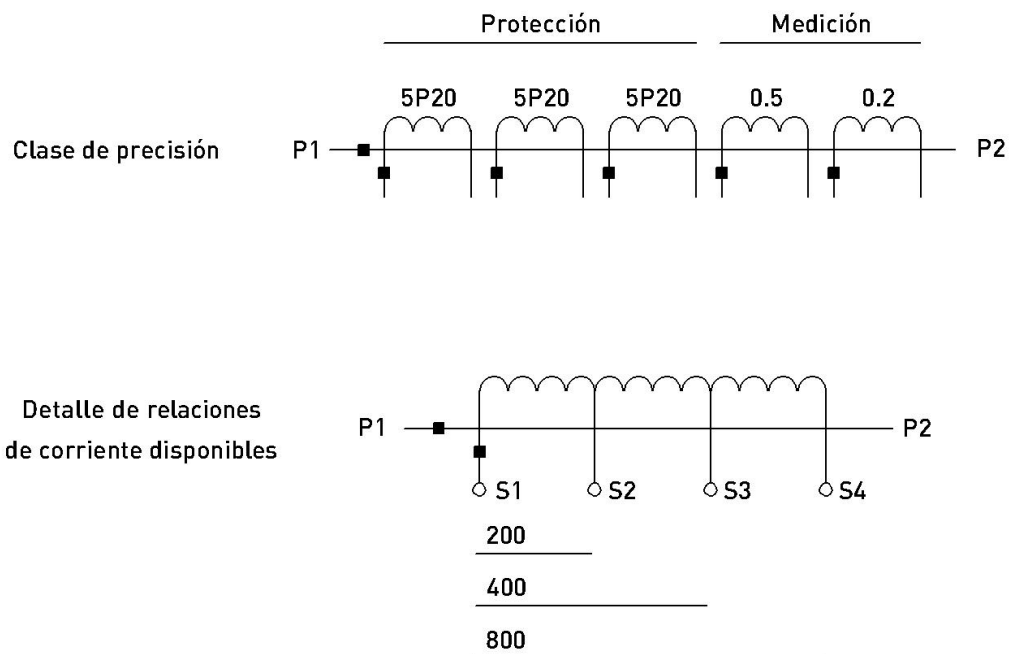
- Interruptor

El interruptor del PASS M0, es un interruptor de presión única que opera con el principio de interrupción llamado autosoplado. Que consiste en que la energía para interrumpir las corrientes de cortocircuito es provista parcialmente por el mismo arco, reduciendo así la energía requerida por el mecanismo de operación en un 50% aproximadamente respecto a un interruptor convencional. El mecanismo de operación es del tipo resorte.

- Seccionador / seccionador de puesta a tierra combinados

El módulo PASS M0, está equipado con un seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado tripolar. Su funcionamiento se basa en el movimiento rotativo de contactos que pueden ser maniobrados según la operación que se necesite en el momento, ya que la combinación de seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, sirve para cerrar los circuitos, para poner a tierra la línea u otro elemento conectado o para poner al módulo en posición neutral (abierto). El mecanismo está compuesto por un número mínimo de componentes mecánicos tornándose confiable y libre de mantenimiento.

Figura 37. **Precisión y relaciones disponibles de CT's en PASS M0**



Fuente: elaboración propia, Manual de Funcionamiento PASS M0 145 kV, FD 549/ES/Enero 2001. p. 3.

- Transformador de corriente

Los transformadores de corriente con que cuenta el Módulo PASS M0 son de tipo boquilla o dona. Según los requerimientos pueden tener varias combinaciones de núcleos para protección y medición para diferentes cargas, hasta 5 núcleos en total, se muestra un detalle de relaciones disponibles y precisión en la figura 37.

4.3.1.2. Transformadores de potencia para el banco de 138 kV

Consiste en un banco trifásico de transformación, formado por tres transformadores monofásicos de relación 138/69/13,8 kV y una potencia individual de 30/35 MVA, conectados en configuración estrella-estrella. En el apéndice tabla A-2 se muestran las características de cada transformador.

4.3.2. Configuración de barra de 230 kV

El campo 230 KV utiliza equipo convencional para su conexión la configuración que se tiene es de interruptor y medio por lo cual cuenta con Barra 1 y Barra 2. Se describe el equipo para la instalación del banco de transformación.

4.3.2.1. Interruptor de potencia 230 kV

El interruptor de potencia es un componente importante para cualquier circuito que se conecta en una subestación ya que es el punto de conexión y desconexión que puede ser controlado o bien ordenado como liberación de fallas. El interruptor para este campo es de tipo convencional, con mecanismo

de operación tripolar y tiene una corriente de operación permanente de 1250 A. en el apéndice tabla A-3 se muestran las características técnicas del interruptor.

4.3.2.2. Seccionador 230 kV

La función de los seccionadores principalmente es proporcionar aislamiento entre los distintos circuitos cuando estén desconectados unos de otros, ya sea por mantenimiento o por otra razón que se requiera. El seccionador es de apertura vertical, y soporta una corriente nominal de 1 600 A. en el apéndice tabla A-4 se muestran las características técnicas del seccionador.

4.3.2.3. Transformadores de corriente 230 kV

Su función principal es, el de mantener una lectura constante de las corrientes que transitan por el campo de 230 kV para protección y medición. El transformador de corriente para la bahía de transformación tiene 5 núcleos, 2 de medición y 3 para protección. Según normas ANSI, los núcleos de medición tienen precisión de 0,2 y 0,5 y los de protección tienen precisión de 5P20 y su relación de transformación es de 200-400-800/5 A. en el apéndice tabla A-5 se muestran las características técnicas del los transformadores de corriente.

4.3.2.4. Transformadores de potencial 230 kV

Su función principal es obtener una lectura constante de las tensiones que transitan por las barras del campo de 230 kV, para protección y medición. Los transformadores de potencial o PT's tienen 3 núcleos, 1 de medición y 2 para protección. Según normas IEC, los núcleos de medición tienen precisión de 0.6Z y los de protección tienen precisión de 3Z y su relación de transformación

es de 230kV/115 $\sqrt{3}$ V. en el apéndice tabla A-6 se muestran las características técnicas del los transformadores de potencial.

4.3.2.5. Transformadores de potencia para el banco de 230 kV

Consiste en un banco trifásico de transformación, formado por tres transformadores monofásicos de relación 230/69/13,8 kV y una potencia individual de 50/45 MVA, conectados en configuración estrella-estrella. En el apéndice tabla A-7 se muestran las características de cada transformador.

4.4. Corriente nominal en la subestación

Esta corriente fija los esfuerzos térmicos que debe soportar la subestación en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, etc. A continuación en la tabla VII se muestran valores de corrientes nominales para varios niveles de tensión, estos están determinados por los límites térmicos de los conductores usados en la actualidad; así como en las bahías de líneas, a partir del calibre nominal:

Tabla VII. **Corrientes nominales para varios niveles de tensión**

Tensión nominal	Calibre y material del	Límite de corriente térmica, por
115	ACSR 900 MCM	970
	ACSR 1113 MCM	1 110
230	ACSR 900 MCM	970
	ACSR 1113 MCM	1 110
400	ACSR 1113 MCM	1 110

Fuente: corrientes nominales según CFE.

Como ejemplo en la tabla VIII, se muestran los valores máximos de corrientes de corto circuito simétrico en 115, 230 y 400 kV usadas por el sistema eléctrico mexicano que es mucho más grande que el de Guatemala. Con estos valores se podrá verificar:

- La capacidad térmica e interruptiva de los conductores
- El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos en conductores, aisladores y conectores.
- El cálculo de los efectos de arco eléctrico en las cadenas de suspensión
- Las corrientes de corto circuito térmicas y dinámicas en transformadores de corriente, cuchillas desconectadoras, etc.

Tabla VIII. **Corrientes de corto circuito según CFE**

Tensión nominal en kv	Corriente de corto circuito
115	25
230	31,5
400	40

Fuente: valores máximos de corto circuito según CFE.

Según datos proporcionados por personal del INDE del resultado de un flujo de carga de la red, para la subestación Panaluya, actualmente se maneja una corriente de corto circuito de 5 kA, para el lado de 230 y de 9 kA para el lado de 69 kV, sin embargo el valor de corriente que se tomará como base de diseño, para el dimensionado del barreado como del equipo será de 25 kA, debido a que esta subestación transmitirá grandes cantidades de potencia y servirá a la vez para lograr la interconexión entre los países de América Central.

5. IMPLEMENTACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

5.1. Relé para protección de barras utilizado

Aunque existe una variedad de configuraciones para la protección diferencial, para el caso de Panaluya, se usa un arreglo con relés de baja impedancia, por cumplir con los requisitos de construcción y con las características de instalación y proyección que se tiene para la subestación. Los relés de baja impedancia ofrecen la oportunidad de compartir CT con otras aplicaciones y que estos sean de múltiples derivaciones. Esto se aplica al tipo de diseño que encontramos en Panaluya donde los interruptores encapsulados PASS M0 en la barra 138kV cuentan con CT's de múltiples derivaciones. También el relé de baja impedancia dispone de alarma de CT en corto y abierto o de polarización inversa.

Otra característica es una mayor velocidad de respuesta de acción, menor a un ciclo. Es selectivo para determinar cuál es el interruptor afectado en el momento de una falla, y también para actuar al final de la zona si es necesario. Una desventaja del relé diferencial de baja impedancia es que necesita una entrada de corriente para cada uno de los interruptores de la barra. Esto puede limitar a la expansión futura de la barra o evita la aplicación de relé de baja impedancia en barras con más interruptores que entradas de corriente en el relé. Comparado con un relé de alta impedancia, su programación y cableado puede resultar más complejo así como su costo, pero esto lo compensan sus demás características.

5.2. Relé diferencial de barra SEL 487B

Para la protección diferencial de barras de la ampliación Panaluya, que considera dos barras 230kV y 138kV, se seleccionaron relés diferenciales de marca SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). El relé SEL-487B es un relé de baja impedancia para protección de corriente diferencial de barra, protección de falla del interruptor y protección de sobrecorriente de respaldo. Se puede configurar en aplicaciones de tres relés o de relé único. En el apéndice tabla A-8 se muestran las características técnicas del relé SEL-487B.

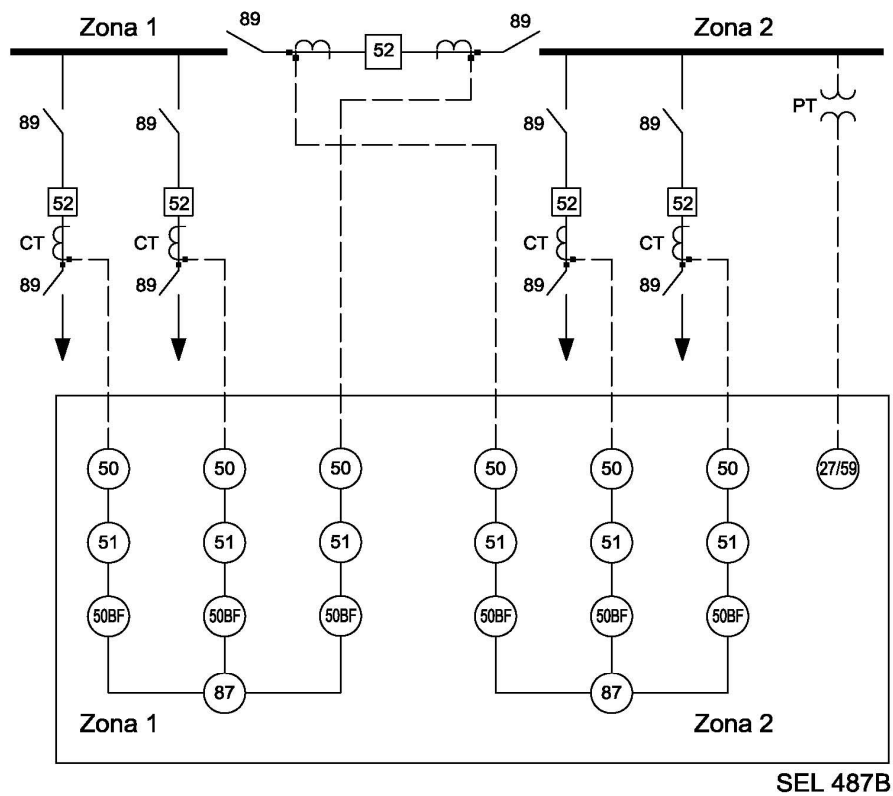
5.2.1. Descripción funcional y características relé SEL-487B

El SEL-487B contiene muchas características de protección, automatización y control. La protección diferencial puede ser configurada para los siguientes arreglos: barra simple, barra doble, barra doble con barra de transferencia, interruptor y medio, configuración de triple barra, generadores y motores, bancos de condensadores en paralelo, autotransformadores y reactores. El relé tiene 18 entradas análogas de corriente y tres entradas análogas de tensión. Con barras de no más de seis terminales, se usa la aplicación de un relé. Para barras con hasta 18 terminales, se usa una aplicación de tres relés; cada relé provee hasta seis zonas dedicadas de protección.

En lugar de deshabilitar la protección de barra durante maniobras de desconexión, es posible sensar los contactos auxiliares de seccionadores (89) al relé, para asignar dinámicamente las entradas de corriente al elemento de medida diferencial. Esta característica es para proveer protección de barra durante tales operaciones, las cuales suponen alto riesgo para la seguridad del personal. En la figura 38 se muestra un diagrama unifilar de una configuración

de doble barra con la conexión de un relé diferencial de barra SEL-487B, dividió en dos zonas y con las protecciones principales que contiene internamente. El relé requiere CT's primarios que puedan reproducir la corriente primaria sin saturarse por al menos 2 ms después del inicio de la falla externa. Cuenta con elementos diferencial sensibles independientes en cada zona para detectar CT en circuito abierto, en cortocircuito o con polaridad incorrecta.

Figura 38. **Funciones básicas del relé SEL-487B en una aplicación de doble barra**



- 50 Protección de sobrecorriente instantanea
- 51 Protección de sobrecorriente
- 50BF Protección de fallo de interruptor
- 27 Protección de bajo voltaje
- 59 Protección de sobre voltaje
- 87 Protección diferencial de barra

Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. 112.

5.3. Selección y conexión de los transformadores de corriente para protección de barra 138 KV

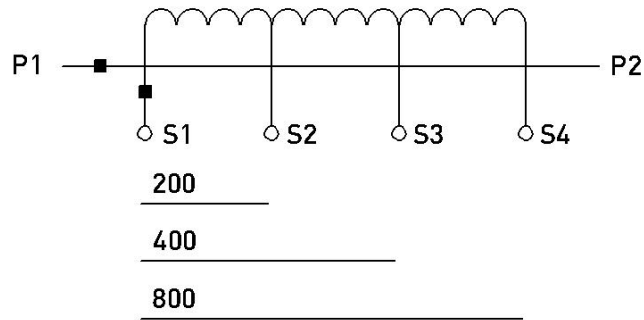
Los transformadores de corriente para la protección de la barra son parte de los Modulos PASS M0 tanto para la salida de línea como del transformador. A continuación la tabla IX de relaciones y diagrama en figura 39.

Tabla IX. Relaciones de CT's en terminales de PASS M0 145 kV

Devanado	Terminales	Relación	Potencia	Precisión	Función
1	1S1-1S2	200/5	20 VA	0.2	Medición
	1S1-1S3	400/5			
	1S1-1S4	800/5			
2	2S1-2S2	200/5	20 VA	0.5	Medición
	2S1-2S3	400/5			
	2S1-2S4	800/5			
3	3S1-3S2	200/5	20 VA	5P20	Protección
	3S1-3S3	400/5			
	3S1-3S4	800/5			
4	4S1-4S2	200/5	20 VA	5P20	Protección
	4S1-4S3	400/5			
	4S1-4S4	800/5			
5	5S1-5S2	200/5	20 VA	5P20	Protección
	5S1-5S3	400/5			
	5S1-5S4	800/5			

Fuente: Planos ABB.

Figura 39. **Diagrama de terminales de CT's de PASS M0 Trafo y Línea**



Fuente: planos ABB.

Para seleccionar la relación del CT a utilizar se hace por medio de los datos de funcionamiento del banco de transformación. Teniendo una potencia de salida del banco de transformación de 3x35MVA y un valor de tensión de 138 kV del primario calculamos una corriente de salida nominal de:

$$I = S / V\sqrt{3}$$

$$I = 3(35 \times 10^6) / (138 \times 10^3 \times \sqrt{3})$$

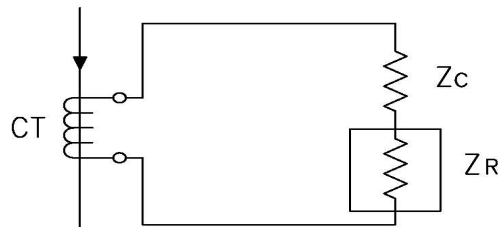
$$I = 439 \text{ A}$$

Con el valor de corriente normal a la salida del transformador se elige la relación en el CT que sea mayor al valor calculado de corriente. En este caso se toma un devanado de protección, el más alejado de la barra para que cubra la zona de protección que interesa, el cual corresponderá al devanado 5 con bornes 5S1-5S4 cuyas características se encuentran en tabla IX.

Los módulos PASS M0 tanto de la salida de línea como de transformador son equipos similares en cuanto a los CT's con los que cuentan. Se selecciona el mismo valor para el CT a utilizar en la salida de línea, también el más lejano

a la barra teniendo en cuenta que deben cubrir la zona de protección correspondientes a las barras. En la selección de equipo, otro dato importante es la carga o Burden del circuito del CT y es la suma de las cargas independientes de los cables y el equipo conectado, según figura 40.

Figura 40. **Carga en el secundario de un CT conectado**



Z_c = Impedancia de conductor

Z_R = Impedancia del Relé

Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

La carga secundaria permitida o Burden del CT ($Z\beta$) se calcula con datos de fábrica: la potencia del CT seleccionado $S = 20\text{VA}$ y la corriente nominal $I = 5\text{ A}$.

$$Z\beta = VA / I^2$$

$$Z\beta = 20 / 5^2$$

$$Z\beta = 0,8 \Omega$$

Para calcular la carga en los equipos conectados a los CT's, se considera el burden del Relé SEL 487B, que según datos técnicos (apéndice tabla XXXI) es de 0.27 VA para la corriente de 5 A en el secundario. Así que la impedancia de burden del relé es:

$$Z_R = VA / I^2$$

$$Z_R = 0,27 / 5^2$$

$$Z_R = 0,0108 \Omega$$

Mientras las corrientes en las tres fases son iguales, no hay corriente de neutro, la carga está dada por la longitud del cable y la impedancia del relé. Si en cambio las corrientes son desequilibradas, en el caso extremo de tener corriente en una sola fase entonces habrá que considerar dos veces la longitud del cable (fase y neutro). Estas observaciones tienen por objeto mostrar que la carga depende de las condiciones en que la medición se está realizando. Para calcular la Impedancia de Burden de los conductores se utilizara el caso extremo mencionado.

$$Z_{ct} = 2L/\gamma s \quad 5.1$$

Donde:

- Z_{ct} = Impedancia de conductor
- L = Longitud de conductor
- γ = Conductancia de material
- s = Sección del conductor

Los conductores utilizados para la conexión entre el relé diferencial de barra en la sala de mando hacia los CT en el módulo PASS M0 del transformador, son cables de cobre ($\gamma = 57$), THHN calibre 10 AWG ($s = 5.27 \text{ mm}^2$) y recorren una distancia $L = 31\text{m}$. Utilizando la fórmula 5.1 se obtiene lo siguiente.

$$\begin{aligned} Z_{ct} &= 2 L / \gamma s \\ Z_{ct} &= 2(31) / (57*5.27) \\ Z_{ct} &= 0,206 \Omega \end{aligned}$$

El Burden total a conectar al secundario del CT en el PASS M0 de transformador, podemos aproximararlo como la suma del Z_R y Z_{ct} .

$$Z_{Tt} = Z_R + Z_{ct}$$

$$Z_{Tt} = 0,0108 + 0,206$$

$$Z_{Tt} = 0,224 \Omega$$

Se observa que $Z\beta > Z_{Tt}$, por lo tanto, el diseño del CT es adecuado para la carga que se instalará en su secundario.

Para el tramo que va desde el Relé Diferencial de Barra, en la sala de mando, hacia los CT en el módulo PASS M0 de Línea, se calcula el burden con la ecuación 5.1. Los cables utilizados para la conexión entre el relé diferencial de barra hacia los CT de Línea la Fragua, son cables de cobre ($\gamma = 57$), THHN calibre 10 AWG ($s = 5.27 \text{ mm}^2$), y recorren una distancia $L = 49\text{m}$ y su impedancia Z_{cl} en caso extremo es:

$$Z_{cl} = 2 L / \gamma s$$

$$Z_{cl} = 2(49) / (57*5,27)$$

$$Z_{cl} = 0,326 \Omega$$

El burden total Z_{TL} a conectar al secundario del CT en el PASS M0 de línea la Fragua, es la suma de Z_R y Z_{cl} .

$$Z_{TL} = Z_R + Z_{cl}$$

$$Z_{TL} = 0,0108 + 0,326$$

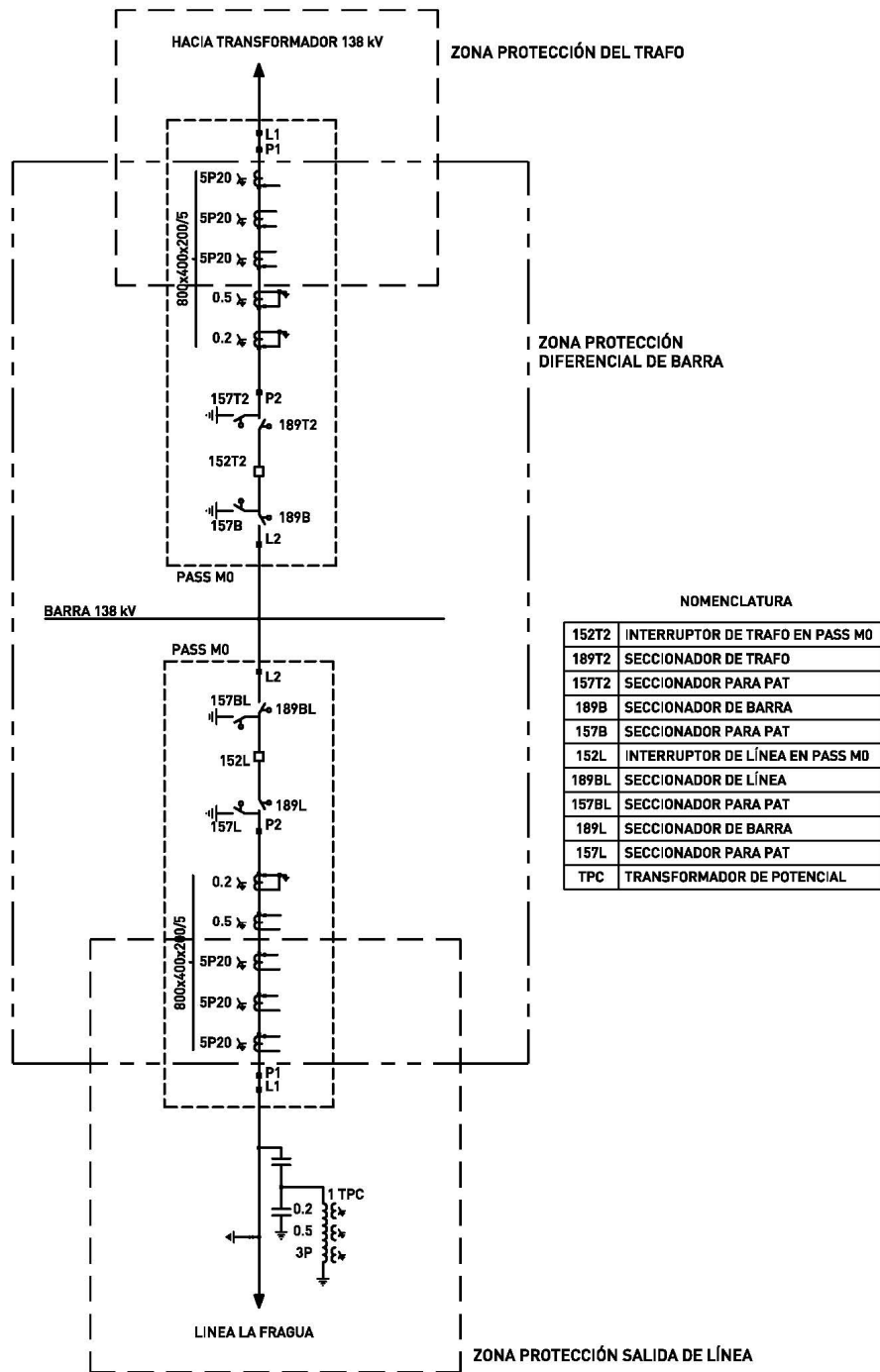
$$Z_{TL} = 0,337 \Omega$$

Se observa que $Z_{\beta} > Z_{TL}$ por lo tanto, que el diseño del CT es adecuado para la carga que se instalara en su secundario para la salida de línea.

En la figura 41 se presenta un diagrama unifilar indicando las zonas de protección de la protección diferencial de barra 138 kV. Se hace la referencia a las zonas que se traslapan a la protección diferencial de barra, como son la zona de protección del transformador y la zona de protección de salida de Línea, en el diagrama se indican y las conexiones en los CT's con los relés.

Otros relés que protegen otras zonas aledañas a la barra 138 kV son el 86B que es un relé de disparo y bloqueos para la barra, es decir recibe las señales de los relés que involucren la protección de las barras o de otras zonas cercanas, y si indican que hay una falla, debe ejecutar la orden de disparo a los interruptores involucrados. El SEL-351 es un relé de sobrecorriente que está siendo utilizado para proteger al transformador y dentro de las protecciones que proporciona se encuentra la de fallo de interruptor la cual se apoya en el relé 86FI-2 que se encarga de enviar señal al relé 86B para la orden de disparo y bloqueos a los interruptores en el caso de una falla.

Figura 41. Diagrama unifilar y zonas de protección de barra 138 kV

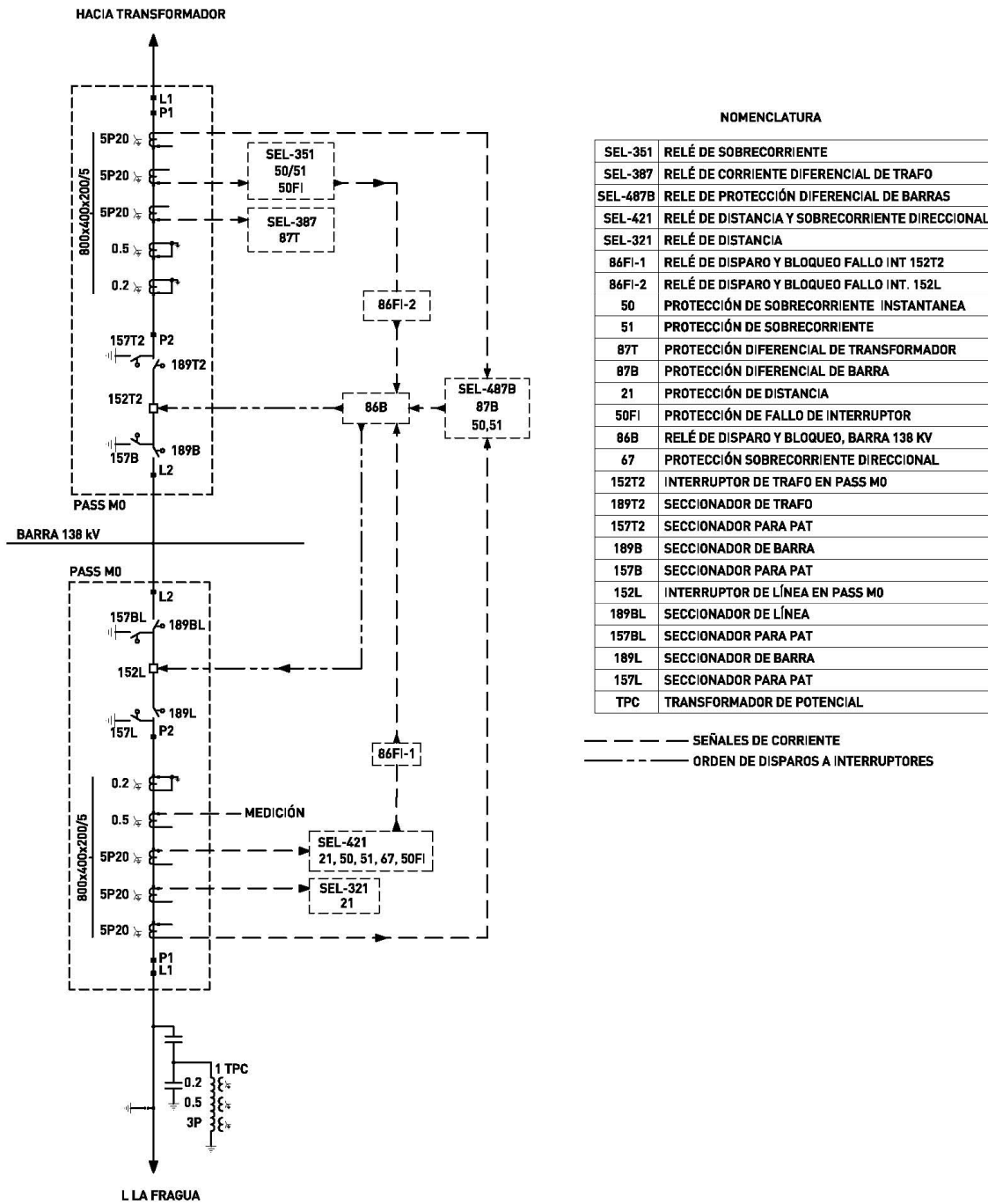


Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

SEL-421: relé de distancia y sobrecorriente direccional de línea, su función es liberar a la línea La Fragua de eventuales fallos en su trayecto parte de sus protecciones cuenta con la protección fallos de interruptor y su respaldo es el relé 86FI-1 que envía señal al relé 86B para operar cuando sea necesario. La protección falla de interruptor supervisa al interruptor después de que una orden de disparo ha sido generada por cualquier protección relacionada. Tiene dos métodos para determinar la correcta operación: uno es por la corriente que fluye a través del interruptor y otro es por la posición de sus contactos auxiliares. Si al valuar estos parámetros se determina que el interruptor no abrió satisfactoriamente después del tiempo previsto, la señal del fallo de interruptor se utiliza en la protección de respaldo para liberar la falla.

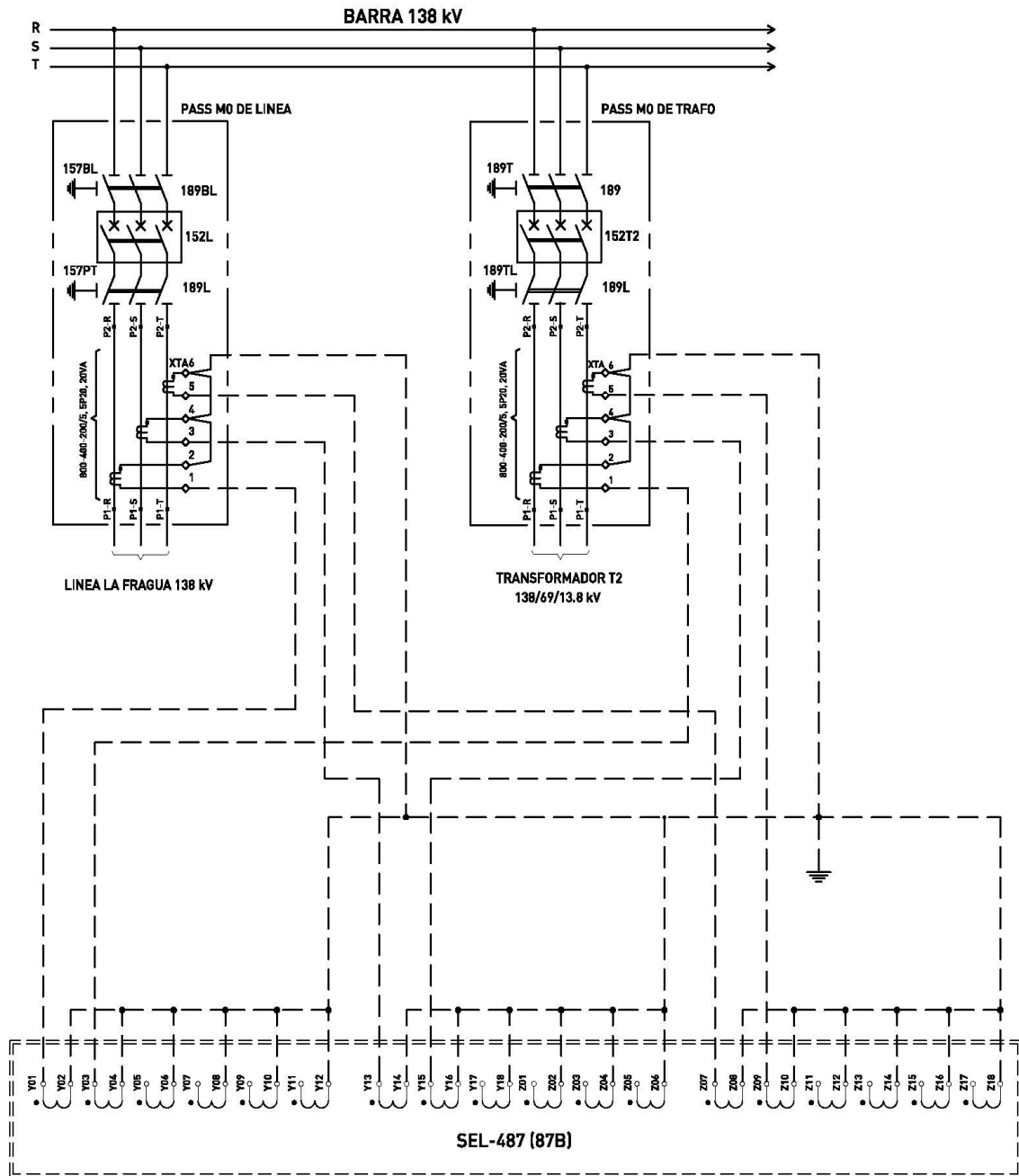
En diagrama unifilar de la figura 42 se muestran los relés de protección y la actuación del relé SEL-487B, se indican con líneas de conexión los tramos que van desde los CT's seleccionados hacia el relé y los interruptores que actúan cuando se da una orden de disparo.

Figura 42. Actuación de la protección diferencial en barra 138 kV



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Figura 43. **Conexión de CT's al relé diferencial SEL-487B de barra 138 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

En la figura 43 se muestra el diagrama de conexión de CT's al relé SEL-487B. La manera de conectar las señales de corriente a las entradas del relé será por grupos de fases R, S y T respectivamente. El relé actual considera la conexión de al menos cuatro bahías más. Ya que los CT's cuentan con una configuración estrella utilizamos cables apantallado de 4 hilos, calibre 10 AWG para llevar la señal al relé. De los bornes en los equipos PASS M0 se lleva la señal a la caseta de mando y enseguida hacia un tablero PCyM donde se instala el relé de protección, medidores, borneras de prueba, circuitos de señalización y otros elementos básicos.

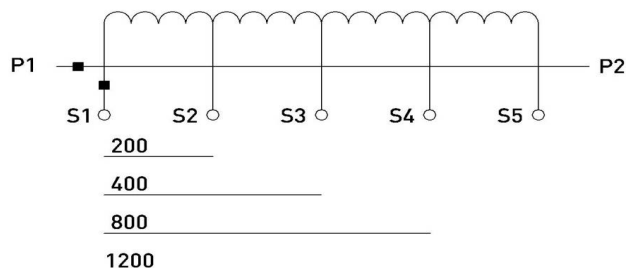
5.4. Características de los transformadores de corriente para la protección de barras 230 KV

Para el arreglo de barras de 230 kV los transformadores de corriente dependerán del diseño de la bahía, si es de transformador o bien de salidas de línea según su capacidad de transporte.

5.4.1. CT's en campo de transformador

Son de construcción dona y sobre columnas de aisladores su diagrama y relación en terminales se muestran en la tabla X y la figura 44.

Figura 44. Esquema y relación de CT's para transformador de 230 kV



Fuente: Planos ABB.

Tabla X. **Relaciones de CT's 230 KV en bahía de transformador**

# Devanado	Terminal	Relación (A)	Potencia	Precisión	Función
1	1S1-1S2	200/5	15 VA	0,2	Medición
	1S1-1S3	400/5			
	1S1-1S4	800/5			
	1S1-1S5	1 200/5			
2	2S1-2S2	200/5	15 VA	0,2	Medición
	2S1-2S3	400/5			
	2S1-2S4	800/5			
	2S1-2S5	1 200/5			
3-4	3,4/S1-S2	200/5	20 VA	5P20	Protección
	3,4/S1-S3	400/5			
	3,4/S1-S4	800/5			
	3,4/S1-S5	1 200/5			
5	5S1-5S2	200/5	30 VA	5P20	Protección
	5S1-5S3	400/5			
	5S1-5S4	800/5			
	5S1-5S5	1 200/5			

Fuente: planos ABB.

Para seleccionar la relación del CT, se utilizan los datos de funcionamiento del banco de transformación. Teniendo una potencia de salida del banco de transformación de 3x50MVA y un valor de tensión de 230kV calculamos una corriente nominal de:

$$I = S / V\sqrt{3}$$

$$I = 3(50 \times 10^6) / (230 \times 10^3 \times \sqrt{3})$$

$$I = 376 \text{ A}$$

Con el valor de corriente normal a la salida del transformador, se elige la relación en el CT que sea mayor al valor calculado de corriente. Se considera un devanado de protección, el más alejado de la barra para que cubra la zona de protección que interesa, siendo el devanado 5 con bornes 5S1-5S3 cuyas características se encuentran en tabla X.

Otro dato importante es la carga o Burden del circuito del CT y es la suma de las cargas independientes de los cables y el equipo conectado. La carga secundaria permitida o Burden del CT (Z_{β}) se calcula con datos de fábrica: La potencia del CT seleccionado $S = 30\text{VA}$ y la corriente nominal $I = 5\text{ A}$.

$$Z_{\beta} = VA / I^2$$

$$Z_{\beta} = 30 / 5^2$$

$$Z_{\beta} = 1,2 \Omega$$

Ahora para calcular la carga total que se conecta al CT, se utiliza el Burden del Relé SEL 487B, que según datos técnicos es $0,27\text{ VA}$ para la corriente de 5 A en el secundario, la cual ya se ha calculado para la barra 138 kV .

$$Z_R = VA / I^2$$

$$Z_R = 0,27 / 5^2$$

$$Z_R = 0,0108 \Omega$$

Para calcular la Impedancia de burden de los conductores Z_{ct2} , se utiliza la fórmula 5,1. La impedancia Z_{ct2} constituye la conexión entre el Relé Diferencial de Barra en la sala de mando hacia los CT2 relacionados a la Barra 1 en el campo del transformador, son cables de cobre ($\gamma = 57$), THHN, calibre 10 AWG ($s = 5,27\text{ mm}^2$), y se extiende por una longitud $L = 123\text{m}$.

$$Z_{ct2} = 2 L / \gamma s$$

$$Z_{ct2} = 2(123) / (57*5.27)$$

$$Z_{ct2} = 0,818 \Omega$$

El burden total a conectar al secundario del CT2 es:

$$Z_{Tt2} = Z_R + Z_{ct2}$$

$$Z_{Tt2} = 0,0108 + 0,818$$

$$Z_{Tt2} = 0,8288 \Omega$$

Se observa que $Z_{\beta} > Z_{Tt2}$ por lo tanto, el diseño del CT es adecuado para la carga que se instalará en su secundario.

Para calcular la Impedancia de burden de los conductores Z_{ct3} , se utiliza la fórmula 5.1. La impedancia Z_{ct3} constituye la conexión entre el Relé Diferencial de Barra en la sala de mando hacia los CT3 relacionados con la Barra 2 en el campo del transformador, son cables de cobre ($\gamma = 57$), THHN, calibre 10 AWG ($s = 5.27 \text{ mm}^2$), y se extienden por una longitud $L=136\text{m}$. por ultimo El burden total a conectar al secundario del CT3 es la suma de Z_R de SEL 487B y Z_{ct3} .

$$Z_{ct3} = 2 L / \gamma s$$

$$Z_{ct3} = 2(136) / (57*5,27)$$

$$Z_{ct3} = 0,905 \Omega$$

$$Z_{Tt3} = Z_R + Z_{ct3}$$

$$Z_{Tt3} = 0,0108 + 0,905$$

$$Z_{Tt3} = 0,916 \Omega$$

Se observa que $Z\beta > Z_{T13}$ por lo tanto, el diseño del CT3 es adecuado para la carga que se instalará en su secundario.

5.4.2. CT's para Líneas de EPR

Las líneas proyectadas no son parte del proyecto adjudicado a SOCOIN. Las características de los transformadores de corriente en las salidas de Líneas de 230 kV de EPR (San Buenaventura y San Agustín), son de construcción tipo dona y sobre columnas de aisladores con las siguientes características técnicas:

Tabla XI. CT's de 230 KV para salidas de líneas proyectadas de EPR

# Devanado	Terminal	Relación	Potencia	Precisión	Función
1	1S1-1S2	1 000/5	15 VA	0.2	Medición
	1S1-1S3	2 000/5			
2	2S1-2S2	1 000/5	30 VA	5P20	Protección
	2S1-2S3	2 000/5			
3	3/S1-S2	1 000/5	30 VA	5P20	Protección
	3/S1-S3	2 000/5			
4	4S1-4S2	1 000/5	30 VA	5P20	Protección
	4S1-4S3	2 000/5			

Fuente: Placa de información CT ARTECHE 0840235.

Para seleccionar la relación del CT que se aplican, se necesita calcular los valores de operación basados en datos de capacidad de transporte según diseño.

San Buenaventura – Panaluya (I_{L1})	390,4 MVA
Panaluya – San Agustín (I_{L2})	390,4 MVA

Por lo tanto:

$$S_L = 390,4 \times 10^6 \text{ VA}$$

$$V_L = 230 \text{ kV}$$

$$I_{L1} = S / V\sqrt{3}$$

$$I_{L1} = (390,4 \times 10^6) / (230 \times 10^3) \times \sqrt{3}$$

$$I_{L1} = 979,98 \text{ A}$$

Puesto que tenemos los mismos valores de operación para la Línea San Buenaventura y Línea San Agustín:

$$I_{L1} = I_{L2}$$

$$I_{L2} = 979,98 \text{ A}$$

Con el valor de corriente máxima se elige la relación en el CT que sea mayor a este. Se toma un devanado de protección, el más alejado de la barra para que cubra la zona de protección que interesa, que en este caso será el devanado 4 con bornes 4S1-4S2, en la tabla XI se muestran las características.

5.4.3. CT's para Línea de TRECOSA

Los transformadores de corriente de la salida de línea Morales 230 kV de TRECOSA, tienen las siguientes características técnicas:

Tabla XII. **CT's de 230 KV para salidas de líneas proyectadas TRECSA**

# Devanado	Terminal	Relación (A)	Potencia	Precisió	Función
1	1S1-1S2	800/5	5 VA	0,2	Medición
	1S1-1S3	1 600/5			
2	2S1-2S2	800/5	15 VA	5P20	Protección
	2S1-2S3	1 600/5			
3	3/S1-S2	800/5	15 VA	5P20	Protección
	3/S1-S3	1 600/5			
4	4S1-4S2	800/5	15 VA	5P20	Protección
	4S1-4S3	1 600/5			

Fuente: Placa datos técnicos de CT marca CROMPTON.

La línea Panaluya – Morales, 230 kV está diseñada con una capacidad de transporte de 437.7 MVA, con estos valores se calcula la corriente máxima de la línea:

$$S_L = 437,7 \times 10^6 \text{ VA}$$

$$V_L = 230 \text{ kV}$$

$$I = S / V\sqrt{3}$$

$$I = (437,7 \times 10^6) / (230 \times 10^3) \times \sqrt{3}$$

$$I = 1\,098,72 \text{ A}$$

Con el anterior valor se elige la relación del CT que sea mayor a este. Se elige un devanado de protección el más alejado de la barra para que cubra la zona de protección que interesa. Siendo el devanado 4 con bornes 4S1-4S3 cuyas características se muestran en tabla XII.

En el apéndice figura A-3 se presenta un diagrama unifilar indicando las zonas de protección para las barras, el transformado y las salidas de Línea para el campo de 230 kV. Las distintas zonas de protección se traslapan entre sí logrando de esa manera cubrirse una con otra para mayor seguridad en el sistema. En el apéndice figura A-4 se indica el diagrama unifilar de la protección diferencial de barras 230 kV, en el cual se muestra su actuación a través del relé SEL-487B, las líneas de conexión muestran los trayectos de conexión entre los CT's y el relé diferencial, así como las ordenes de disparo hacia los interruptores involucrados en cada zona.

En el diagrama se reconocen los relés 86B1 y 86B2 que son relés de disparo y bloqueos para las barras 1 y 2 respectivamente, es decir reciben las señales de los relés que involucren la protección de las barras o de otras zonas cercanas, y si indican que hay una falla deben ejecutar la orden de disparo a los interruptores involucrados. El SEL-351A es un relé de sobrecorriente que protege al transformador y parte de sus funciones es el fallo de interruptor, este relé se apoya en el relé 86FI-2 que se encarga de enviar señal al relé 86B1 para la orden de disparo a los interruptores. Para la protección de las líneas de transmisión proyectadas asumimos relé de distancia (21) y sobrecorriente (51), su función es liberar a las líneas de eventuales fallos en su trayecto.

En el apéndice figura A-5 se muestra el diagrama de conexión de CT's de los diámetros de 230 kV al relé SEL-487B. La manera de conectar las señales de corriente a las entradas del relé se hace según la configuración de relé simple, que toma las señales por bahía para conectarlas a un grupo de entradas consecutivas, de esta manera el relé actual utiliza ya su máxima cantidad de entradas de corriente, por lo que en un futuro crecimiento de la subestación será necesario agregar uno o dos relés extras a medida que se necesiten.

Los CT's tienen una configuración estrella y se utilizan cable apantallado de 4 hilos, calibre 10 AWG, para llevar la señal de corriente al relé. De los bornes en cajas de centralización, se lleva la señal de corriente a la caseta de mando y luego hacia un tablero PCyM donde se instala el relé de protección, medidores, borneras de prueba, circuitos de señalización y otros elementos básicos.

6. AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA

6.1. Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección

El ajuste de la protección se refiere a definir los límites de su operación para detectar las fallas, es decir, las condiciones anormales del sistema que puedan afectar los equipos. Ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada, y está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico. Los métodos de cálculo y de ajuste de los relevadores, varían según el fabricante. Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección, tanto las principales como las de respaldo. Se debe considerar que la protección principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requiere ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos.

Una protección unitaria comprende solo una zona de protección, en ella la sensibilidad tiene como límite, distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta, detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida. La función y objetivo del ajuste y la coordinación de la protección es asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona liberando fallas, cumpliendo con lo programado, con selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta.

6.2. Normas y estándares de protección

Las normas que certifican el relé diferencial de barra SEL 487B tanto en diseño de construcción como en seguridad, son las siguiente

- EN 50263 (1999): norma genérica para relés de medida y protección de equipos.
- ISO 9001: el relé está diseñado y fabricado utilizando la norma ISO 9001 elaborada por la Organización Internacional para la Estandarización, y especifica los requisitos para un sistema de gestión de la calidad que pueden utilizarse para su aplicación interna por las organizaciones, para certificación o con fines contractuales.
- EC 60255-6 (1988) : este estándar especifica las exigencias de funcionamiento generales de todos los relés de medición eléctricos y el equipo de protección usado en los campos electrotécnicos cubiertos por el IEC. Reemplaza IEC 60255-6 (1978) y su primer suplemento 60255-6 (1980).
- EN 60255-6: 1994: norma para relés de medida y equipos de protección
- IEC 61010: la norma específica categorías de sobretensión basadas en la distancia a la que se encuentra el equipo de la fuente de electricidad y en la disipación natural de la energía transitoria que se produce en un sistema de distribución eléctrica.
- IEC C22.2 No. 1010-1: norma de seguridad para los equipos de control de procesos.

6.3. Criterios generales de ajuste de la protección diferencial de Barra

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de corrientes que entran y salen de la zona protegida, sin embargo no todas las variaciones e incrementos de corrientes significan fallas en el sistema.

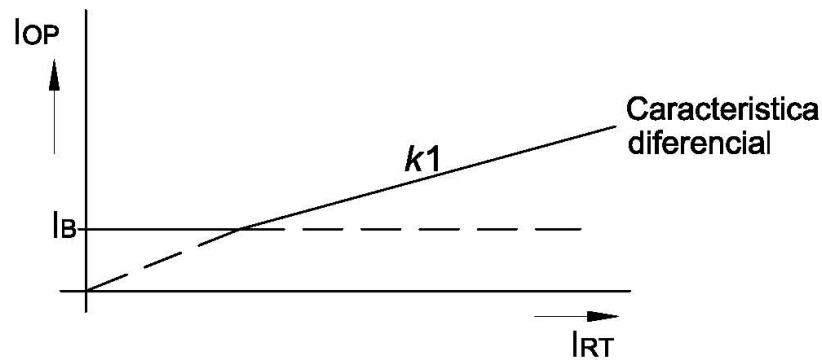
6.3.1. Ajuste de las protecciones diferenciales

El ajuste de la protección diferencial de barras debe considerar un valor menor que la mínima corriente de cortocircuito y que sea mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra. La máxima corriente de falla externa en cualquiera de los circuitos no debe provocar la operación del relé, aun en la condición de saturación de los transformadores de corriente. Se muestra en la figura 45 el ajuste de la protección diferencial, teniendo I_B que corresponde a una mínima corriente diferencial constante por corriente de magnetización de los CT y el equipo, y k_1 que corresponde a una pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación y otros errores consecuencia de posible saturación de los CT's, la contraposición de I_B y k_1 nos da una característica diferencial que define el límite de operación de la protección.

6.3.2. Ajuste de Relé SEL 487B

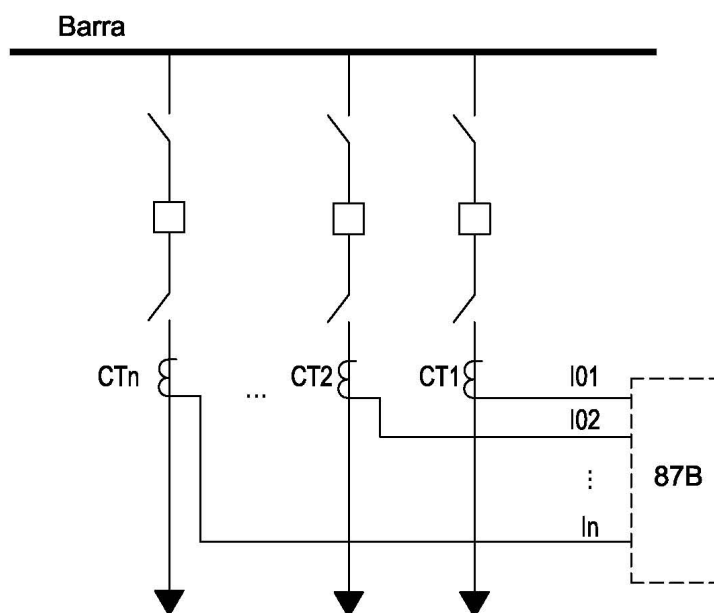
El relé es el centro receptor y procesador de datos recopilados por medio del equipo sensor en los puntos de la subestación. Para este caso, interesan las lecturas de corriente a través de transformadores de corriente. Al obtener los valores de los secundarios de los CT, ingresan en los terminales del relé para procesarlos. Los cálculos se realizan en valores por unidad para generalizar los parámetros.

Figura 45. **Características de ajuste de la protección diferencial**



Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual. p. 326.

Figura 46. **Numeración de entradas de corriente a relé diferencial**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

En primer lugar, se nombran las entradas de corriente correlativamente como se muestra en la figura 46. A continuación se anota la relación más alta de CT instalado como valor de referencia en la conversión de las corrientes de entrada de amperios a los valores por unidad. Utilizando la ecuación 6,1, el relé calcula un valor de factor de normalización (TAP) para cada terminal:

$$TAP_{nn} = \frac{CTR_{MAX} * I_{NOM}}{CTR_{nn}} \quad 6,1$$

Donde:

TAP_{nn} = TAP valor de cada terminal convertido de amperios a valor por unidad. (nn = 01...18)

CTR_{MAX} = Mayor relación de CT utilizada en la zona de protección

I_{NOM} = Corriente nominal de secundario de CT (5A)

CTR_{nn} = Relación de CT usada por terminal

Con el valor TAP_{nn} el relé calcula los valores por unidad de las corrientes que entra a sus terminales como sigue:

$$InnCR = Inn / TAP_{nn} \text{ pu} \quad 6,2$$

Donde:

InnCR = Corriente por unidad para terminal I01 hasta I18

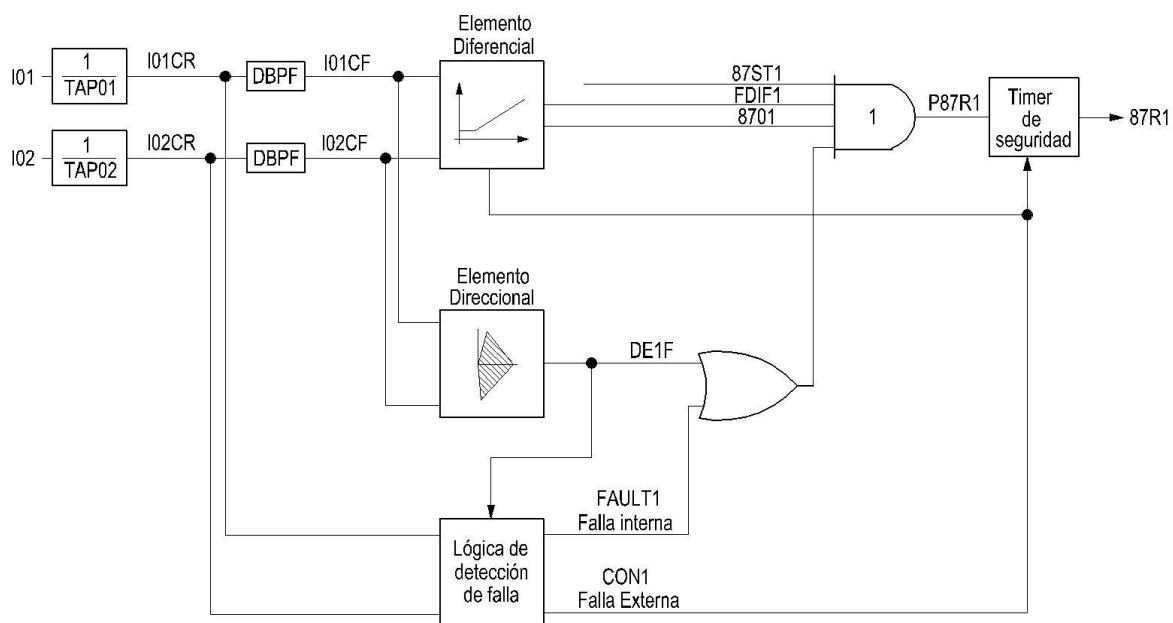
Inn = Corriente en amperios para terminal I01 hasta I18

pu = Valor por unidad

Después de convertir por unidad los datos de corriente (I01CR y I02CR), siguen dos caminos. Uno hacia el elemento diferencial y el elemento direccional; y otro camino lleva los valores instantáneos a la lógica de detección de fallos.

En la figura 47 se observa la lógica general del proceso de datos dentro del relé. El elemento diferencial utiliza las corrientes de entrada de cada terminal de una zona de protección para calcular la corriente de operación (IOP) y de restricción (IRT), valores que sirven para deducir si existe un diferencial de corriente que amerite disparo de interruptor. Por otra parte el elemento direccional a partir de un terminal de referencia compara la dirección de la corriente en todos los otros terminales en una zona de protección para calcular si hay falla de dirección.

Figura 47. **Lógica general de procesamiento de datos del relé SEL 487B**



Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. R.1.3

La tercera evaluación es la detección de fallas para distinguir entre fallos internos de barra (FAULT1) y los fallos externos (CON1). La combinación final de estos procesos por medio de las compuertas lógicas 1 *and* y *or* entre el elemento direccional (DE1F) y el elemento falla interna (FAULT1) con el elemento diferencial sensible (87ST1) ofrecen un resultado P87R1 el cual acciona un temporizador de seguridad que controla la salida final (87R1) del elemento de protección de barras. A continuación un detalle de cada proceso.

6.3.2.1. Ajustes de elemento diferencial

El elemento diferencial calcula una corriente de restricción, IRT1, y una corriente de operación, IOP1, según las ecuaciones 6,3 y 6,4:

$$IRT1 = |I01CF| + |I02CF| \quad 6,3$$

$$IOP1 = |I01CF + I02CF| \quad 6,4$$

Donde I01CF e I02CF son los valores de I01CR e I02CR filtrados para eliminar cualquier frecuencia parásita que pueda entrar de la lectura de datos. Para deducir el límite de operación de la diferencial deducimos valores IOP1 en función de IRT1 con una pendiente SLP como muestra la ecuación 6.5.

$$IOP1(IRT1) = SLP1 * IRT1 \quad 6,5$$

Donde:

IOP1 (IRT1) = Es el valor de la corriente de operación respecto a una corriente de restricción (IRT) en particular

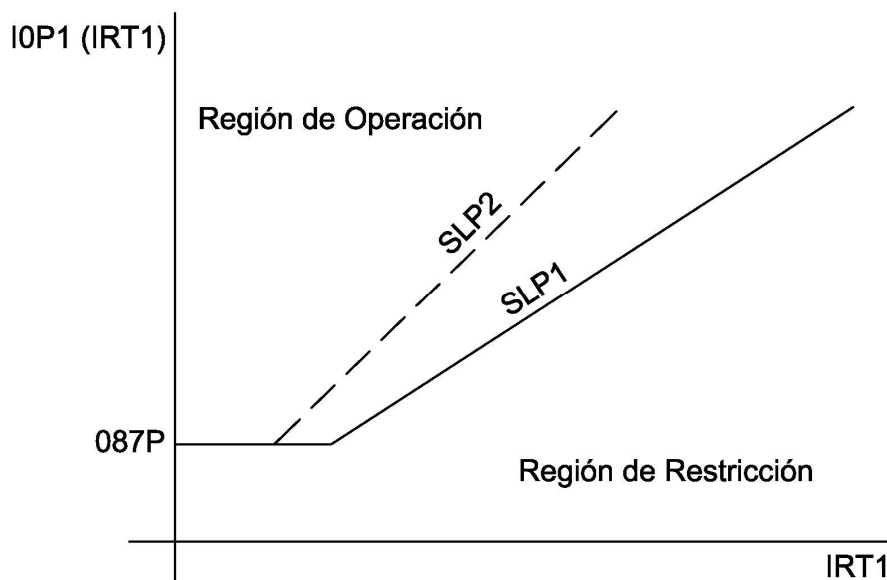
SLP1 = Pendiente de ajuste del relé diferencial

IRT1 = Corriente de restricción

En la figura 48 se observa el nivel O87P que es un valor de corriente de funcionamiento. Una corriente de operación (IOP1) superior al nivel O87P cae en la región de operación, como lo muestra en la misma figura. Pero esta región depende de la pendiente que se utilice. Hay dos configuraciones para definir la pendiente de operación, la pendiente 1 (SLP1) es efectiva para las fallas internas, y la pendiente 2 (SLP2) es efectiva para las fallas externas. Para cambiar los valores de pendiente, se hace desde las opciones avanzadas de configuración del relé, de lo contrario se aplica la configuración predeterminada que se muestra en la tabla XIII.

Cuando la lógica de detección de fallos detecta una condición de fallo externo, una variable interna CON1 cambia la pendiente diferencial de la pendiente 1 a la pendiente 2 para aumentar la seguridad y no actuar de una manera innecesaria.

Figura 48. **Regiones de acción de diferencial de barra**



Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. R.1.5

Tabla XIII. **Valores de ajustes predeterminados para diferencial de barra**

Ajuste	Elemento diferencial	Rango	Valor
O87P	Elemento Diferencial constante	0,1-4 pu	1,00 pu
SLP1	Pendiente 1	15-90%	60%
SLP2	Pendiente 2	15-90%	80%

Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. R.1.5

6.3.2.2. Ajustes de elemento direccional

El relé incluye elementos de dirección que proporcionan seguridad adicional a los elementos diferenciales durante fallas externas con fuertes condiciones de saturación de CT. El elemento direccional compara la dirección de la corriente de un terminal de referencia con la dirección de la corriente en todos los otros terminales de una misma zona. El relé determina los terminales con corriente de fase mayor que el umbral 50DSP y selecciona una de las corrientes mayores que el umbral 50DSP como referencia. El relé declara una condición de fallo interno (DE1F) cuando la dirección de la corriente en todos los terminales restantes coincide con la dirección de la corriente en el terminal de referencia. Los ajustes predeterminados se muestran en la tabla XIV.

Tabla XIV. **Valores de ajustes predeterminados de elemento direccional**

Ajuste	Elemento direccional	Rango	Valor
50DSP	Valor de referencia	0,05-3,0 pu	0,05 pu

Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. R.1.7

6.3.2.3. Ajustes para la lógica detección de falla

Como el elemento diferencial, el elemento detector de falla utiliza los valores instantáneos de las corrientes para calcular corrientes de operación (IOP1R) y de restricción (IRT1R) como se puede observar en la lógica de procesamiento de datos. Estos valores calculados se comparan con valores de ajuste RTDI y OPDI que se muestran en la tabla XV. En general la corriente de operación y restricción crecen simultáneamente para una falla interna, mientras que para una falla externa solamente la corriente de restricción se incrementa si no existe saturación en los CT.

$$IRT1R = |I01CR| + |I02CR|$$

$$IOP1R = |I01CR + I02CR|$$

Tabla XV. **Ajustes predeterminados para elemento detector de fallas**

Ajuste	Elemento direccional	Rango	Valor
RTDI	Incremento Corriente	0,1-10 pu	1,2 pu
OPDI	Incremento Corriente	0,1-10 pu	1,2 pu

Fuente: SEL-487B RELAY, Protection automation control, instruction manual, p. R.1.8.

6.4. Análisis de la operación de la protección

A continuación se realizan una serie de cálculos siguiendo el procedimiento de la lógica del relé, valuado con los datos correspondientes a los sistemas de barras de Panaluya.

6.4.1. Ajustes en Barra 138 kV

Si se tiene un banco trifásico de 3x35 MVA y la barra es de 138 kV la corriente nominal esperada será:

$$I = S / V\sqrt{3}$$

$$I = 3(35 \times 10^6) / (138 \times 10^3) \sqrt{3}$$

$$I = 439 \text{ A}$$

Con este valor de corriente se selecciona la relación máxima de CT del Modulo Pass M0 la cual es la mayor disponible:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{800}{5}$$

Para esta relación el valor de amperios secundarios para un valor de corriente máxima posible en el primario del CT es:

$$I_s = (I_p * N_s) / N_p$$

$$I_s = (439 * 5) / 800$$

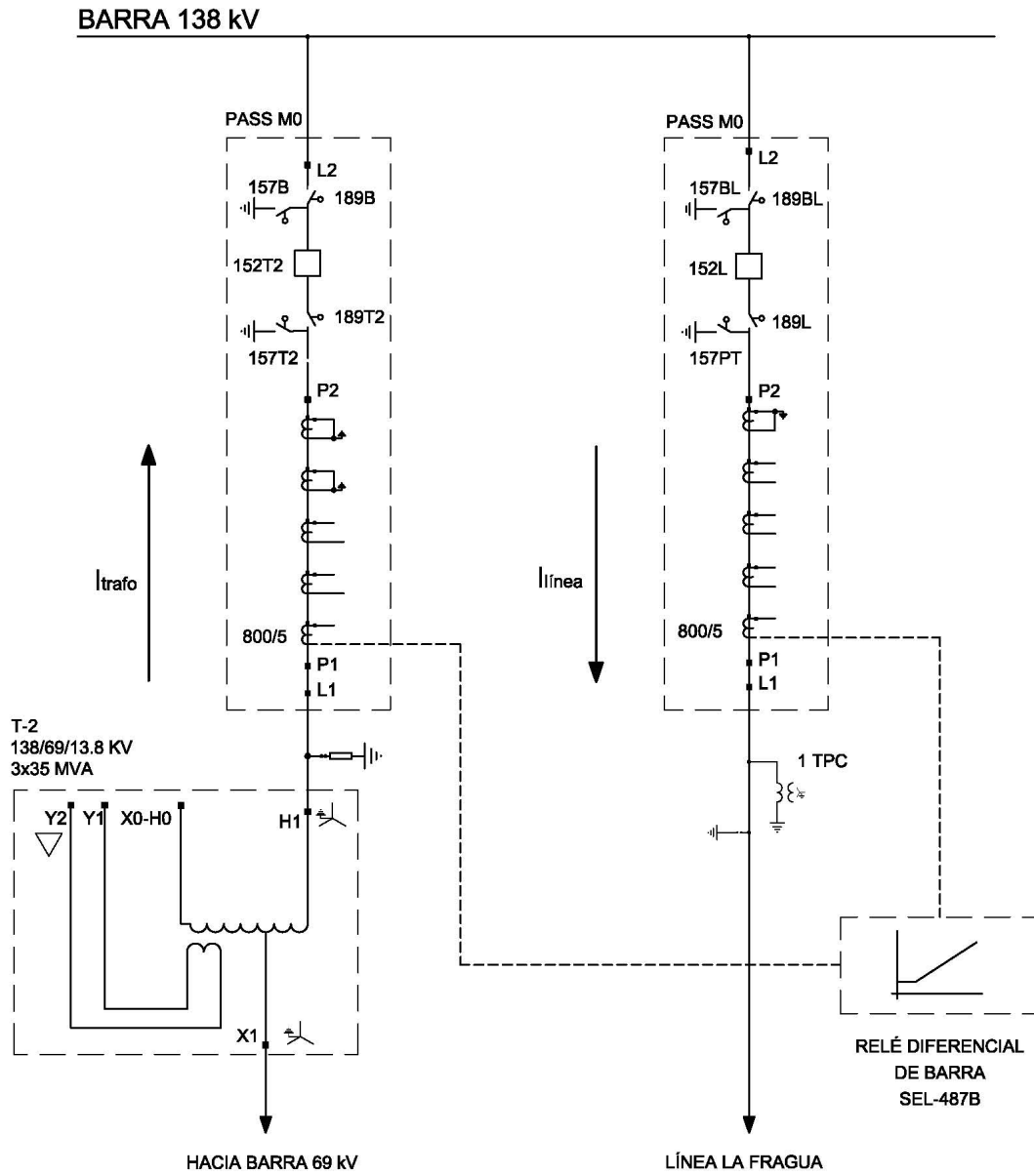
$$I_s = 2,74 \text{ A}$$

En la figura 49 se asume que el transformador aporta la corriente y la línea la suministra a la carga, por tanto las corrientes en forma convencional serian:

$$I_{\text{trafo}} = I_{01} = 2,74 \text{ A}$$

$$I_{\text{linea}} = I_{02} = - 2,74 \text{ A}$$

Figura 49. Flujo de corrientes convencionales en barras de 138kV



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

A continuación se calculan los valores de corriente en valores pu para el proceso interno del relé. El valor TAP según la fórmula 6.1 para el trafo y salida de línea sería:

$$TAP01 = (800 * 5) / 800$$

$$TAP01 = 5$$

$$TAP02 = (800 * 5) / 800$$

$$TAP02 = 5$$

La corriente en valores pu según formula 6.2:

$$I01CR = I01 / TAP01$$

$$I01CR = 2,74 / 5$$

$$I01CR = 0,548 \text{ pu}$$

$$I02CR = I02 / TAP02$$

$$I02CR = - 2.74 / 5$$

$$I02CR = - 0,548 \text{ pu}$$

El relé filtra los valores para evitar frecuencias indeseables dentro de la señal.

$$I01CF \approx I01CR$$

$$I01CF \approx 0,548$$

$$I02CF \approx I02CR$$

$$I02CF \approx -0,548$$

Calculo de valores IRT e IOP para estas condiciones de carga según formulas 6.3 y 6.4

$$\begin{aligned} IRT1 &= | | I01CF | + | I02CF | | \\ IRT1 &= | | 0,548 | + | -0,548 | | \\ IRT1 &= 1.10 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} IOP1 &= | I01CF + I02CF | \\ IOP1 &= | 0,548 + (-0,548) | \\ IOP1 &= 0 \end{aligned}$$

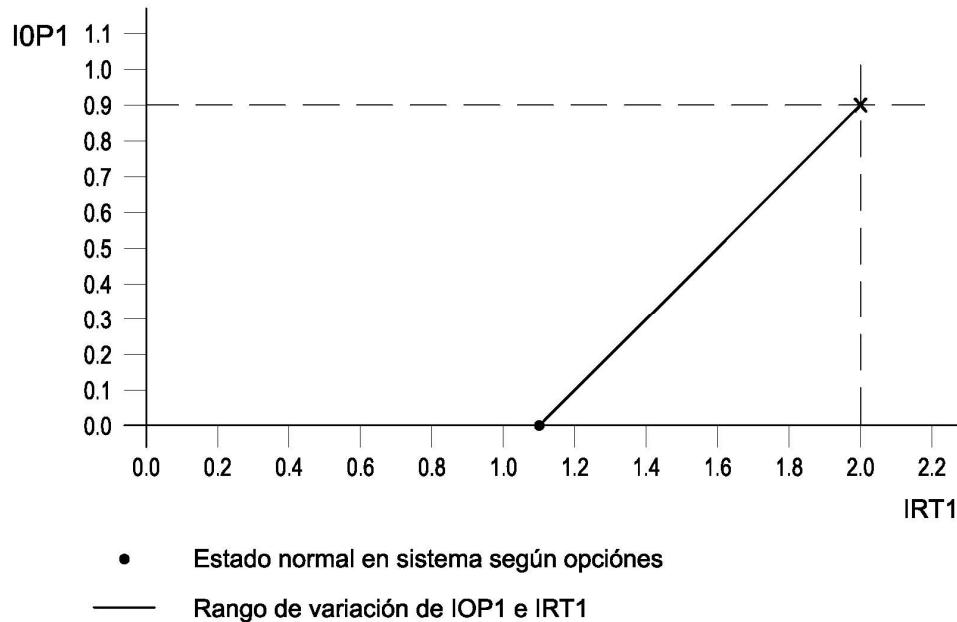
Estos valores representan las condiciones normales del sistema sin alteraciones por fallas. Con una variación del valor de I02 en condición normal hasta una mayor diferencia respecto con I01 se obtiene un rango de variación para IOP1 vr IRT1 mostradas en tabla XVI y graficados en la figura 50.

Tabla XVI. **Rango de variación para IOP1 e IRT1 en barra 138 kV**

I01	I02	IOP1	IRT1
2,75	-2,75	0,00	1,10
2,75	-3,75	0,20	1,30
2,75	-4,75	0,40	1,50
2,75	-5,75	0,60	1,70
2,75	-6,75	0,80	1.90
2,75	-7,25	0,90	2,00

Fuente: elaboración propia.

Figura 50. **Grafica de variación para IOP1 e IRT1 para barra 138kV**



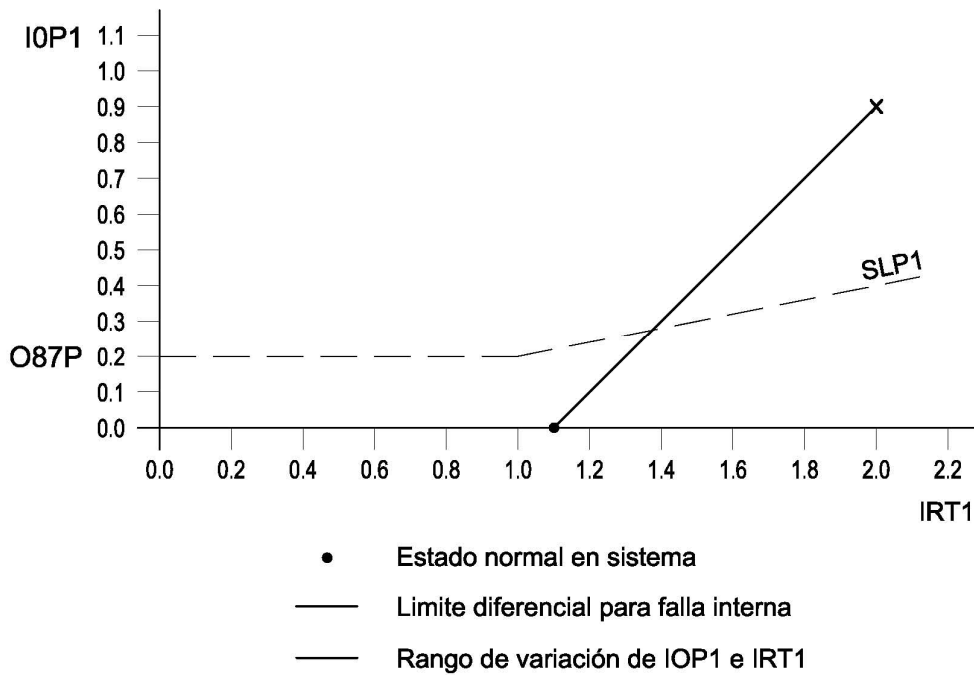
Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Al tener valores bajos de operación se necesitan ajustes bajos para mantener un rango aceptable y de seguridad. Los valores propuestos de ajuste en relé SEL-487B para la barra de 138kV son:

O87P = 0.20 pu
 TAP01 = 5.00 A
 TAP02 = 5.00 A
 SLP1 = 20.00 %

En la figura 51 se observa la gráfica del comportamiento IOP1 e IRT1 y los ajustes propuestos.

Figura 51. **Gráfica de límite diferencial y de ajustes**



Fuente: elaboración propia, con programa de dibujo Autocad 2012

Los valores del rango de operación que sobrepasen el límite diferencial formada por los ajustes, se toma como una falla interna por lo que hay que liberarla, si están por debajo del límite se toma como una falla externa o variaciones aceptables por funcionamiento.

6.4.1.1. **Otras condiciones de operación en barra 138 kV**

A continuación se muestra un conjunto de tablas y gráficas como ejercicio de posibles variaciones en el sistema, continuando con la convención de corrientes I01 como corriente inyectada a la barra e I02 como corriente de salida de la barra 138kV. Los incrementos son periódicos partiendo de un

estado balanceado con IOP = 0, hasta un valor distinto mayor que muestre una diferencia representativa al momento de evaluar los datos en terminales.

Condición 1: corrientes bajas como lectura en el secundario, lo cual da valores de IOP e IRT bajos.

Tabla XVII. **Variación de IOP e IRT condición 1**

I01	I02	IOP	IRT
1	-1	0,00	0,40
1	-1,2	0,04	0,44
1	-1,4	0,08	0,48
1	-1,6	0,12	0,52
1	-1,8	0,16	0,56
1	-2	0,20	0,60

Fuente: elaboración propia.

Condición 2: es la sugerida como normal para el arreglo instalado en la barra 138kV actualmente.

Tabla XVIII. **Variación de IOP e IRT condición 2**

I01	I02	IOP1	IRT1
2,75	-2,75	0,00	1,10
2,75	-3,75	0,20	1,30
2,75	-4,75	0,40	1,50
2,75	-5,75	0,60	1,70
2,75	-6,75	0,80	1,90
2,75	-7,25	0,90	2,00

Fuente: elaboración propia.

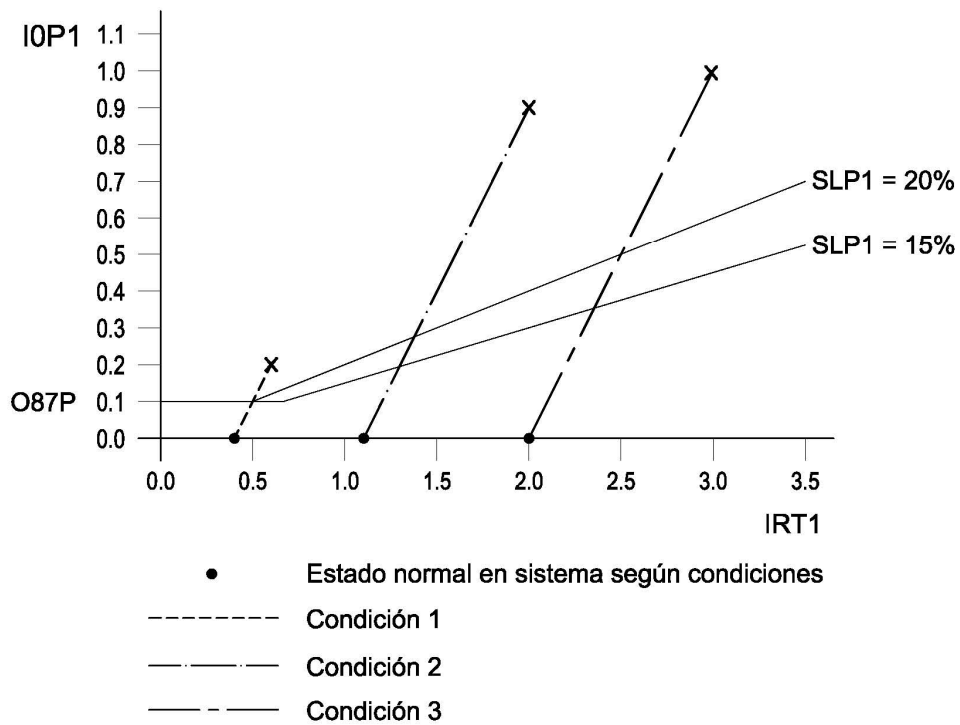
Condición 3: se analiza con una carga mayor que la normal para notar su comportamiento con respecto a las anteriores.

Tabla XIX. **Variación de IOP e IRT condición 3**

I01	I02	IOP	IRT
5	-5	0,00	2,00
5	-6	0,20	2,20
5	-7	0,40	2,40
5	-8	0,60	2,60
5	-9	0,80	2,80
5	-10	1,00	3,00

Fuente: elaboración propia.

Figura 52. **Ajustes de relé para distintas condiciones en barra 138kV**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

La figura 52 muestra gráficamente la variación que tienen los valores de IRT1 vr IOP1 para las condiciones anteriores. Se nota el incremento de valores y la necesidad de un reajuste cuando la condición normal supera $IRT1 = 2.0$. Se mantiene el umbral 087P pero se puede cambiar la pendiente SLP1 a 15% para que se mantenga una restricción baja de diferencial. La Subestación Panaluya en un futuro puede incrementar el número de campos conectados a la barra 138 kV, para esto el relé instalado cuenta con entradas de corriente disponibles para agregar cuatro campos a la protección diferencial de barra, en el caso que se desee incrementar mas campos en la barra será necesario un segundo relé que deberá ser acoplado con el ya presente.

6.4.2. Ajustes en barras 230 kV

Las barras de 230 kV son un punto importante de conexión para el sistema SIEPAC que interconecta eléctricamente los países centroamericanos. La subestación Panaluya forma parte del tramo que atraviesa Guatemala y en dichas barras se conectarán dos líneas las cuales aún se encuentran en construcción. Los tramos proyectados son:

San Agustin – Panaluya	65 km
Panaluya – San Buenaventura (Honduras)	73 km

Además la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica S.A., TRECSA, construirá un diámetro para una salida de línea como parte del plan de expansión de transporte, PET-1-2009:

Morales – Panaluya	102 km
--------------------	--------

Cada barra del arreglo es una zona distinta de protección por lo que los ajustes serán independientes para cada sección. El valor de corriente máxima se toma como punto de partida para analizar el comportamiento del transformador. Con un banco de transformador de 3x50MVA y barras de 230kV se tiene una corriente de:

$$I_t = S / V\sqrt{3}$$
$$I_t = 3(50 \times 10^6) / (230 \times 10^3) \times \sqrt{3}$$
$$I_t = 376 \text{ A}$$

La relación de CT calculada en el punto 5.4.1.1 para este valor de corriente en la salida primaria del trafo se encuentra entre los terminales 5s1 y 5s3 del CT:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{400}{5}$$

Con esta relación el valor de amperios secundarios para un valor de corriente máxima posible en el primario del CT de trafo es:

$$I_{st} = (I_p * N_s) / N_p$$
$$I_{st} = (376 * 5) / 400$$
$$I_{st} = 4,7 \text{ A}$$

Retomando los datos calculados en el punto 5.4.1.2 la corriente máxima de operación para las líneas San Buenaventura (I_{sL1}) y San Agustín (I_{sL2}) es;

$$I_{L1,2} = 979,98 \text{ A}$$

Para este valor de corriente la relación elegida en el CT de las líneas se encuentra entre los terminales 4s1 y 4s2:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{1\ 000}{5}$$

Con esta relación el valor de amperios secundarios para un valor de corriente máxima posible en el primario del CT de líneas es:

$$I_{s_{L1,2}} = (I_p * N_s) / N_p$$

$$I_{s_{L1,2}} = (979,98 * 5) / 1\ 000$$

$$I_{s_{L1,2}} = 4,89\ A$$

Retomando los datos calculados en el punto 5.4.1.3 la corriente máxima de operación para la línea Morales (I_{L3}) es;

$$I_{L3} = 1\ 098,72\ A$$

Para este valor de corriente la relación elegida en el CT de línea se encuentra entre los terminales 4s1 y 4s3:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{1\ 600}{5}$$

Con esta relación el valor de amperios secundarios para un valor de corriente máxima posible en el primario del CT de línea es:

$$I_{s_{L3}} = (I_p * N_s) / N_p$$

$$I_{s_{L3}} = (1\ 098,72 * 5) / 1\ 600$$

$$I_{s_{L3}} = 3,43\ A$$

Se asume una dirección del flujo de corriente, considerando las derivaciones asociadas a cada barra:

Tabla XX. **Flujo de corrientes secundarias asumidas en barras de 230kV**

Barra	I_p	Derivación	Dirección	Signo	Valor (A)
B1	I_t	Transformador	Sale de B1	-	$I_{S_t} = -4,7$
B1	I_{L1}	L. San Buenaventura	Hacia B1	+	$I_{S_{L1}} = 4,89$
B2	I_{L2}	L. San Agustín	Hacia B2	+	$I_{S_{L2}} = 4,89$
B2	I_{L3}	L. Morales	Sale de B2	-	$I_{S_{L3}} = -3,43$

Fuente: elaboración propia.

Se calculan los valores de corriente en valores pu para el proceso interno del relé. Se utiliza la característica del relé de baja impedancia, la cual admite CT's con distinta relación y por medio del valor TAP logra compensar las diferencias para que puedan ser procesados. Si conectamos los secundarios de los CT's al rele designamos para cada señal de corriente una entrada del relé que serian:

Transformador:	$I_{S_t} = I_{01}$
L. San Buenaventura:	$I_{S_{L1}} = I_{02}$
L. San Agustín:	$I_{S_{L2}} = I_{03}$
L. Morales:	$I_{S_{L3}} = I_{04}$

El valor TAP según la fórmula 6.1 para el transformador y salidas de líneas lo deducimos de la siguiente manera, sabiendo el CT conectado con mayor relación de vueltas es el de línea Morales ($I_{S_{L3}}$) con 1600/5:

$$TAP01_{(trafo)} = (1\ 600 * 5) / 400$$

$$TAP01_{(trafo)} = 20$$

$$TAP03_{(L2)} = (1\ 600 * 5) / 1000$$

$$TAP03_{(L2)} = 8$$

$$TAP02_{(L1)} = (1\ 600 * 5) / 1000$$

$$TAP02_{(L1)} = 8$$

$$TAP04_{(L3)} = (1\ 600 * 5) / 1\ 600$$

$$TAP04_{(L3)} = 5$$

Una vez deducidos los valores de TAP para cada derivación se determinan las corrientes InnCR en valores pu según fórmula 6.2.

$$I01CR_{(trafo)} = I01 / TAP01$$

$$I01CR_{(trafo)} = - 4,7 / 20$$

$$I01CR_{(trafo)} = - 0,235\ pu$$

$$I03CR_{(L2)} = I03 / TAP03$$

$$I03CR_{(L2)} = 4,89 / 8$$

$$I03CR_{(L2)} = 0,611\ pu$$

$$I02CR_{(L1)} = I02 / TAP02$$

$$I02CR_{(L1)} = 4,89 / 8$$

$$I02CR_{(L1)} = 0,611\ pu$$

$$I04CR_{(L3)} = I04 / TAP04$$

$$I04CR_{(L3)} = - 3,43 / 5$$

$$I04CR_{(L3)} = - 0,687\ pu$$

Para evitar que al relé entren señales con frecuencias fuera de las relacionados con las señales de corriente de los secundarios de los CT's conectados, el relé filtra los valores de entrada.

$$I01CF_{(trafo)} \approx I01CR_{(trafo)}$$

$$I01CF_{(trafo)} \approx - 0,235\ pu$$

$$I03CF_{(L2)} \approx I03CR_{(L2)}$$

$$I03CF_{(L2)} \approx 0,611\ pu$$

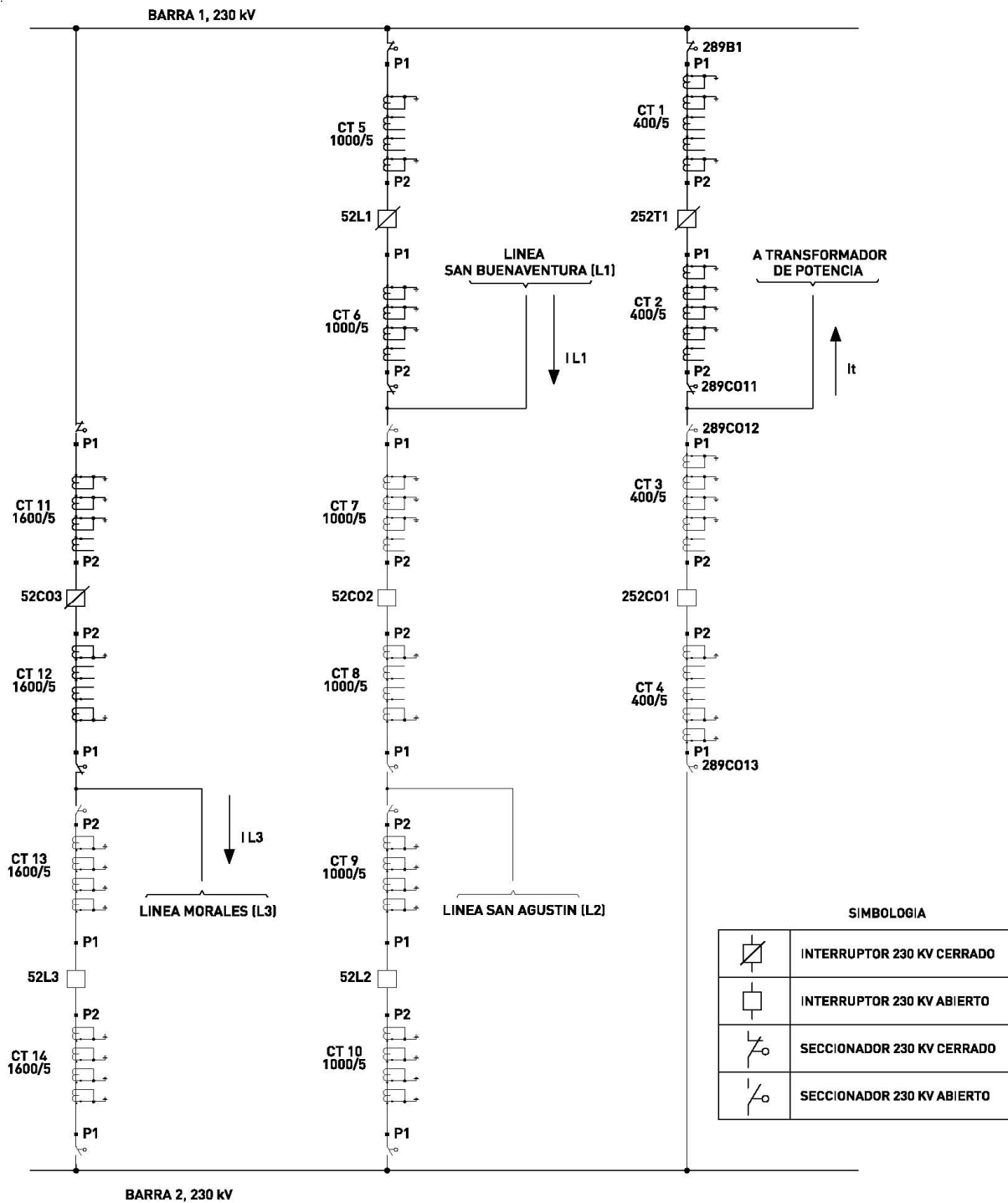
$$I02CF_{(L1)} \approx I02CR_{(L1)}$$

$$I02CF_{(L1)} \approx 0,611\ pu$$

$$I04CF_{(L3)} \approx I04CR_{(L3)}$$

$$I04CF_{(L3)} \approx - 0,687\ pu$$

Figura 53. Derivaciones conectadas a barra 1 230 kV



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

6.4.2.1. Ajustes en barra 1 230 kV

Con los valores filtrados se realizan los cálculos de corriente en el relé, considerando las derivaciones conectadas a la barra 1, que incluyen según el diagrama unifilar de la figura 53:

- Transformador de potencia (It)
- Salida Línea Buenaventura (IL1)
- Salida Línea Morales (IL3)

IRT e IOP para estas condiciones de carga según formulas 1.3 y 1.4 son:

$$\begin{aligned} IRT1 &= \left| \left| I01CF_{(trafo)} \right| + \left| I02CF_{(L1)} \right| + \left| I04CF_{(L3)} \right| \right| \\ IRT1 &= \left| \left| - 0,235 \right| + \left| 0,611 \right| + \left| - 0,687 \right| \right| \\ IRT1 &= 1,534 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} IOP1 &= \left| I01CF_{(trafo)} + I02CF_{(L1)} + I04CF_{(L3)} \right| \\ IOP1 &= \left| (- 0,235) + (0,611) + (- 0,687) \right| \\ IOP1 &= 0,309 \end{aligned}$$

En la tabla XXI se muestran datos del sistema con base en los valores deducidos anteriormente. Con sombra gris aparecen los valores máximos de operación calculados, la primera línea en cambio representa valores del sistema en equilibrio es decir de operación normal. Como ejercicio se varía la corriente primaria IL3 por ser la de mayor capacidad. Al incrementar el valor de IL3 varia el secundario I_{sL3} que es el valor de entrada de relé I04 desde condición normal hasta una mayor diferencia respecto con I01 e I02, la corriente del trafo y L1 respectivamente, con esto se obtiene un rango de valores para IOP1 vr IRT1.

Tabla XXI. **Rango de variación para IOP1 e IRT1 Barra 1 230 kV**

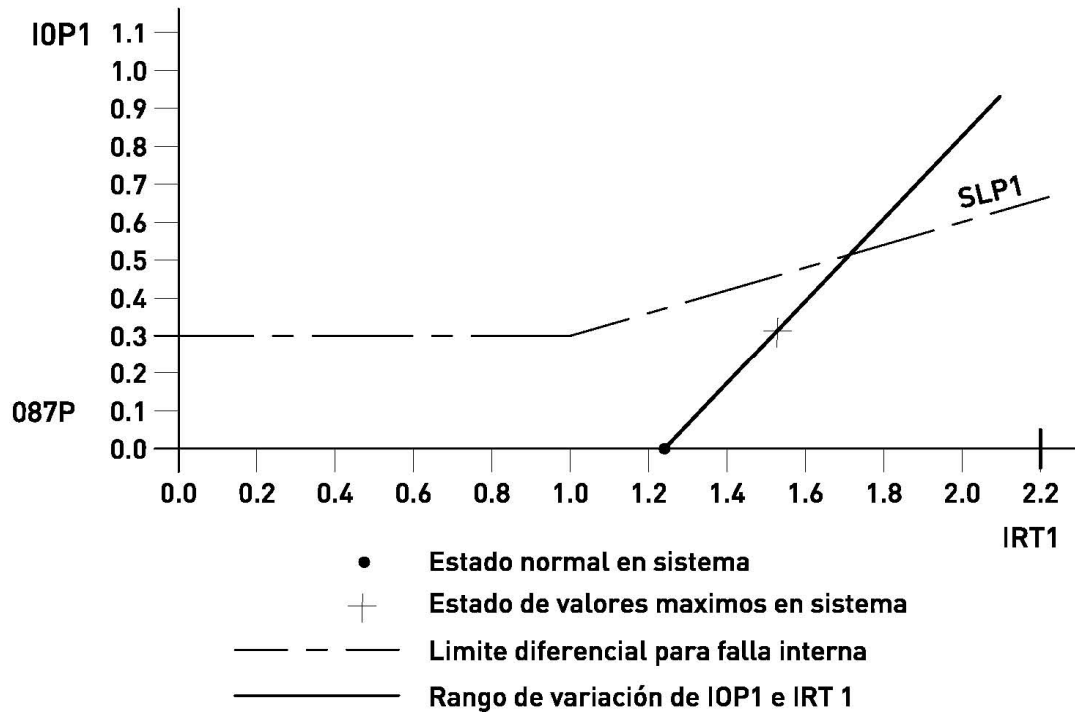
It	II1	II3	I01	I02	I04	I01CF	I02CF	I04CF	IOP1	IRT1
-376	979,98	-598,72	-4,700	4,900	-1,871	-0,235	0,612	-0,374	0,003	1,222
-376	979,98	-698,72	-4,700	4,900	-2,184	-0,235	0,612	-0,437	0,059	1,284
-376	979,98	-798,72	-4,700	4,900	-2,496	-0,235	0,612	-0,499	0,122	1,347
-376	979,98	-898,72	-4,700	4,900	-2,809	-0,235	0,612	-0,562	0,184	1,409
-376	979,98	-998,72	-4,700	4,900	-3,121	-0,235	0,612	-0,624	0,247	1,472
-376	979,98	-1098,72	-4,700	4,900	-3,434	-0,235	0,612	-0,687	0,309	1,534
-376	979,98	-1198,72	-4,700	4,900	-3,746	-0,235	0,612	-0,749	0,372	1,597
-376	979,98	-1298,72	-4,700	4,900	-4,059	-0,235	0,612	-0,812	0,434	1,659
-376	979,98	-1398,72	-4,700	4,900	-4,371	-0,235	0,612	-0,874	0,497	1,722
-376	979,98	-1498,72	-4,700	4,900	-4,684	-0,235	0,612	-0,937	0,559	1,784
-376	979,98	-1598,72	-4,700	4,900	-4,996	-0,235	0,612	-0,999	0,622	1,847

Fuente: elaboración propia.

La figura 54 es una grafica de la variación de los valores de corriente de operación IOP1 y de restricción IRT1, que indica el punto de inicio y un punto medio de funcionamiento normal. Se observa que los niveles de operación normal son de valor bajo por lo tanto los ajustes tendrán que ser bajos para mantener un rango aceptable y de seguridad. Para la barra 1 se proponen los siguientes valores de ajustes.

O87P = 0,30 pu
TAP01 = 20,00 A
TAP02 = 8,00 A
TAP04 = 5,00
SLP1 = 30,00 %

Figura 54. **Gráfica de limite diferencial o de ajustes para barra 1 230 kV**



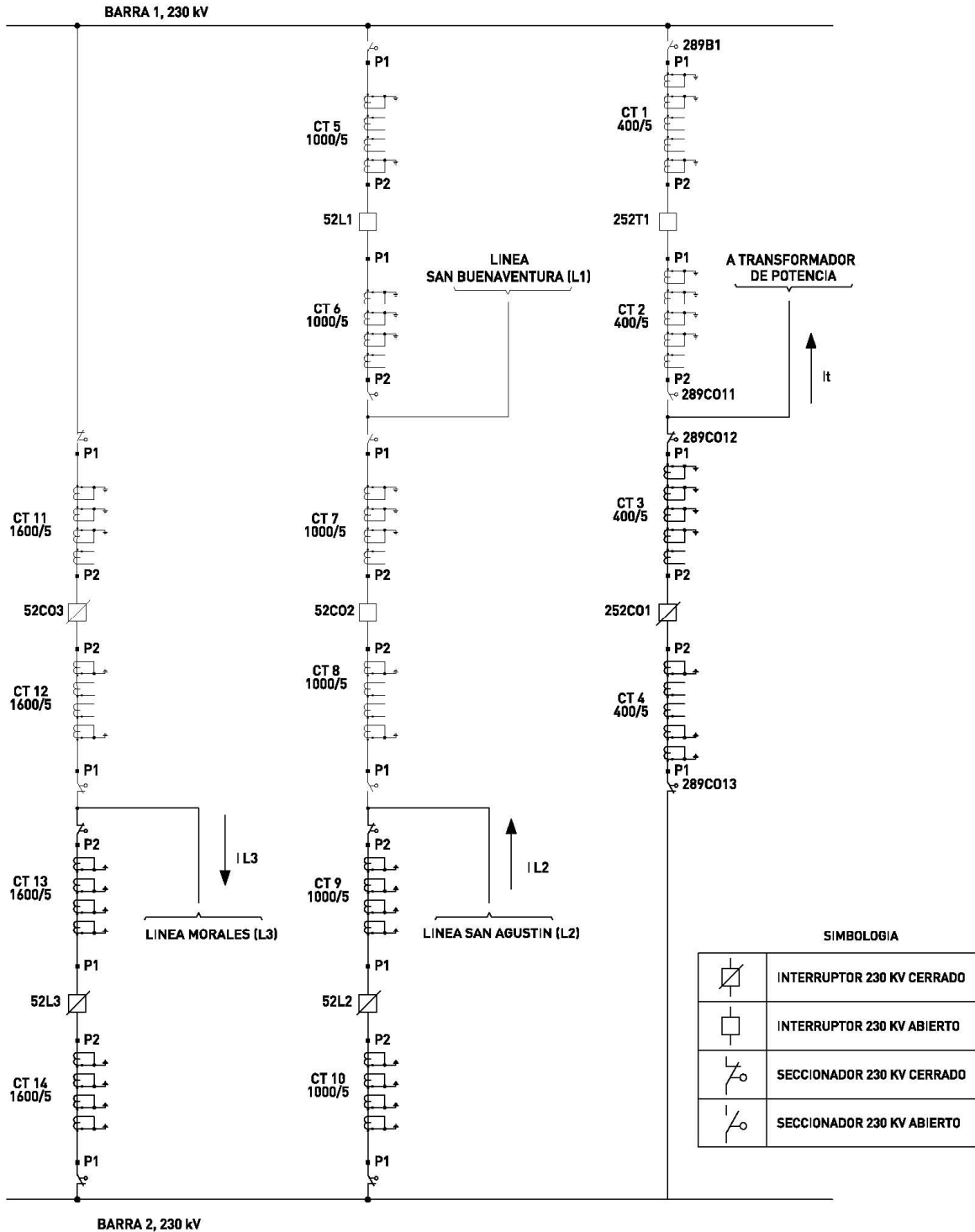
Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Los valores del rango de operación que sobrepasen el límite diferencial en la figura 57, se toma como una falla interna por lo que hay que liberarla, si están por debajo del límite se toma como una falla externa o variaciones aceptables por funcionamiento.

6.4.2.2. Ajustes en barra 2 230 kV

Para considerar los ajustes de la barra 2 es necesario tener desconectadas las cargas que se relacionan directamente con la barra 1 y dejar solamente las que dependen directamente de las barra 2, de esta manera se analiza el sistema realizando los cálculos de corriente en el relé, y asumiendo direcciones de flujo como lo indica la figura 55.

Figura 55. Derivaciones conectadas a barra 2 230 kV



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Como en la barra 1, para la barra 2 en la Tabla XXII se muestran datos del sistema con base en los valores de IRT1 e IOP1. Con sombra gris aparecen los valores máximos de operación calculados, la primera línea en cambio representa valores del sistema en equilibrio es decir de operación normal. Como ejercicio se varía la corriente I_{L3} por ser la de mayor capacidad. Calculo de valores IRT e IOP para condiciones de carga según formulas 1.3 y 1.4

$$IRT1 = | | I01CF_{(trafo)} | + | I03CF_{(L2)} | + | I04CF_{(L3)} | |$$

$$IRT1 = | | -0,235 | + | 0,611 | + | - 0,687 | |$$

$$IRT1 = 1,534$$

$$IOP1 = | I01CF_{(trafo)} + I03CF_{(L2)} + I04CF_{(L3)} |$$

$$IOP1 = | (-0,235) + (0,611) + (- 0,687) |$$

$$IOP1 = 0,309$$

Tabla XXII. **Rango de variación para IOP1 e IRT1 barra 2 230 kV**

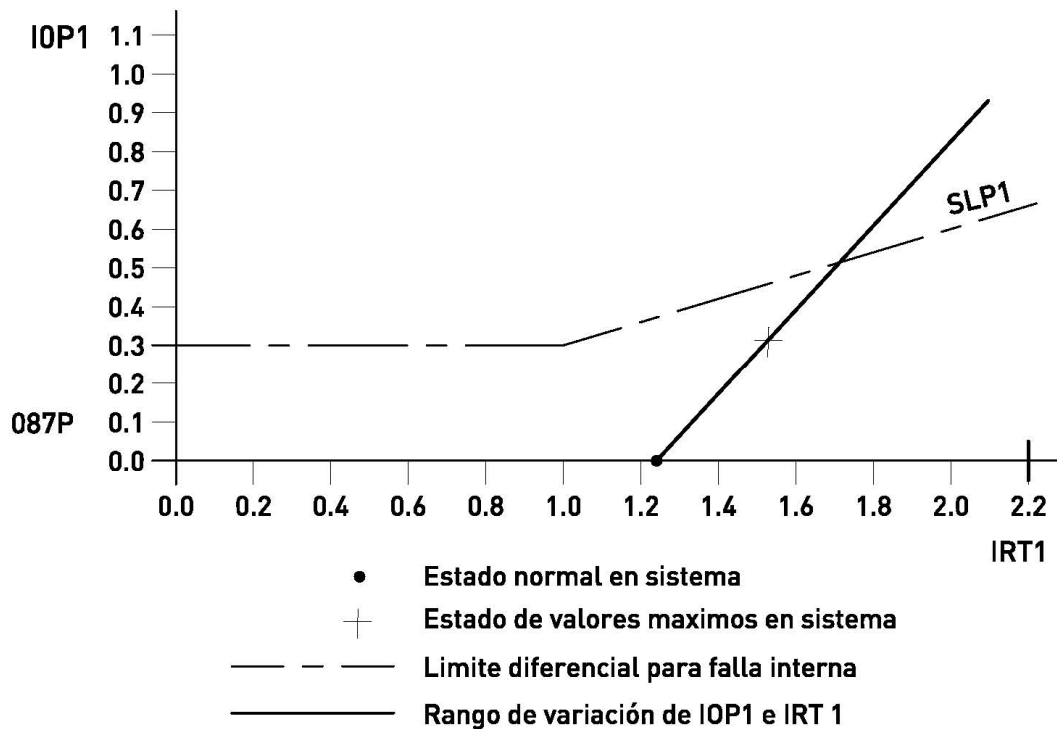
It	I _{L2}	I _{L3}	I ₀₁	I ₀₃	I ₀₄	I _{01CF}	I _{03CF}	I _{04CF}	IOP1	IRT1
-376	979,98	-598,72	-4,700	4,900	-1,871	-0,235	0,612	-0,374	0,003	1,222
-376	979,98	-698,72	-4,700	4,900	-2,184	-0,235	0,612	-0,437	0,059	1,284
-376	979,98	-798,72	-4,700	4,900	-2,496	-0,235	0,612	-0,499	0,122	1,347
-376	979,98	-898,72	-4,700	4,900	-2,809	-0,235	0,612	-0,562	0,184	1,409
-376	979,98	-998,72	-4,700	4,900	-3,121	-0,235	0,612	-0,624	0,247	1,472
-376	979,98	-1098,72	-4,700	4,900	-3,434	-0,235	0,612	-0,687	0,309	1,534
-376	979,98	-1198,72	-4,700	4,900	-3,746	-0,235	0,612	-0,749	0,372	1,597
-376	979,98	-1298,72	-4,700	4,900	-4,059	-0,235	0,612	-0,812	0,434	1,659
-376	979,98	-1398,72	-4,700	4,900	-4,371	-0,235	0,612	-0,874	0,497	1,722
-376	979,98	-1498,72	-4,700	4,900	-4,684	-0,235	0,612	-0,937	0,559	1,784

Fuente: elaboración propia.

Al incrementar el valor de I_{L3} cambia el valor de I_{O4} , desde condición normal hasta una mayor diferencia respecto con I_{O1} e I_{O3} , con esto se obtiene un rango de valores para I_{OP1} vs I_{RT1} mostrado gráficamente en la figura 59. Se observa que los niveles de operación normal son de valor bajo por lo tanto los ajustes tendrán que ser bajos para mantener un rango aceptable y de seguridad. Para la barra 2 se proponen los siguientes valores de ajustes.

O87P = 0,30 pu
TAP01 = 20,00 A
TAP02 = 8,00 A
TAP04 = 5,00
SLP1 = 30,00 %

Figura 56. **Gráfica de limite diferencial o de ajustes para barra 2 230 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012.

Los valores del rango de operación que sobrepasen el límite diferencial en la figura 56, se toma como una falla interna por lo que hay que liberarla, si están por debajo del límite se toma como una falla externa o variaciones aceptables por funcionamiento. Como comentario importante se destaca que con las bahías conectadas hasta el momento el comportamiento de las barras 1 y 2 es muy similar pues las cargas que comparten se distribuyen de una manera uniforme, esto ha de ir cambiando en el momento que se vayan agregando bahías a las barras.

6.4.2.3. Otras condiciones de operación en barras 230 kV

Condición 1: a continuación se muestra tabla y gráfica como ejercicio de posibles variaciones en el sistema de barra 1 230 kV. En esta opción además de considerar los campos ya definidos se incrementa una entrada de corriente asumida como fuente de potencia I0CF5.

Tabla XXIII. **Variación de IOP e IRT para incremento de potencia barra 1**

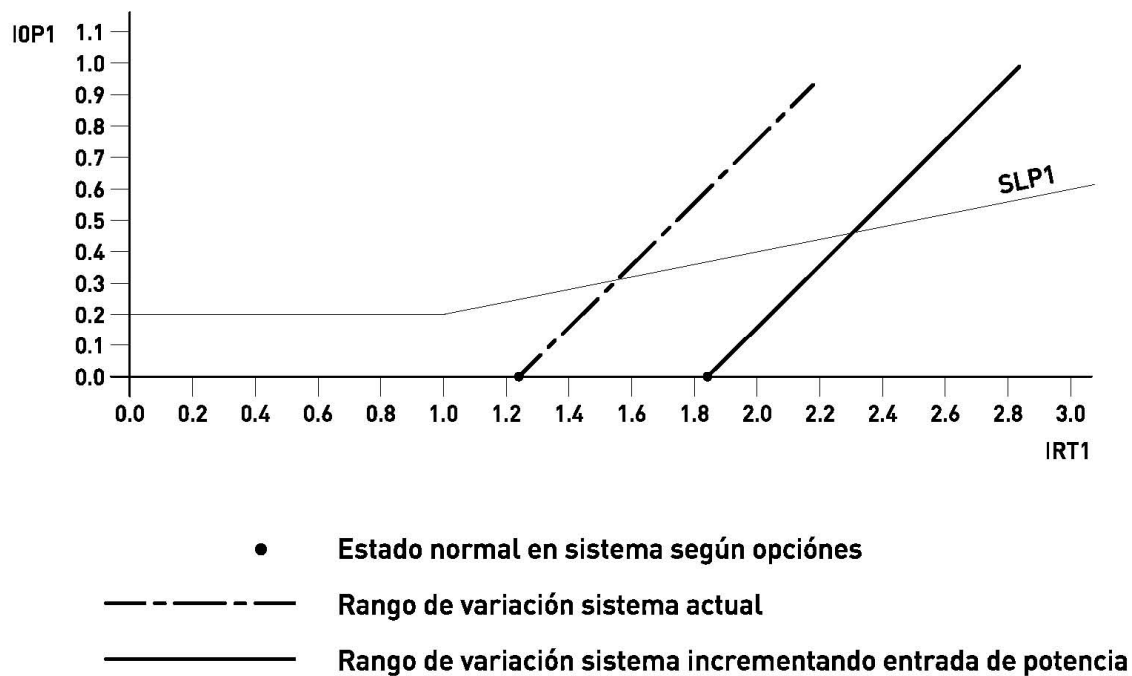
I01CF	I02CF	I04CF	I05CF	IOP	IRT
-0,235	0,612	-0,687	0,313	0,003	1,847
-0,235	0,612	-0,812	0,313	0,122	1,972
-0,235	0,612	-0,937	0,313	0,247	2,097
-0,235	0,612	-1,062	0,313	0,372	2,222
-0,235	0,612	-1,187	0,313	0,497	2,347
-0,235	0,612	-1,312	0,313	0,622	2,472
-0,235	0,612	-1,437	0,313	0,747	2,597
-0,235	0,612	-1,562	0,313	0,872	2,722

Fuente: elaboración propia.

Valores propuestos de ajuste en relé SEL-487B

O87P = 0,20 pu
TAP01 = 20,00 A
TAP02 = 8,00 A
TAP04 = 5,00
TAP05 = 5,00
SLP1 = 20,00 %

Figura 57. **Ajustes para incremento de potencia en barra 1 230 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de dibujo Autocad 2012.

Con el ejercicio anterior se puede observar según la gráfica de la figura 57, que incrementar una fuente de potencia a la barra desplaza el valor de IRT1 hacia valores más grandes lo que hace modificar los ajustes también pero a valores más bajos, esto debido a que la pendiente debe cubrir los puntos de

operación normal pero sin dejar un rango muy amplio que provoque que la protección nunca se active.

Condición 2: a continuación se muestra tabla y gráfica como ejercicio de posibles variaciones en el sistema de barra 2 230 kV. Si al contrario de la barra 1 en la barra 2 se conecta una salida de línea I06CF que tomamos como carga podemos tener la siguiente variación.

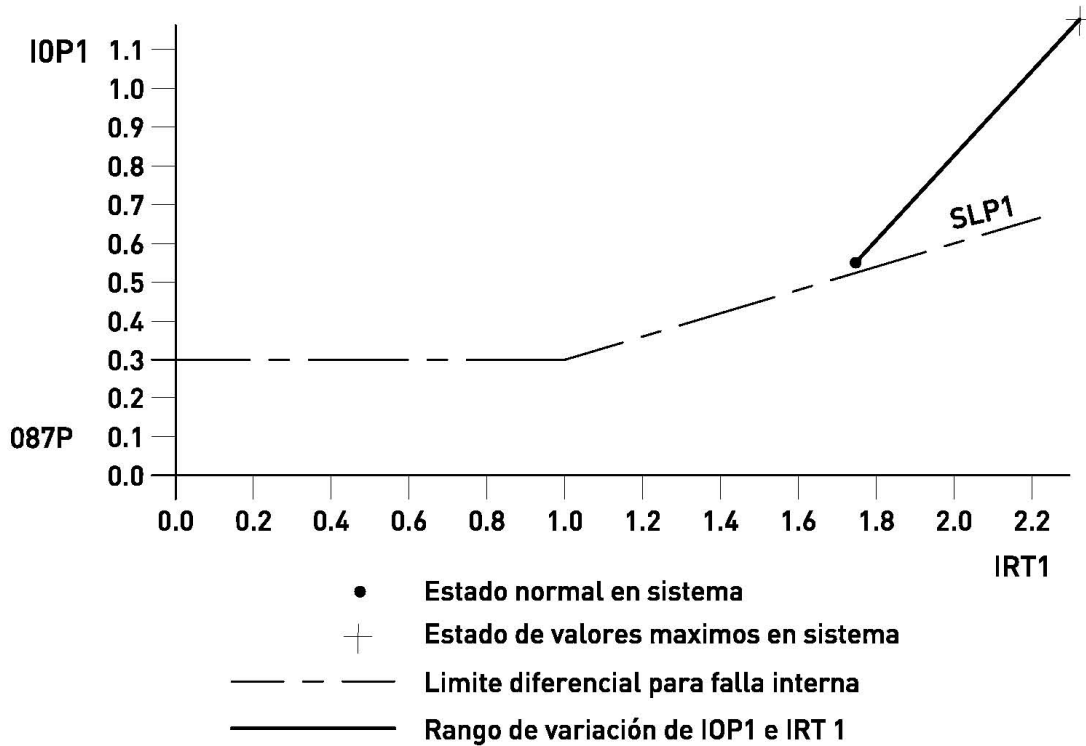
Tabla XXIV. **Variación de IOP e IRT para incremento de carga barra 2**

I01CF	I02CF	I04CF	I06CF	IOP	IRT
-0,235	0,612	-0,687	-0,234	0,544	1,769
-0,235	0,612	-0,812	-0,234	0,669	1,894
-0,235	0,612	-0,937	-0,234	0,794	2,019
-0,235	0,612	-1,062	-0,234	0,919	2,144
-0,235	0,612	-1,187	-0,234	1,044	2,269
-0,235	0,612	-1,312	-0,234	1,169	2,394
-0,235	0,612	-1,437	-0,234	1,294	2,519
-0,235	0,612	-1,562	-0,234	1,419	2,644
-0,235	0,612	-1,687	-0,234	1,544	2,769

Fuente: elaboración propia, tabla de Word 2010.

En la gráfica en la figura 58 se deduce es que al existir más carga que fuentes de potencia el sistema sufre un desbalance ya que su estado normal sobrepasa los rangos de ajustes, lo que está indicando que se detectará una falla al no encajar en los términos que consideramos como aceptables.

Figura 58. Gráfica y ajustes para corrientes bajas en barra 2 230 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de dibujo Autocad 2012

Cada barra de 230 kV es una zona de protección, independiente una de la otra. Actualmente es suficiente un relé para llevar a cabo la protección de ambas barras, sin embargo para un futuro crecimiento es necesario reconfigurar la protección diferencial de barras, incluyendo un segundo relé.

CONCLUSIONES

1. Las fallas son, eventos que comprometen el funcionamiento adecuado de las subestaciones, por lo tanto el sistema de protecciones debe contar con características especiales como confiabilidad, rapidez y selectividad.
2. Los transformadores de corriente son elementos sensores a utilizar para la protección diferencial de barras y los de construcción tipo dona son los más utilizados en los sistemas de protección por su menor dispersión de campo magnético.
3. Los transformadores de corriente pueden dar lecturas erróneas, debido al inconveniente de la saturación en los núcleos, sin embargo, esto se ha ido compensado con la rapidez de actuación de los relés.
4. La protección diferencial de barras funciona siguiendo lo propuesto por la ley de corrientes de Kirchhoff: la suma de todas las corrientes que pasan por un nodo es igual a cero. Cuando detecta magnitudes fuera de rango para las barras de la subestación, envía la señal de apertura de interruptores liberando así la falla y evitando daños o interrupciones de servicio.

5. La Subestación Panaluya es un punto de interconexión muy importante para el sistema nacional interconectado (SNI), ya que es parte del llamado anillo oriental en 138 kV y del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), en 230kV que une los países centroamericanos, beneficiando con robustez y confiabilidad el sistema eléctrico regional.
6. Los relés especificados para la protección diferencial de barras de la Subestación Panaluya son los relés de baja impedancia SEL 487B con capacidad para 18 entradas de corriente y 6 zonas de protección.
7. La barra de 138 kV que conecta una bahía de transformador y una salida de línea está protegida con una configuración de relé único con sus entradas agrupadas por fase, lo que también sugiere una conexión con tres relés en un futuro, por el momento se utiliza una zona de protección.
8. Las barras de 230 kV conectan una bahía de transformador y tres salidas de línea están protegidas con una configuración de relé único con dos zonas de protección, una para cada barra.
9. Los ajustes limitan por medio de la pendiente SLP1 los valores de IOP1 e IRT1 para que en un rango fuera del normal la protección se active ordenando disparo a interruptores para liberar la falla.
10. Los cálculos hechos en el capítulo 6 sugieren ajustes del relé cuando el incremento de las corrientes por fallas representara variaciones en IOP1 e IRT1.

11. Los ejercicios realizados como otras condiciones para las barras de la subestación, generalizan el comportamiento de incrementos de demanda de corriente a través de otras líneas o bien de inyección de potencia proveniente de algún punto de generación. En cualquier caso, las medidas a tomar será el reajuste de la protección, su punto de umbral (O87P) o la pendiente diferencial (SLP1), para que el rango de operación sea acorde a las nuevas situaciones del sistema.

RECOMENDACIONES

1. Debido a que existe variedad de fallas en un sistema de potencia es de utilidad hacer un registro de éstas y de las posibles causas que las provocaron, realizando un cuadro de relaciones que ayude a vincular en base a la experiencia, causas y efectos.
2. Cuando se requiera la elección de un relé de protección se debe considerar las exigencias de la instalación donde se utilizará, considerando que el relé tendrá ciertos límites que no deben ser superados para no incurrir en fallas que puedan dañarlo.
3. Dado que los transformadores de corriente forman la parte primaria de una protección, pues son los que proporcionan la información del comportamiento de la corriente en el sistema, deben ser seleccionados basados en las condiciones en las que van a operar, para que no tengan pérdidas o lecturas erróneas debido a saturación del núcleo por un mal dimensionamiento o mala instalación.
4. La red de transporte de energía eléctrica de Guatemala está creciendo a un ritmo importante. Para mantener un sistema de protección confiable es obligatorio un constante chequeo de la coordinación y ajustes de las protecciones, y estar consientes que cualquier cambio en líneas y subestaciones, debe ser acompañado de modificaciones a dicha coordinación y ajustes de cada uno de los relés involucrados.

5. Debido que al conectar todas las bahías de 230 kV al relé SEL 487B (Transformador, L. San Buenaventura, L. San Agustín y L. Morales) se utiliza la totalidad de las entradas del mismo, cuando se requiera proteger otras bahías adicionales, es necesario agregar un segundo relé SEL 487B y cambiar la configuración actual (redistribuir las señales de corriente, disparos, bloqueos, cambio de ajustes en el relé, coordinación de protecciones, etc), para el correcto funcionamiento de la protección diferencial de barras.

6. En el caso que sigan aumentando las bahías de 230 kV, el siguiente paso es migrar a una configuración de 3 relés, (en donde el relé 1 recibe las corrientes de las fases R de todas las bahías; y los relés 2 y 3 reciben las corrientes de las fases S y T, respectivamente, de todas las bahías) en la cual se podrá proteger hasta 18 bahías en total.

BIBLIOGRAFÍA

1. BEHRENDT, Ken; COSTELLO, Dave; ZOCHOLL, Stan, *Considerations for Using High-Impedance or Low-Impedance Relays for Bus Differential Protection*. Spokane, WA: Schweitzer Engineering Laboratories. 2008. 14 p.
2. CARRILLO CAICEDO, Gilberto. *Protecciones eléctricas*. Bucaramanga: Facultad de Ingeniería Físico Mecánicas, Universidad Industrial de Santander, 2007. 214 p.
3. COMITÉ DE OPERACIONES ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE PERÚ. *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. Perú: Comité de operaciones económica del sistema Interconectado Nacional de Perú. 2005. 92 p.
4. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. 2ª ed. Mexico D.F.: Limusa, Grupo Noriega Editores. 2003. 520 p.
5. HOROWITZ, Stanley H; PHADKE, Arun G. *Power System Relaying*. 3a ed. England: John Wiley & Sons, Ltd. 2008. 309 p.
6. LES HEWITSON, Brown Mark. *Practical Power Systems Protection*. Oxford: Series editor: Steve Mackay: 2004. 227 p.

7. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando, Empresa Eléctrica de Guatemala, *Elementos de Protección de Sistemas de Potencia*, (EEGSA), Guatemala: Sergráfica, 2005. 169 p.
8. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de Sistemas Eléctricos*, Colombia: Universidad Nacional de Colombia Manizales, 2003. 638 p.
9. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *Protection Automation Control Instruction Manual PM487B-01*. Spokane, WA: Schweitzer Engineering Laboratories. 2009. 992 p.
10. TAMASCO AMADOR, Renzo. *Protecciones eléctricas*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2007. 48 p.

APÉNDICES

Tabla A-1. **Características de operación PASS M0:**

Descripción	Valores
Tensión Nominal:	145 kV
Tensión soportada al impulso kV	650
Frecuencia nominal	60 Hz
Intensidad Nominal	2 500 A
Intensidad de corta duración 1s	40 kA
Intensidad de cierre (cresta)	104 kA

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-2. **Características de operación Banco de transformación
138/69/13,8 kV**

Descripción	Valores
Potencia	35/30 MVA
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Construcción	Capacitivo
Instalación	Intemperie
Conexión	Fase a tierra
Número de devanados secundarios	2
Clase de devanados para medición	0,3Z
Clase de devanados para protección	0,3Z
Devanados independientes medición - protección	Si
Factor de sobrevoltaje continuo (mínimo)	1,2
Nivel básico de aislamiento (1.2*50 ps)	1 050 kV
Distancia mínima de los aisladores (referencia a	25 mm/kV
Indicador de nivel de aceite	Si
Número de fases	3
Frecuencia nominal	60 Hz
Voltaje en alta tensión	138 kV
Voltaje en baja tensión	69 kV
Grupo de conexión	Estrella -
Indicador del nivel de aceite	Si
Altura de operación	1000 msnm
Norma	IEC
Cantidad	3

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-3. **Características de Interruptor de potencia 230 kV**

Descripción	Valores
Aislamiento interno y extinción de arco	SF6 ASTM
No. de polos	3
Accionamiento	Resortes
Tipo de operación para fallas en el sistema	Trifásica
Instalación	Intemperie
Tensión nominal	230 kV
Tensión máxima admisible	245 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente permanente	1250 A
Corriente nominal de ruptura	40 kA
Nivel básico de aislamiento	1 050 kV
Número de contactos auxiliares reversibles NA	10
Número de contactos auxiliares reversibles NC	10
Voltaje de operación del mecanismo de apertura y	125 VCC
Doble sistema de disparo independiente	Si
Normas	IEC
Cantidad	4

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-4. **Características de Seccionador de potencia 230 kV**

Descripción	Valores
Instalación	Intemperie
Tipo de operación	Tripolar eléctrico y
Apertura	Vertical
Montaje	Horizontal
Voltaje de diseño	245 kV
Voltaje de nominal	230 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Niveles básicos de aislamiento	1 050 kV
Corriente nominal	1 600 A
Corriente de corta duración	40 kA
Corriente dinámica	62,5 kA
Número de contactos auxiliares reversibles NA	10
Número de contactos auxiliares reversibles NC	10
Capacidad del contacto auxiliar en CD, mínimo	10 A
Calefacción en caja de mando de intemperie	Si
Tipo de aislador	Estación
Norma	IEC
Cantidad	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-5. **Características de Transformadores de corriente 230 Kv**

Descripción	Valores
Tipo:	Monofásico
Tipo de enfriamiento:	Hermético en aceite
Instalación:	Intemperie
Voltaje de diseño:	230 kV
Voltaje de máximo:	245 kV
Nivel básico de aislamiento:	1050 kV
Relación de transformación cada devanado:	200-400-800/5 A
Clase de precisión para medición:	1 x 15 VA, cl. 0,2S,
Clase de precisión para protección:	2 x 20 VA cl. 5P20,
Número de núcleos:	5
Corriente dinámica máxima:	80 kA
Corriente de corta duración (1 seg.):	31.5 kA
Factor de rango ampliado:	1,2
Frecuencia nominal:	60 Hz
Norma:.	ANSI C5713
Cantidad:	12

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-6. **Características de operación transformadores de potencial barra 230 kV**

Descripción	Valores
Tipo	Monofásico
Construcción	capacitivo
Instalación	intemperie
Capacitancia nominal mínima	9 000,00 pf
Conexión	fase a tierra
Primario	230 kV $/\sqrt{3}$
Número de devanados secundarios	3
Frecuencia nominal	60 Hz
Voltaje nominal máximo de diseño	245 kV
Voltaje secundario	115 V $/\sqrt{3}$
Nivel básico de aislamiento	1 050 kV
Indicador de nivel de aceite	si
Clase de devanados para medición	0,6Z
Clase de devanados para protección	3Z
Devanados independientes medición - protección	si
Designación de carga para secundario de medición	0,3 Z VA
Designación de carga para secundario de medición	1,2 VA
Límite térmico mínimo	: 500 VA
Norma	IEC
Cantidad	6

Fuente: elaboración propia.

Tabla A-7. **Características de operación Banco de transformación
230/69/13,8 kV**

Descripción	Valores
Potencia	50/45MVA
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Construcción	capacitivo
Instalación	intemperie
Conexión	fase a tierra
Número de devanados secundarios	2
Clase de devanados para medición	0,3Z
Clase de devanados para protección	0,3Z
Devanados independientes medición – protección	Si
Factor de sobretensión continuo (mínimo)	1,20
Nivel básico de aislamiento (1.2*50 ps)	1 050 kV
Indicador de nivel de aceite	si
Número de fases	3
Frecuencia nominal	60 Hz
Voltaje en alta tensión	230 kV
Voltaje en baja tensión	69 kV
Grupo de conexión	Y-Y
Indicador del nivel de aceite	si
Altura de operación	1 000 msnm
Norma	IEC
Cantidad	3

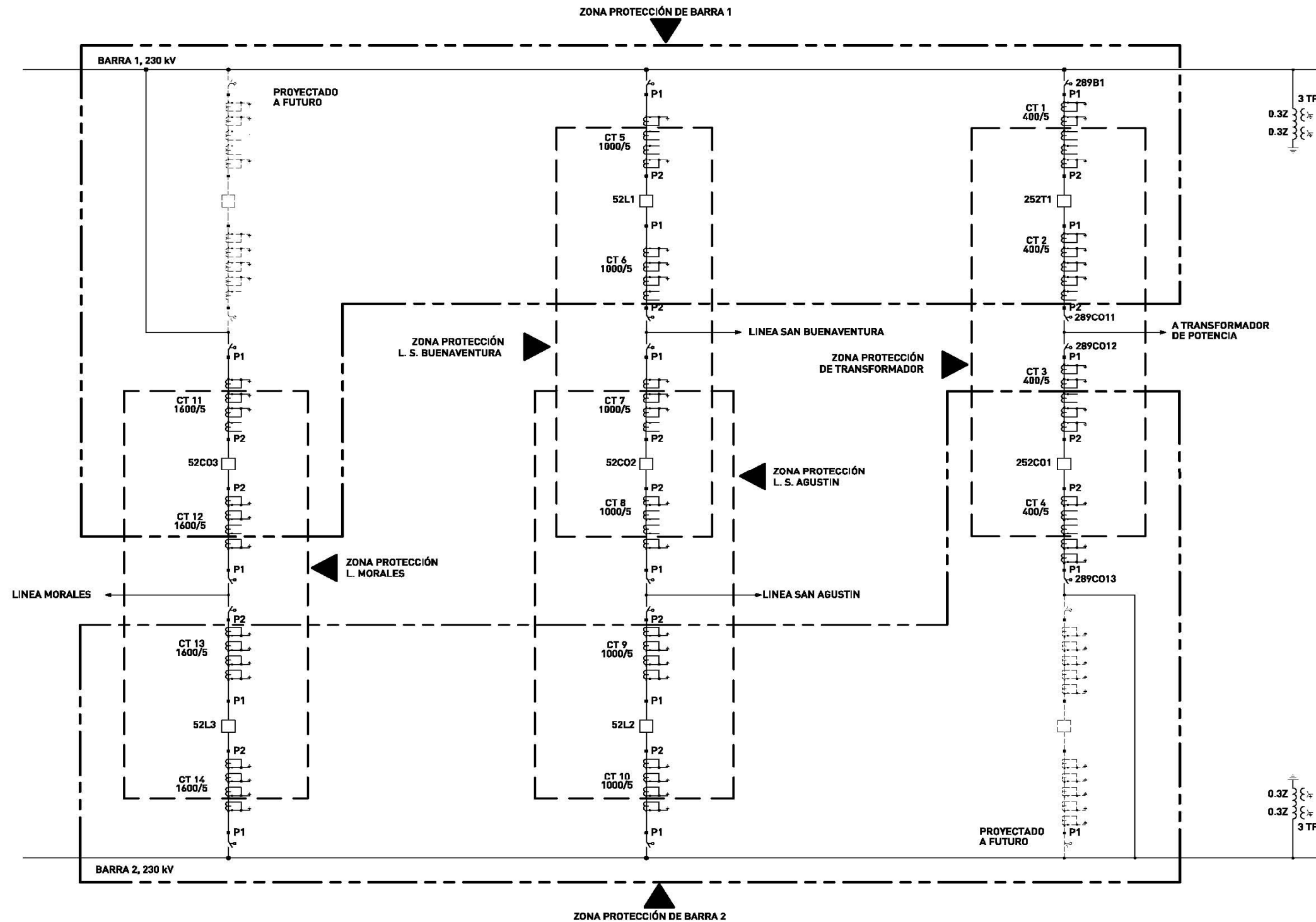
Fuente: elaboración propia.

Tabla A-8. **Características de operación de Relé diferencial de barras SEL-487B**

Presentación	Chasis de 9U (U es una unidad de altura de rack 44,45 mm)
Entradas y salidas	74 entradas comunes 29 entradas independientes 24 salidas de alta velocidad 16 salidas standard Hasta cuatro tarjetas de entradas y salidas opcionales
Panel frontal	programable provisto de 24 LED's y 12 botones de operación
Fuente de Poder	48/125 Vdc ó 120 Vac; Burden < 120 VA
Entradas de corriente secundarias	5 A nominal 15 A continuos, 500 A por 1 seg, 1 250 A por 1 ciclo, Burden 0,27 VA
Entradas de voltaje secundario	300 V _{L-N} máximo por entrada de voltaje 600 Vac para 10 s máx. Burden 0,06 VA, 120 V
Protocolos de Comunicación	ASCII Comprimido SEL SEL Fast Messaging (SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER) ASCII Transferencia de Archivos YMODEM MIRRORED BITS optimizado DNP3 (opción de compra)
Temperatura de Operación	40° a +85°C (-40° a +185°F)
Humedad	5% a 95% sin condensación
Peso	19,1 kg (42 lb)

Fuente: elaboración propia.

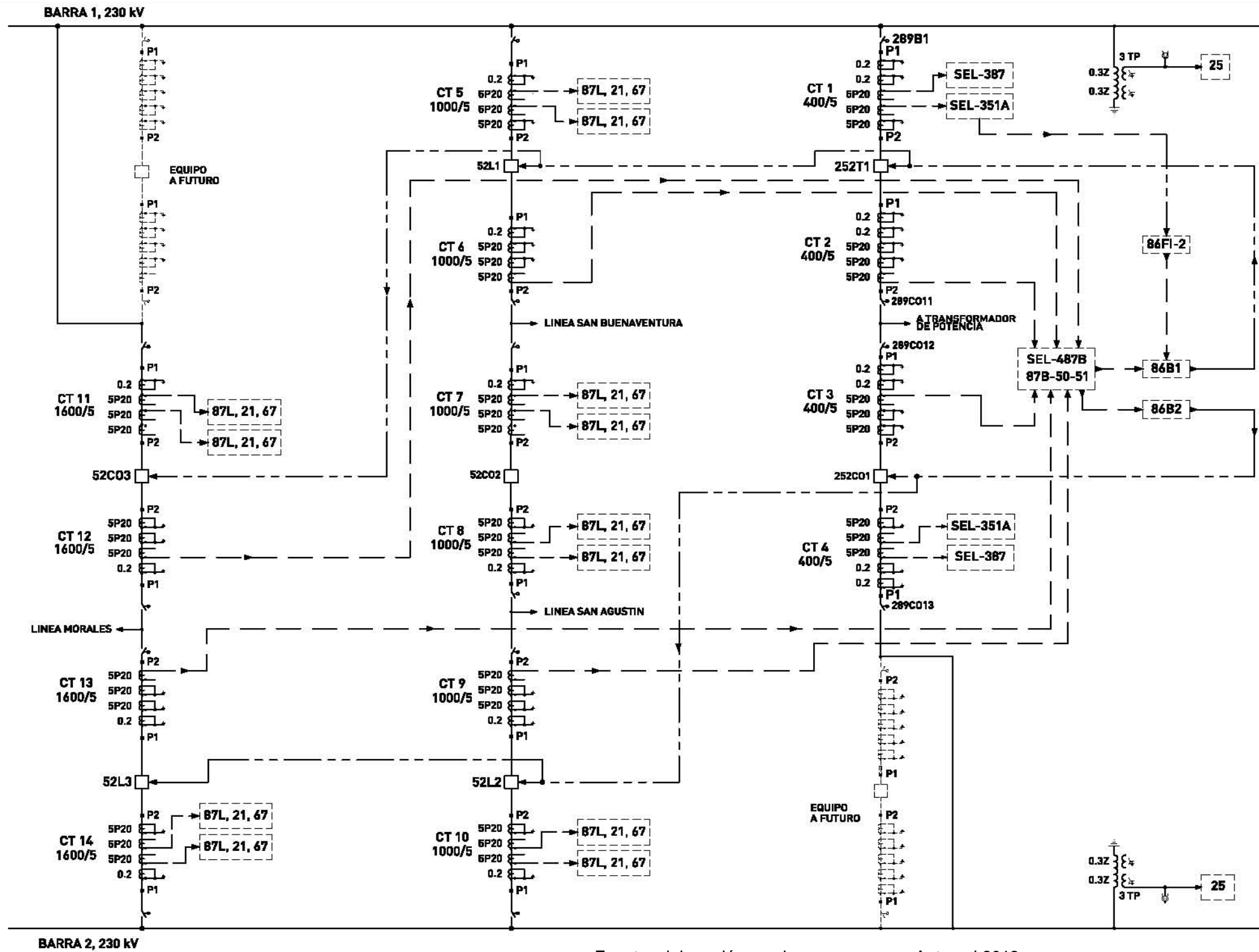
Figura A-3. Diagrama unifilar y zonas de protección de barras 230 kV



NOMENCLATURA	
252T1	INTERRUPTOR 230 KV PARA TRAF0 230 KV
252C01	INTERRUPTOR 230 KV COMODIN
289B1	SECCIONADOR 230 KV PARA BARRA 1
289C011	SECCIONADORES 230 KV CAMPO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA
289C012	
289C013	
TP	TRANSFORMADORE DE POTENCIAL 230 KV
CT1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV CAMPO DE TRANSFORMADOR CL: 0.2-0.2-5P20-5P20-5P20 Y RELACIÓN: 1200x800x400x200/5/5/5/5/5
CT2	
CT3	
CT4	
52L1	INTERRUPTOR 230 KV PARA SALIDAS DE LÍNEAS 230 KV DE EPR
52C02	
52L2	
CT5	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV SALIDAS DE LÍNEAS EPR CL: 0.2-5P20-5P20-5P20 Y RELACIÓN: 1000x2000/5/5/5/5
CT6	
CT7	
CT8	
CT9	
CT10	
52C03	INTERRUPTOR 230 KV PARA SALIDA DE LÍNEA 230 KV DE TRECSA
52L3	
CT11	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV SALIDA DE LÍNEA DE TRECSA CL: 0.2-5P20-5P20-5P20 Y RELACIÓN: 1600x800/5/5/5/5
CT12	
CT13	
CT14	

Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012

Figura A-4. Actuación de la protección diferencial en barras 230 kV

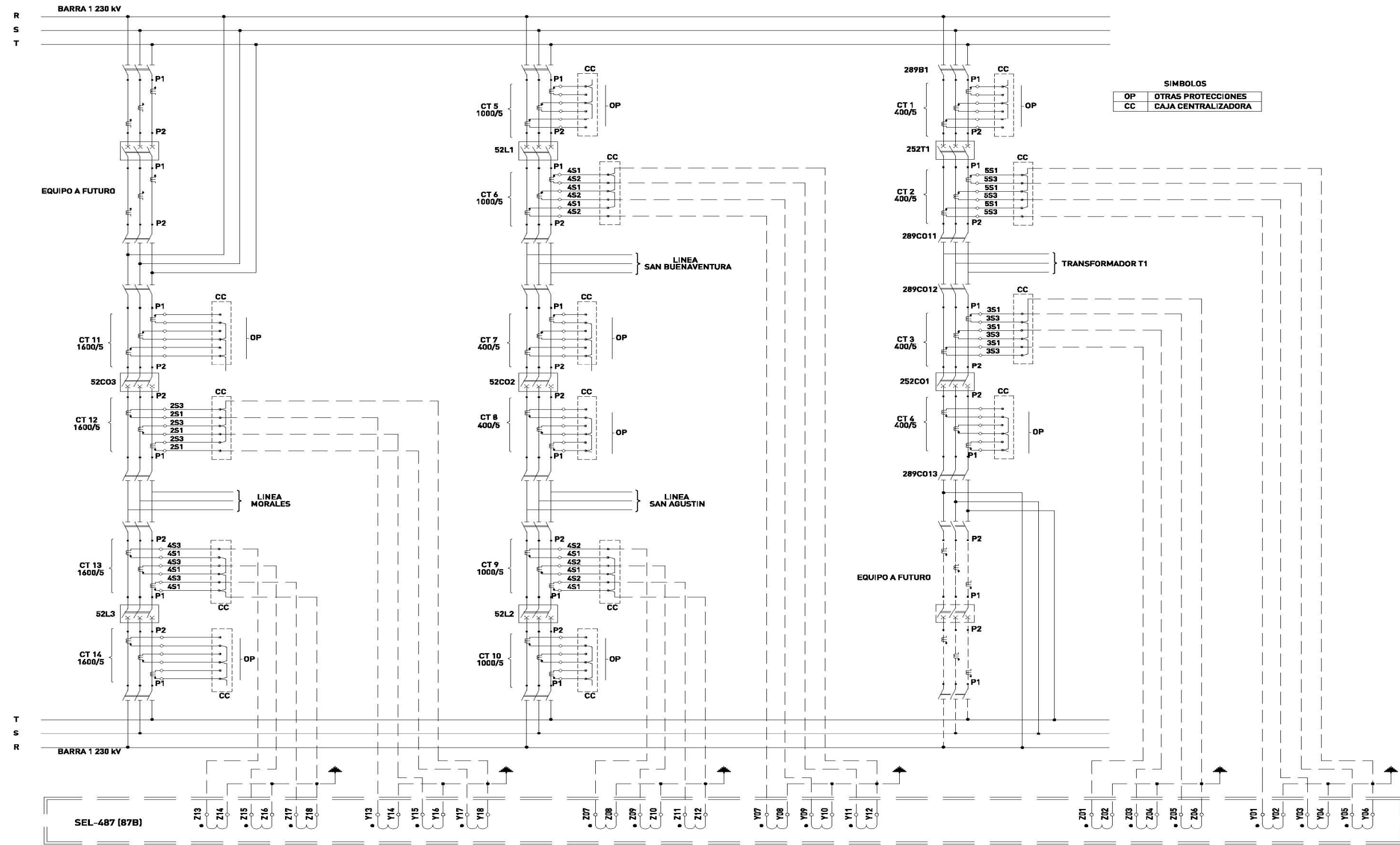


NOMENCLATURA	
SEL-487B	RELÉ DIFERENCIAL DE BARRA
SEL-387	RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
SEL-351A	RELÉ DE FALLO DE INTERRUPTOR
86FI-2	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO, FALLO INTERRUPTOR 252T1
86B1	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO, BARRA 1 230KV
86B2	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO, BARRA 2 230KV
87L, 21, 67	PROTECCIONES DIFERENCIAL, PROTECCIÓN DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL
25	SUPERVISOR DE NIVEL DE TENSION
252T1	INTERRUPTOR 230 KV PARA TRAF0 230 KV
252C01	INTERRUPTOR 230 KV COMODIN
289B1	SECCIONADOR 230 KV PARA BARRA 1
289C011	SECCIONADORES 230 KV
289C012	CAMPO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA
289C013	
TP	TRANSFORMADORE DE POTENCIAL 230 KV
CT1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV
CT2	CAMPO DE TRANSFORMADOR
CT3	CL: 0.2-0.2-5P20-5P20-5P20
CT4	Y RELACIÓN: 1200x800x400x200/5/5/5/5/5
52L1	INTERRUPTOR 230 KV PARA SALIDAS DE LÍNEAS 230 KV DE EPR
52C02	
52L2	
CT5	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV
CT6	SALIDAS DE LÍNEAS EPR
CT7	CL: 0.2-5P20-5P20-5P20
CT8	Y RELACIÓN: 1000x2000/5/5/5/5
CT9	
CT10	
52C03	INTERRUPTOR 230 KV PARA SALIDA DE LÍNEA 230 KV DE TRECSEA
52L3	
CT11	
CT12	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 230 KV SALIDA DE LÍNEA DE TRECSEA
CT13	CL: 0.2-5P20-5P20-5P20
CT14	Y RELACIÓN: 1600x800/5/5/5/5

— — — SEÑALES DE CORRIENTE
 - - - - - ORDEN DE DISPAROS A INTERRUPTORES

Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012

Figura A-5. Conexión de CT's al relé SEL-487B para protección diferencial de barras 230 kV



Fuente: elaboración propia, con programa Autocad 2012

