



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

**REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y
COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**

Roy Andrés Gómez Chew

Asesorado por el Ing. Werner Macario Maldonado Cornejo

Guatemala, septiembre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y
COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ROY ANDRÉS GÓMEZ CHEW

ASESORADO POR EL ING. WERNER MACARIO MALDONADO CORNEJO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton De León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés De La Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
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:

REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de agosto de 2019.

Roy Andrés Gómez Chew

Guatemala 19 de noviembre de 2019

Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Moscoso:

Por medio de la presente, me dirijo a usted para presentarle el trabajo de graduación elaborado por el estudiante Roy Andrés Gómez Chew, con número de carné 2012-12982, titulado "REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR", el cual he asesorado y revisado.

Por lo que considero que dicho trabajo de graduación reúne los requisitos establecidos y doy la aprobación de este.

Atentamente,



Asesor
Werner Macario Maldonado Cornejo
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 12291

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 20 de enero del 2020.
Ref.EPS.DOC

Nombre del estudiante: Roy Andrés Gómez Chew

CUI: 2460066250101

Registro Académico: 2012-12982


Carrera: Ingeniería Mecánica Eléctrica

Por este medio se le informa que el día 7 de octubre de 2019 se clausura de forma oficial el programa de EPS, iniciado el 21 de agosto de 2018 y que realizó en la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE-INDE.

Se le recuerda, que de acuerdo al normativo vigente:

- a. Artículo 15° literal a, se fija como tiempo máximo para la entrega del informe final de EPS, sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de clausura oficial del proyecto.
- b. Artículo 28°. Se establece como tiempo máximo para obtener las cartas de aprobación del informe final del EPS, un año calendario, a partir de la fecha de clausura oficial del programa de EPS, de lo contrario se procederá a invalidar a dicho programa y tendrá que buscar otra alternativa de graduación y/o someterse a un nuevo programa de EPS.

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"


Ing. A. Nathaniel Jonathan Resquina Gómez
Asesor(a) supervisor(a)



Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala,
Ciudad Universitaria, Zona 12. Teléfono directo: 2442-3509, <http://www.usc.edu.gt>

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala 12 de marzo de 2021.
Ref.EPS.D.48.02.2021.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Roy Andrés Gómez Chew**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Werner Macario Maldonado Comejo 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 Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"



Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS

/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 8 de abril de 2021

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniero Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

del estudiante Roy Andrés Gómez Chew, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Una firma manuscrita en tinta negra, que parece ser "F. Moscoso Lira", escrita sobre una línea horizontal.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 53. 2021.

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; ROY ANDRÉS GÓMEZ CHEW titulado; REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR. procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 23 DE MARZO 2,021.

DTG. 386-2021

La Decana 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: **REMODELACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES DE SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR**, presentado por el estudiante universitario: **Roy Andrés Gómez Chew**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana

Guatemala, septiembre de 2021

AACE/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la vida, la salud y la oportunidad de crecer como persona.
- Mis padres** Rosa María Chew de León y Roilan Gómez Aceytuno, por ser ejemplo y brindarme el apoyo incondicional para desarrollarme como una buena persona y profesional.
- Mis hermanos** Marco Antonio, René Adolfo y Obed Gómez. Por todas las convivencias compartidas y el apoyo que me han brindado.
- Mis familiares** Tíos, tías, primos, abuelos y demás familia por estar al pendiente de mis estudios.
- Mis amigos** Por todas las buenas convivencias y alegrías compartidas.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarme las puertas al conocimiento la educación y desarrollo como profesional.
Facultad de Ingeniería	Por el conocimiento recibido de todos mis catedráticos y auxiliares.
Instituto Nacional de Electrificación, INDE.	Por brindarme la oportunidad de realizar mi proyecto de EPS y desarrollarme como futuro profesional.
Mi asesor	Ing. Werner Maldonado por su valioso apoyo, tiempo, conocimiento y la oportunidad brindada para realizar mi proyecto de EPS en Subestación Guatemala Sur.
Mi supervisor	Ing. Natanael Requena, por el apoyo y tiempo brindado para la supervisión y revisión de mi proyecto de EPS.
Sección de Protecciones de Subestación Guatemala Sur	A todos mis compañeros y amigos de la sección de protecciones de la Subestación Guatemala Sur por todas las experiencias compartidas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XIII
LISTA DE SÍMBOLOS	XXI
GLOSARIO	XXIII
RESUMEN	XXVII
OBJETIVOS.....	XXIX
INTRODUCCIÓN	XXXI
1. ANTECEDENTES DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELÉCTRICACIÓN Y DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	1
1.1. Historia de la empresa.....	1
1.2. Actividades de la empresa.....	3
1.3. Estructura organizacional	4
1.4. Ubicación.....	8
1.5. Misión	8
1.6. Visión.....	8
2. FASE DE INVESTIGACIÓN	9
2.1. Generalidades de las subestaciones eléctricas.....	9
2.1.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas	9
2.1.2. Descripción de los equipos de patio	12
2.1.2.1. Barras colectoras.....	12
2.1.2.2. Interruptores de potencia	13
2.1.2.3. Seccionadores	14
2.1.2.4. Transformadores de potencia	15

2.1.2.5.	Transformadores de medida	16
2.1.2.5.1.	Burden.....	20
2.1.2.5.2.	Curva de excitación.....	22
2.1.2.5.3.	Saturación del CT	24
2.1.2.6.	Pararrayos.....	26
2.1.2.7.	Banco de capacitores.....	27
2.1.2.8.	Reactores.....	28
2.2.	Sistema de protección, control y medición	29
2.2.1.	Requerimientos generales.....	29
2.2.1.1.	Facilidad de expansión.....	30
2.2.1.2.	Automatización de funciones.....	30
2.2.1.3.	Seguridad	30
2.2.1.4.	Disponibilidad	31
2.2.1.5.	Flexibilidad	31
2.2.1.6.	Simplicidad	31
2.2.1.7.	Mantenimiento.....	32
2.2.2.	Clasificación de los sistemas de protección, control y medición	32
2.2.2.1.	Sistema centralizado	32
2.2.2.2.	Sistema descentralizado	34
2.2.3.	Tipos de sistemas de control en subestaciones eléctricas	36
2.2.3.1.	Sistema de control convencional.....	36
2.2.3.2.	Sistema de control automatizado	38
2.2.4.	Topologías típicas de los sistemas de control automatizados de subestaciones eléctricas	39
2.2.4.1.	Topología basada en HMI	39
2.2.4.2.	Topología basada en RTU	40
2.2.4.3.	Topología descentralizada	41

2.2.5.	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.....	42
2.2.5.1.	Unidad terminal remota	43
2.2.5.2.	Estación maestra	44
2.2.5.3.	Interfaz hombre máquina.....	44
2.2.6.	Principales IED para los sistemas de control.....	45
2.2.6.1.	Dispositivos de control automático	46
2.2.6.2.	Dispositivos de protección	46
2.2.6.3.	Dispositivos de medición	48
2.2.6.4.	Dispositivos registradores.....	48
2.2.6.5.	Dispositivos de control de bahía	49
2.2.6.6.	Dispositivos de alarma.....	49
2.3.	Funciones de los sistemas de protección	50
2.3.1.	Generalidades de los sistemas de protección	50
2.3.1.1.	Protección primaria.....	52
2.3.1.2.	Protección secundaria o de respaldo... ..	52
2.3.1.3.	Protección de respaldo remota	53
2.3.1.4.	Protección de respaldo local.....	53
2.3.2.	Requerimientos generales de los sistemas de protección	54
2.3.2.1.	Estabilidad del sistema de potencia.....	55
2.3.2.2.	Seguridad	55
2.3.2.3.	Selectividad	55
2.3.2.4.	Fiabilidad	56
2.3.2.5.	Confiabilidad.....	56
2.3.3.	Fundamentos para el cálculo de cortocircuito.....	56
2.3.3.1.	Método de componentes simétricas	57
2.3.3.2.	Conversión entre valores de fase y componentes simétricos.....	57

2.3.3.3.	Redes de secuencia.....	59
2.3.3.3.1.	Red de secuencia positiva.....	60
2.3.3.3.2.	Red de secuencia negativa.....	62
2.3.3.3.3.	Red de secuencia cero	63
2.3.3.4.	Conexión de redes de secuencia	67
2.3.3.5.	Sistema de valores por unidad	72
2.3.4.	Protección de líneas de transmisión.....	73
2.3.4.1.	Protección direccional de sobrecorriente 67/67N.....	74
2.3.4.2.	Protección de distancia 21/21N.....	75
2.3.4.2.1.	Diagrama R-X	77
2.3.4.2.2.	Característica de impedancia simple	78
2.3.4.2.3.	Característica mho.....	80
2.3.4.2.4.	Característica lenticular y offset mho ...	81
2.3.4.2.5.	Característica mho completamente polarizada.....	83
2.3.4.2.6.	Característica cuadrilateral.....	84
2.3.4.2.7.	Criterios de alcance y tiempo de operación.....	85
2.3.4.2.8.	Conversión de impedancias	87
2.3.4.2.9.	Efecto infeed	88

	2.3.4.2.10.	Factor de compensación residual.....	90
	2.3.4.2.11.	Verificación de carga máxima.....	91
	2.3.4.3.	Protección de comparación direccional.....	92
	2.3.4.4.	Protección por comparación de fase ...	93
	2.3.4.5.	Protección diferencial de línea 87L.....	95
2.3.5.		Protección de transformadores de potencia	96
	2.3.5.1.	Protección diferencial de transformador 87T	97
	2.3.5.1.1.	Consideraciones generales.....	100
2.3.6.		Protección de barras.....	102
	2.3.6.1.	Protección diferencial de barras 87B.	106
	2.3.6.1.1.	Protección diferencial de sobrecorriente.....	107
	2.3.6.1.2.	Protección diferencial de alta impedancia	108
	2.3.6.1.3.	Protección diferencial de porcentaje.....	109
	2.3.6.2.	Protección diferencial parcial	110
	2.3.6.3.	Condiciones de falla externa.....	110
	2.3.6.4.	Protección contra fallo de interruptor 50BF	112
2.3.7.		Protección de banco de capacitores.....	114
	2.3.7.1.	Protección con fusibles	115
	2.3.7.2.	Protección de sobrecorriente 50/51... ..	116

	2.3.7.2.1.	Ajuste de PickUp.....	117
	2.3.7.2.2.	Curvas de tiempo corriente	118
	2.3.7.3.	Corriente de inrush en energización aislada.....	120
	2.3.7.4.	Corriente de inrush por efecto back to back.....	120
	2.3.7.5.	Protección de sobrecorriente de neutro	121
	2.3.7.6.	Protección de desbalance	122
	2.3.7.7.	Protección de sobretensión 59B.....	123
	2.3.7.8.	Protección de baja tensión 27B.....	124
2.4.		Sistema de comunicaciones en subestaciones eléctricas.....	125
	2.4.1.	Generalidades de los sistemas de comunicación..	125
	2.4.2.	Arquitecturas de comunicación para subestaciones eléctricas	127
	2.4.2.1.	Arquitectura es cascada o bus	127
	2.4.2.2.	Arquitectura en anillo.....	128
	2.4.2.3.	Arquitectura en anillo centralizado	129
	2.4.2.4.	Arquitectura en anillo descentralizado	129
	2.4.2.5.	Arquitectura en estrella	130
	2.4.3.	Medios de transmisión de datos en subestaciones eléctricas	131
	2.4.3.1.	Pares trenzados	131
		2.4.3.1.1. Interfaz RJ-45.....	132
	2.4.3.2.	Cable coaxial.....	132
	2.4.3.3.	Fibra óptica.....	133

	2.4.3.3.1.	Fibra óptica monomodo.....	134
	2.4.3.3.2.	Fibra óptica multimodo.....	135
2.4.4.		Descripción de los diferentes protocolos de comunicación para subestaciones eléctricas.....	136
	2.4.4.1.	Protocolos de base física.....	136
		2.4.4.1.1. Protocolo RS-232	136
		2.4.4.1.2. Protocolo RS-485	137
		2.4.4.1.3. Protocolo RS-422	138
	2.4.4.2.	Protocolos basados en capas.....	138
		2.4.4.2.1. Protocolo ModBus	140
		2.4.4.2.2. Protocolo IEC 60870-5	142
		2.4.4.2.3. Protocolo DNP 3.0.....	144
		2.4.4.2.4. Protocolo Ethernet TCP/IP.....	146
		2.4.4.2.5. Protocolo IEC 61850 ..	147
2.4.5.		Principales equipos de comunicación en subestaciones eléctricas.....	150
	2.4.5.1.	Switch de comunicación	150
	2.4.5.2.	Gateway	151
	2.4.5.3.	Multiplexores de fibra óptica	152
3.		FASE TÉCNICO PROFESIONAL	153
	3.1.	Generalidades de la Subestación Guatemala Sur.....	153
		3.1.1. Sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur	155
		3.1.2. Adquisición de datos.....	156

3.1.3.	Comunicación hacia sala de mando.....	158
3.2.	Análisis de burden de la Subestación Guatemala Sur con sistema centralizado.....	158
3.2.1.	Burden en bahías de 69 kV	158
3.2.2.	Burden en bahías de 138 kV	166
3.3.	Análisis de burden de la Subestación Guatemala Sur con sistema descentralizado.....	169
3.3.1.	Burden en bahías de 69 kV	170
3.3.2.	Burden en bahías de 138 kV	175
3.4.	Descentralización del sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur	179
3.4.1.	Requerimientos del cableado para el sistema de protección, medición y control	180
3.4.2.	Calibre de conductores.....	181
3.4.3.	Montaje de tableros y cableado de control.....	183
3.4.4.	Montaje y conexionado de tableros de servicios auxiliares	192
3.5.	Ingeniería de integración del sistema de control y red de comunicaciones para sistema descentralizado	194
3.5.1.	Integración del nivel proceso.....	195
3.5.2.	Integración del nivel de bahía.....	196
3.5.3.	Integración del nivel estación	203
3.5.4.	Integración del nivel de mando.....	210
3.6.	Ingeniería de integración de protección diferencial de barra de 230 kV 87B.....	212
3.6.1.	Análisis de burden.....	215
3.6.2.	Análisis de condiciones de falla externa.....	219
3.6.3.	Consideraciones generales para ajustes.....	222
3.6.4.	Configuración de zonas de protección	224

3.6.5.	Lógica de disparo del interruptor de acople	229
3.6.6.	Ajuste de corriente mínima de operación	233
3.6.6.1.	Selección de modo de disparo.....	234
3.6.7.	Ajuste de corriente de detección de CT abierto	235
3.6.8.	Función de protección contra fallo de interruptor 50BF	237
3.6.8.1.	Parámetros de funcionamiento	237
3.6.8.2.	Ajuste de corriente mínima de operación.....	238
3.6.8.3.	Ajustes de tiempo	241
3.6.9.	Resumen de ajustes.....	243
3.7.	Ingeniería de integración para protección de banco de capacitores	244
3.7.1.	Cálculo de corriente de inrush en energización aislada	248
3.7.2.	Cálculo de corriente de inrush por efecto back to back.....	249
3.7.3.	Cálculo de fusibles para protección de celdas capacitivas.....	250
3.7.4.	Ajuste de protección de sobrecorriente de fase de tiempo inverso y tiempo definido 50F/51F	252
3.7.5.	Ajuste de protección de sobrecorriente de neutro de tiempo inverso 51N.....	257
3.7.6.	Protección por desbalance	261
3.7.6.1.	Análisis de tensiones y corrientes en condiciones normales	261
3.7.6.2.	Análisis de tensiones y corrientes con una celda capacitiva en cortocircuito .	263

3.7.6.3.	Análisis de tensiones y corrientes con una celda fuera de servicio.....	266
3.7.6.4.	Ajustes de la función 50N.....	272
3.7.6.5.	Ajuste de protección contra baja tensión 27B y sobre tensión 59B.....	274
3.8.	Ingeniería de integración para protección de distancia en líneas de transmisión de 69 kV	275
3.8.1.	Datos generales de impedancias	276
3.8.2.	Conversión de impedancias	278
3.8.3.	Análisis para fallas de fase.....	281
3.8.3.1.	Ajuste de alcance para zona 1	281
3.8.3.2.	Ajuste de alcance para zona 2	282
3.8.3.3.	Ajuste de alcance para zona 3	283
3.8.3.4.	Descripción de ajustes	284
3.8.4.	Análisis para fallas a tierra	285
3.8.4.1.	Característica mho	285
3.8.4.1.1.	Alcance de zona 1.....	286
3.8.4.1.2.	Alcance de zona 2.....	286
3.8.4.1.3.	Alcance de zona 3.....	287
3.8.4.2.	Característica cuadrilateral.....	288
3.8.4.2.1.	Alcance reactivo.....	288
3.8.4.2.2.	Alcance resistivo	289
3.8.4.3.	Cálculo de factor de compensación residual.....	294
3.8.4.4.	Descripción de ajustes	295
3.8.5.	Resumen de ajustes.....	296
3.9.	Estimación de costos para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones	307
3.9.1.	Costos de cableado.....	308

3.9.2.	Costos de tableros y gabinetes.....	310
3.9.3.	Costos de equipos para protección, control y medición	311
3.9.4.	Costos de equipos para comunicaciones	314
3.9.5.	Costos de conectores y cableado de red de comunicaciones.....	315
3.9.6.	Costos de equipos para HMI	315
3.9.7.	Estimación de costo total.....	316
4.	FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE.....	319
4.1.	Capacitación sobre los alcances y oportunidades de mejora	319
4.2.	Puesta en marcha de relés y procedimiento para realización de pruebas.....	320
4.2.1.	Configuración de parámetros.....	321
4.2.2.	Pruebas de aceptación	321
4.2.3.	Pruebas funcionales	322
4.2.4.	Pruebas dinámicas	323
4.2.5.	Pruebas de simulación transitoria.....	323
4.2.6.	Pruebas de extremo a extremo.....	324
4.3.	Mantenimiento y pruebas características a relés de protección	324
4.3.1.	Equipos de prueba de inyección secundaria	325
4.3.1.1.	Block de pruebas	325
4.3.1.2.	Maletas de prueba	326
4.3.2.	Pruebas de inyección secundaria	327

CONCLUSIONES.....329
RECOMENDACIONES331
BIBLIOGRAFÍA.....333
ANEXOS.....337

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama del INDE	5
2.	Organigrama de ETCEE.....	7
3.	Barras colectoras	13
4.	Interruptores de potencia.....	14
5.	Seccionadores.....	15
6.	Transformador de potencia monofásico	16
7.	Esquema de constitución interna de CT.....	17
8.	Transformador de corriente	18
9.	Transformadores de tensión.....	19
10.	Esquema de constitución interna de PT	19
11.	Transformadores de medida combinados	20
12.	Curvas de excitación del transformador de corriente	23
13.	Circuito equivalente del CT	24
14.	Pararrayos.....	26
15.	Banco de capacitores	27
16.	Reactor	28
17.	Sistema centralizado	33
18.	Sistema descentralizado	35
19.	Topología de control basada en HMI	39
20.	Topología de control basada en RTU.....	40
21.	Topología de control descentralizada.....	41
22.	Interfaz hombre máquina.....	45
23.	Relés de sobrecorriente electromecánicos.....	47

24.	Relés de protección microprocesados	48
25.	Zonas típicas de los sistemas de protección.....	51
26.	Fasores de corriente de secuencia positiva	60
27.	Red de secuencia positiva	61
28.	Fasores de corriente de secuencia negativa.....	62
29.	Red de secuencia negativa.....	63
30.	Fasores de corriente de secuencia cero	64
31.	Diagrama de secuencia cero para generadores	65
32.	Diagrama de secuencia cero para transformadores	66
33.	Red de secuencia cero	67
34.	Red de secuencia para falla trifásica	68
35.	Red de secuencia para falla monofásica a tierra	69
36.	Red de secuencia para falla bifásica	70
37.	Red de secuencia para falla bifásica a tierra	71
38.	Aplicación de protección direccional de sobrecorriente	75
39.	Esquema de protección de distancia	76
40.	Características típicas de los relés de distancia	77
41.	Característica de impedancia simple	78
42.	Impedancia simple combinada con elemento direccional	79
43.	Característica mho	80
44.	Característica offset mho	81
45.	Característica lenticular/offset mho	82
46.	Característica mho completamente polarizada	83
47.	Característica cuadrilateral	84
48.	Criterio de zonas de protección de distancia	86
49.	Efecto infeed.....	88
50.	Software especializado de protección.....	90
51.	Verificación de carga máxima	92
52.	Esquema de protección por comparación de fase	94

53.	Esquema de protección diferencial de línea.....	95
54.	Esquema de protección de transformador de potencia	96
55.	Principio de protección diferencial de transformador.....	97
56.	Protección diferencial porcentual de transformador	98
57.	Pendiente de operación de protección diferencial porcentual	100
58.	Barra simple con interruptor simple.....	103
59.	Barra en anillo.....	104
60.	Barra de interruptor y medio.....	104
61.	Doble barra con doble interruptor.....	105
62.	Barra simple y barra de transferencia con interruptor simple	105
63.	Doble barra con interruptor simple	106
64.	Esquema protección diferencial de sobrecorriente.....	107
65.	Esquema de protección diferencial de alta impedancia	108
66.	Esquema de protección diferencial de porcentaje.....	109
67.	Esquema de protección diferencial parcial.....	110
68.	Esquema básico de función 50BF.....	113
69.	Constitución interna de un banco de capacitores.....	114
70.	Protección con fusibles de banco de capacitores.....	115
71.	Curvas de tiempo-corriente para relés de sobrecorriente	119
72.	Protección 50N/51N en banco de capacitores.	122
73.	Esquema de arquitectura en cascada o bus	128
74.	Esquema de arquitectura en anillo	128
75.	Esquema de arquitectura en anillo centralizado.....	129
76.	Esquema de arquitectura en anillo descentralizado	130
77.	Esquema de arquitectura en estrella.....	131
78.	Interfaz RJ-45.....	132
79.	Cable coaxial.....	133
80.	Fibra óptica.....	134
81.	Fibra óptica monomodo.....	135

82.	Fibra óptica multimodo.....	135
83.	Interfaz RS-232	137
84.	Modelo OSI.....	140
85.	Arquitectura del protocolo ModBus	141
86.	Arquitectura del protocolo IEC 60870-5-104	143
87.	Arquitectura del protocolo DNP 3.0.....	145
88.	Arquitectura del protocolo Ethernet TCP/IP	146
89.	Arquitectura del protocolo IEC 61850	148
90.	Digitalización en protocolo IEC 61850	149
91.	Switch ethernet gestionable	151
92.	Multiplexor de fibra óptica	152
93.	Diagrama unifilar Subestación Guatemala Sur	154
94.	Sala de relés de Subestación Guatemala Sur	155
95.	Relés de protección en bahías de 69 kV.....	156
96.	Unidad Terminal Remota RTU.....	157
97.	Equipo de prueba CT-Analyzer.....	164
98.	Prueba de burden con equipo CT-Analyzer.....	165
99.	Caseta Subestación Guatemala Sur	180
100.	Bobinas de cable de control multiconductor.....	183
101.	Montaje de tableros de PCYM	184
102.	Tendido de cables hacia tableros de PCYM	185
103.	Integración de cableado a tableros de PCYM.....	186
104.	Embornado y etiquetado de tableros de PCYM	187
105.	Distribución de casetas y tableros de PCYM	189
106.	Tablero de PCYM	190
107.	Tablero de comunicaciones	191
108.	Tablero de distribución de corriente alterna	192
109.	Tablero de distribución de corriente directa	193
110.	Tablero principal de corriente alterna.....	194

111.	Nivel proceso Subestación Guatemala Sur	195
112.	Embornado de cables en CT	196
113.	Esquema nivel bahía caseta 1	198
114.	Esquema nivel bahía caseta 2	199
115.	Esquema nivel bahía caseta 3	200
116.	Esquema nivel bahía caseta 8	201
117.	Controladores de automatización	202
118.	Rack de comunicaciones.....	202
119.	Distribuidor de fibra óptica en sala de relés.....	203
120.	Distribuidores de fibra óptica caseta 2	204
121.	Comunicaciones en Subestación Guatemala Sur	205
122.	Tendido de cableado de fibra óptica	206
123.	Cableado de fibra óptica en gabinete de comunicaciones	206
124.	Fusiones de fibra óptica	207
125.	Gabinete de comunicaciones	208
126.	Esquema nivel estación Subestación Guatemala Sur.....	209
127.	Sala de mando.....	210
128.	Esquema de integración del sistema de control y comunicaciones de Subestación Guatemala Sur.....	211
129.	Relé diferencial de barra ABB REB670	212
130.	Cableado de protección diferencial de barra	213
131.	Diagrama unifilar de 230 kV	214
132.	Señales por bahía para protección diferencial de barras	225
133.	Estados de seccionador B1, B2	226
134.	Zona ciega protección diferencial de barra.....	229
135.	Lógica de disparo de interruptor de acople	231
136.	Sección de acople en 230 kV de Subestación Guatemala Sur.....	232
137.	Pendiente de protección diferencial de barras REB670	235

138.	Grupos de celdas en bancos de capacitores	247
139.	Esquema de cálculo de corriente en celdas capacitivas	251
140.	Coordinación de funciones 50F/51F de banco de capacitores	256
141.	Coordinación de función 51N de bancos de capacitores	260
142.	Banco de capacitores bajo condiciones normales	263
143.	Banco de capacitores con una celda en cortocircuito	265
144.	Banco de capacitores con una celda fuera de servicio	269
145.	Tiempo de despeje de cortocircuito en celda capacitiva	271
146.	Diagrama unifilar para línea Guatemala Sur-La Vega	277
147.	Datos de impedancia	278
148.	Característica mho para fallas de fase.....	284
149.	Análisis de zona externa cuadrilateral.....	292
150.	Característica mho y cuadrilateral para fallas a tierra	296
151.	Amplificador de potencia.....	326
152.	Prueba de inyección secundaria	327

TABLAS

I.	Arquitectura del sistema de control convencional.....	37
II.	Distancias en bahías de 69 kV con sistema centralizado	159
III.	Elementos en bahías de 69 kV con sistema centralizado.....	160
IV.	Impedancias en bahías de 69 kV con sistema centralizado	161
V.	Burden total en bahías de 69 kV con sistema centralizado	162
VI.	Burden estándar de CT en bahías de 69 kV.....	163
VII.	Distancias en bahías de 138 kV con sistema centralizado	166
VIII.	Elementos en bahías de 138 kV con sistema centralizado.....	167
IX.	Impedancias en bahías de 138 kV con sistema centralizado	168
X.	Burden total en bahías de 138 kV con sistema centralizado	168
XI.	Burden estándar de CT en bahías de 138 kV	169

XII.	Distancias en bahías de 69 kV con sistema descentralizado.....	170
XIII.	Elementos en bahías de 69 kV con sistema descentralizado	171
XIV.	Impedancias en bahías de 69 kV con sistema descentralizado	172
XV.	Burden total en bahías de 69 kV con sistema descentralizado	173
XVI.	Comparación de burden en bahías de 69 kV	174
XVII.	Distancias en bahías de 138 kV con sistema descentralizado.....	175
XVIII.	Elementos en bahías de 138 kV con sistema descentralizado	176
XIX.	Impedancias en bahías de 138kV con sistema descentralizado	177
XX.	Burden total en bahías de 138 kV con sistema descentralizado	178
XXI.	Comparación de Burden en bahías de 138kV.....	178
XXII.	Calibre de conductores	182
XXIII.	Distribución de tableros de PCYM	187
XXIV.	Datos de CT en bahías de 230 kV	215
XXV.	Distancias en bahías de 230 kV	216
XXVI.	Elementos en bahías de 230 kV	217
XXVII.	Impedancias en bahías de 230 kV	218
XXVIII.	Burden total en bahías de 230 kV	218
XXIX.	Corrientes de falla monofásica en barra de 230 kV	220
XXX.	Corriente y voltaje secundario máximo en CT´ de 230 kV	221
XXXI.	Comparación de voltajes en CT de bahías de 230 kV	221
XXXII.	Corrientes de falla con carga mínima para barra de 230 kV	223
XXXIII.	Corrientes de carga máxima en bahías de 230 kV	224
XXXIV.	Grupo de ajustes de función SWSGGIO	227
XXXV.	Asignación de zonas de protección para 87B 230 kV	228
XXXVI.	Ajustes de función 50BF para barra de 230 kV	241
XXXVII.	Ajuste protección diferencial de barras	243
XXXVIII.	Datos de celdas capacitivas en bancos de capacitores	245
XXXIX.	Desbalance en banco de capacitores de 69 kV	270
XL.	Ajustes de protección de desbalance 50 N..	274

XLI.	Impedancias de secuencia positiva en p.u	276
XLII.	Impedancias de secuencia positiva en ohmios primarios	280
XLIII.	Impedancias de secuencia positiva en ohmios secundarios.....	281
XLIV.	Constantes de infeed.....	285
XLV.	Ajustes Línea Guatemala Sur - La Vega.....	298
XLVI.	Ajustes Línea Guatemala Sur - Santa Mónica 1	299
XLVII.	Ajustes línea Guatemala Sur – Santa Mónica 2	300
XLVIII.	Ajustes línea Guatemala Sur – Guadalupe 1.....	301
XLIX.	Ajustes línea Guatemala Sur – Guadalupe 2.....	302
L.	Ajustes línea Guatemala Sur – Chimaltenango	303
LI.	Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 1	304
LII.	Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 2	305
LIII.	Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 3	306
LIV.	Costos de cableado de señales de patio	308
LV.	Costos de cableado para alimentación de equipos y tableros de PCYM.....	309
LVI.	Costos de cableado para alimentación de tableros de servicios auxiliares.....	309
LVII.	Costos de tableros para alimentación AC y DC en casetas.....	310
LVIII.	Costos de gabinetes y tableros de PCYM	311
LIX.	Costos de equipos de protección, control y medición por caseta	311
LX.	Costos de equipos de comunicación en casetas	314
LXI.	Costos de equipos de comunicación en sala de relés	314
LXII.	Costos de cableado de comunicaciones.....	315
LXIII.	Costos de equipos para HMI	316
LXIV.	Estimación de costo total	316

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
C	Capacitancia
I_{cc}	Corriente de cortocircuito
I_n	Corriente nominal
I_o	Corriente de secuencia cero
dB/km	Decibeles por kilometro
F.0	Fibra óptica
Z	Impedancia
kbps	Kilobits por segundo
kV	Kilo Voltio
kVA	Kilo Voltio Ampere
MVA	Mega Voltio Ampere
MVAR	Mega Voltio Ampere Reactivo
m	Metro
μF	Microfaradio
μH	Microhenrio
μm	Micrometro
ms	Milisegundo
N.C	Normalmente cerrado
Ω	Ohm
Ω/m	Ohm por metro
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva

RTC	Relación de transformación del transformador de corriente
RTP	Relación de transformación del transformador de potencia
X_c	Reactancia capacitiva
seg	Segundo
1φ	Sistema monofásico

GLOSARIO

ABB	<i>Asea Brown Boveri.</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute.</i>
Aspen	Software empleado por la empresa de transporte y control de energía eléctrica ETCEE para la simulación de los parámetros de la red del sistema eléctrico de potencia nacional.
Bahía	Conjunto de equipos de maniobra, interruptores y seccionadores, así como equipos de protección, control y medición para un elemento de potencia en particular dentro de una subestación.
Buffer	Cubierta exterior que alberga y protege los hilos de fibra óptica.
Burden	Capacidad de carga que se puede conectar a un transformador de medida expresada en VA o en Ohms.
CT	Transformador de corriente.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

HMI	<i>Human Machine Interface</i> , interfaz hombre máquina.
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i> .
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> .
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
LAN	<i>Local Área Network</i> , red de área local.
ODF	<i>Optical Distribution Frame</i> , distribuidor de fibra óptica.
Patch Panel	Dispositivo encargado de recibir y organizar los cables del cableado estructurado.
PCYM	Protección, control y medición.
Pickup	Corriente mínima de arranque de relé de protección.
PT	Transformador de tensión.
RTC	Relación de transformación del transformador de corriente.
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i> , unidad terminal remota.

SAS	<i>Substation Automation System</i> , sistema de automatización de subestaciones).
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> , supervisión, control y adquisición de datos.
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories Schweit</i> .
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Survalent	Software especializado para aplicaciones de sistemas de supervisión, control y adquisición de datos, SCADA.
WAN	<i>Wide Área Network</i> , red de área amplia.

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla una descripción de la integración de los diferentes equipos de alta tecnología para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur, que actualmente operan bajo un esquema de control centralizado en donde las distancias de cableado de los equipos de patio hacia la sala de relés que alberga los equipos de medición, control y comunicaciones son extensas aumentando las probabilidades de fallas además de que el elevado burden conectado a los secundarios de los transformadores de instrumentos por las largas distancias de cableado puede afectar el correcto funcionamiento de los relés de protección de la subestación.

El alcance del presente trabajo de graduación detalla los aspectos técnicos y de ingeniería considerados para la descentralización del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur haciendo una descripción de cada uno de los diferentes sistemas que interactúan dentro de una subestación eléctrica moderna y como estos son implementados para mejorar la confiabilidad y seguridad de un sistema eléctrico de potencia.

OBJETIVOS

General

Realizar una ingeniería a detalle de los aspectos técnicos, prácticos y teóricos para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur.

Específicos

1. Realizar un estudio y análisis de burden del cableado conectado a los devanados secundarios de los transformadores de corriente con el sistema centralizado y descentralizado de la Subestación Guatemala Sur.
2. Desarrollar una descripción de los ajustes necesarios para la protección diferencial de barras de 230 kV, bancos de capacitores y líneas de transmisión en 69 kV de la Subestación Guatemala Sur.
3. Realizar un análisis y esquemas de la remodelación del sistema de control y comunicaciones de la subestación Guatemala Sur.
4. Detectar las observaciones y puntos de mejora para la implementación de futuras modificaciones al sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección, control, medición y comunicaciones son los responsables de garantizar la confiabilidad y seguridad de la protección de cada uno de los elementos de la subestación como bancos de transformadores, líneas de transmisión, bancos de capacitores, y barras colectoras además de proporcionar una supervisión y control adecuado dentro de una subestación eléctrica.

La Subestación Guatemala Sur es una de las subestaciones más importantes para la operación del Sistema Nacional Interconectado, debido a su gran capacidad de 595 MVA, por lo que es considerada la barra de referencia, sin embargo debido a su antigüedad y las ampliaciones que ha sufrido por el aumento de la demanda de energía eléctrica se hace necesario realizar una remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones el cual se encuentra en la actualidad operando bajo un sistema centralizado.

La implementación de un sistema descentralizado de protección, control, medición y comunicaciones moderno permitirá reducir los puntos de falla y las distancias de cableado entre los transformadores de instrumento y los relés de protección, además de permitir el control y la visualización de los parámetros de los equipos primarios de las bahías de la subestación mediante la integración de una interfaz hombre máquina.

Debido a las razones expuestas anteriormente la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones garantizará la confiabilidad y seguridad de la Subestación Guatemala Sur, al reducir el burden conectado en

los devanados secundarios de los transformadores de instrumentos y mejorar los tiempos de respuesta ante fallas en los equipos primarios y líneas de transmisión mediante la integración de equipos de control y relés de protección de última generación dentro de una red de comunicaciones moderna.

1. ANTECEDENTES DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELÉCTRICACIÓN Y DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELÉCTRICA

1.1. Historia de la empresa

El INDE, fue creado el 27 de mayo de 1959 mediante el decreto ley 1287 gracias a los esfuerzos de los ingenieros Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo siendo el objetivo de su fundación el dar solución a la problemática de la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible a efecto de satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales.

La historia de la generación de energía eléctrica en Guatemala inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, ubicada al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kW, la cual brindo servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla. Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos.

Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades del gobierno deciden que la planta se orientará a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez convirtiéndose en una hidroeléctrica del Estado para lo cual en 1940 se crea el Departamento de Electrificación Nacional. Posteriormente se crea el INDE en 1959, para esta fecha el país contaba con apenas 54 kW instalados y en ese entonces se trabajaba en

la construcción de la hidroeléctrica Rio Hondo en Zacapa. Posteriormente y ante el déficit de generación de energía eléctrica en 1961, el INDE instaló en forma emergente mientras se desarrollaban los planes de expansión la central diésel de San Felipe Retalhuleu con 2,44 MW y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 MW en el año 1965. Además, en ese período amplió la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88 MW en 1966. Desde su fundación el INDE ha sido pieza fundamental en el desarrollo nacional, generando la energía necesaria para industrias, empresas, comunidades y hogares.

El 27 de octubre de 1997 mediante un acuerdo publicado en el Diario Oficial de Centro América se creó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, la cual nació de la separación de funciones del INDE, en cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 según los artículos 7 y 3 transitorio, en donde se establece la obligatoriedad de la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica de las empresas integradas.

Actualmente el INDE está regido por su Ley Orgánica, Decreto 64-94, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia y durante sus 59 años de existencia, los retos afrontados y superados por el INDE le han llevado a consolidarse como una de las instituciones más eficientes de Guatemala, gracias al esfuerzo diario de un personal comprometido con el mejoramiento continuo de la entidad, logrando que cada día la energía que mueve al país llegue cada vez a más guatemaltecos.

1.2. Actividades de la empresa

El Instituto de Electrificación INDE es una institución dedicada al proceso de energía eléctrica dentro del Sub Sector Eléctrico, su actuar está establecido en la Ley Orgánica del INDE y sus reformas según Decreto No. 64-94 del Congreso de la República de Guatemala. Y en apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se creó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado SIN y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y del mercado eléctrico regional.¹

Entre las principales atribuciones y actividades llevadas a cabo por ETCEE se encuentran las siguientes:

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad que estipula la Ley General de Electricidad.
- Prestar el servicio de transporte de electricidad a los agentes del mercado eléctrico, cobrando peaje por dicho servicio.
- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones, así como de todos los activos físicos y de los recursos con que cuenta para tal fin.
- Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes de otros agentes del mercado eléctrico relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.

¹ INDE. *Acerca de ETCEE*. <http://www.inde.gob.gt/etcee/>.

- Planificar, diseñar, financiar, contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Conocer todo estudio relacionado con el servicio de transporte y control de energía eléctrica.
- Asesorar a las otras dependencias del INDE en materia de su competencia.

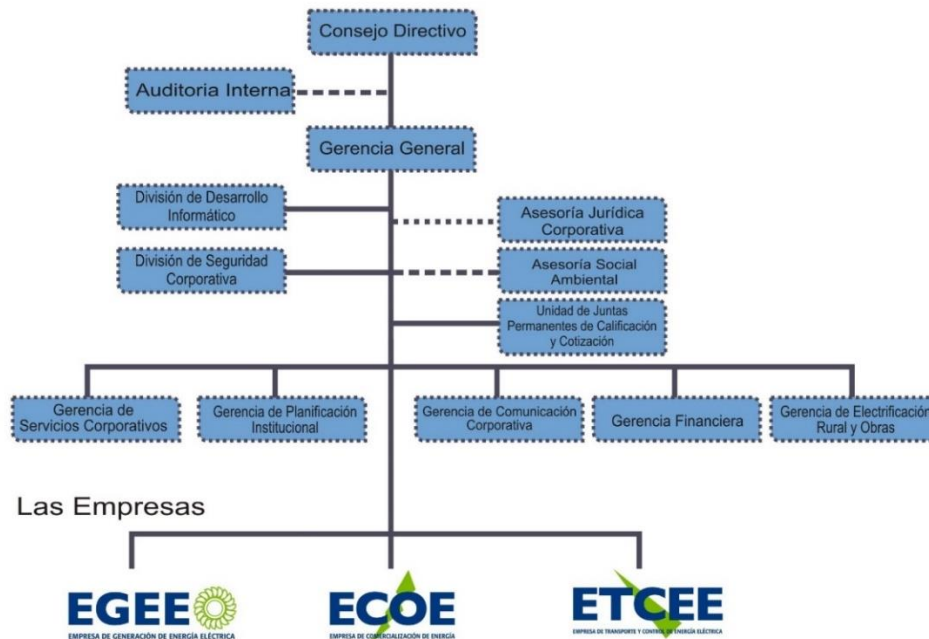
1.3. Estructura organizacional

El órgano superior de la administración del INDE es su Consejo Directivo, el cual está integrado por representantes del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, la Asociación Nacional de Municipalidades, la Cámara de Asociaciones Empresariales, y Asociaciones o Sindicatos de los Trabajadores del país.

- Consejo Directivo: dictamina las directrices a seguir en la institución, tanto interna como externamente.
- Gerencia General: está encargada de la ejecución de las directrices y políticas emanadas del Consejo Directivo, además de llevar la administración y gobierno de la institución.
- Gerencia de Generación: es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
- Gerencia de Transporte de Energía Eléctrica: presta el servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma.
- Gerencia de Servicios Corporativos: es la encargada de dirigir los lineamientos administrativos internos.
- Gerencia de Electrificación Rural y Obras: elabora planes de electrificación rural de acuerdo a las políticas dictadas por el Estado de Guatemala a través del Ministerio de Energía y Minas al INDE.
- Gerencia Financiera: maneja y controla ingresos y egresos de la institución.
- Asesoría Jurídica: como su nombre lo indica, asesora jurídicamente a la institución.²

² INDE. *Estructura orgánica*. <http://www.inde.gob.gt/somos/>.

Figura 1. Organigrama del INDE



Fuente: INDE. *Organigrama de la empresa*. www.inde.gob.gt. Consulta: noviembre 2018.

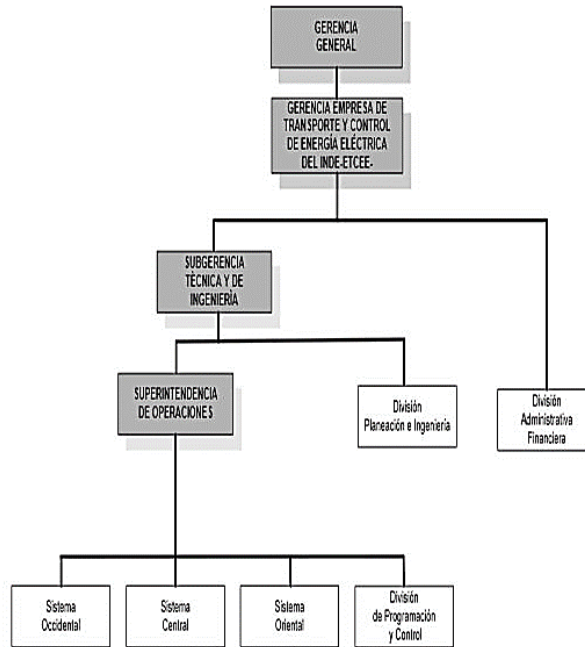
La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica es una de las más importantes y de mayor tamaño ente las empresas de transmisión de energía en Guatemala, entre la infraestructura que posee cabe mencionar que cuenta con 64 subestaciones eléctricas y alrededor de 3 300 kilómetros de líneas de transmisión. Su estructura organizacional se compone de la siguiente manera:

- División Administrativa Financiera: se encarga de administrar, dirigir y hacer eficiente la captación de los ingresos y el uso de los recursos financieros y humano de la empresa.
- Subgerencia Técnica y de Ingeniería: coordina de manera adecuada las actividades de las áreas de operación y mantenimiento con las actividades

del área de planificación de ETCEE a efecto de garantizar el cumplimiento de los niveles de calidad exigidos en el servicio, y el desarrollo de los proyectos de ampliación y mejoramiento de la red de transmisión.

- División de Planeación e Ingeniería: planifica y ejecuta los proyectos nuevos y reconversiones en líneas de transmisión de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 400 kV, así como proyectos nuevos y ampliaciones de subestaciones eléctricas en expansión de la capacidad instalada.
- Superintendencia de Operaciones: coordina las acciones de mantenimiento de la infraestructura de transmisión que tiene bajo su cargo ETCEE, dirigiendo las actividades que ejecutan los sistemas regionales, central, oriental y occidental.
- Sistema Occidental: se encarga de mantener el flujo eléctrico continuo, eficiente y de calidad entre los generadores y centros de distribución de la región occidental del país, en el sistema nacional interconectado.
- Sistema Central: se encarga de mantener el flujo continuo, eficiente y de calidad entre los generadores y centros de distribución de la región central del país, en el sistema nacional interconectado.
- Sistema Oriental: mantiene en óptimas condiciones las líneas de transmisión y equipo de subestaciones eléctricas que le han sido encomendadas en la región oriental.
- División de Programación y Control: controla y supervisa la operación en tiempo real de la red de transporte de energía eléctrica de ETCEE, llevando las estadísticas operativas del sistema.

Figura 2. Organigrama de ETCEE



Fuente: División de Gestión de la Calidad y Gerencia de Planificación Institucional. *Manual de organización y funciones del Instituto Nacional de Electrificación INDE*. p. 144.

1.4. Ubicación

Actualmente ETCEE cuenta con una red de transmisión que opera en el país en voltajes de 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV distribuidas en tres sistemas. La subestación Guatemala Sur ubicada en el kilómetro 14,5 carretera al pacifico en la aldea San José Villa Nueva, es una de las subestaciones que conforman el sistema central y se encuentra operando desde el año 1970 y hasta la fecha es una de las subestaciones más importantes del país ya que posee una capacidad instalada de 595 MVA siendo considerada la barra de referencia del SNI.

En la subestación Guatemala Sur se encuentra el personal encargado para la operación y mantenimiento de las subestaciones del sistema central

compuesto por las subestaciones Guatemala Sur, Guatemala Norte, Guatemala Este, Palín, Escuintla 1 y Escuintla 2 desde las cuales se suministra un buen porcentaje de la demanda total del sistema.

1.5. Misión

“Proveer energía para el desarrollo del país contribuyendo a mejorar la calidad de vida de sus habitantes.”³

1.6. Visión

“Ser la Institución Eléctrica Nacional líder e impulsora del desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional cumpliendo con estándares de calidad mundial, a través de la actualización tecnológica y excelencia de su recurso humano.”⁴

³ INDE. *Visión y Misión*. <http://www.inde.gob.gt/somos/>.

⁴ *Ibíd.*

2. FASE DE INVESTIGACIÓN

2.1. Generalidades de las subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son instalaciones que forman parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, donde la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo. Están constituidas por un conjunto de equipos primarios de alta tensión los cuales sirven para el control, operación, transformación, y seguridad del sistema eléctrico de potencia, así como también están conformadas por sistemas secundarios los cuales se encargan de la medición de los parámetros eléctricos asociados, de la protección y el control de los equipos primarios de alta tensión y de la comunicación entre equipos para garantizar una correcta operación y funcionamiento.

2.1.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas pueden ser clasificadas por su función dentro de un sistema eléctrico de potencia, por el tipo de operación y por su forma constructiva. Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia, convirtiendo la tensión de suministro a niveles altos y bajos, o conectando diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. En ocasiones una subestación eléctrica puede estar desempeñando dos o más de estas funciones las cuales estarán regidas por su diseño.

Clasificación por su nivel de tensión y función dentro del sistema:

- Subestaciones de generación: están asociadas a las centrales de generación elevando la tensión a niveles aptos para el transporte de la energía eléctrica a largas distancias e inyectando directamente el flujo eléctrico al sistema.
- Subestaciones de transmisión: tienen como función la interconexión de diferentes líneas de transmisión de largas distancias a niveles de tensión superiores a los 230 kV.
- Subestaciones de subtransmisión: permiten la interconexión de líneas de transmisión a distancias y cargas moderadas, en Guatemala estas operan a niveles de tensión entre 230 kV y 138 kV.
- Subestaciones de distribución o servicio: interconectan líneas de transmisión de distancias cortas destinadas para la alimentación de cargas y servicio a usuarios menores, en Guatemala estas se encuentran operando a niveles de tensión entre 69 kV y 13,8 kV.

Clasificación por su tipo de operación:

- Subestaciones transformadoras: tienen como función la transformación de los niveles de tensión ya sea elevando la tensión producida en una central de generación para su transporte o reduciendo la tensión para facilitar la distribución de la energía a los usuarios.

- Subestaciones de maniobra: permiten la realización de maniobras de conmutación para desconectar o conectar líneas de transmisión, según las necesidades o la demanda en el sistema.
- Subestaciones de rectificación: permiten la conversión de corriente alterna a corriente continua para la alimentación de medios de transporte como tranvías, trolebuses entre otros que requieren de corriente continua.

Clasificación por su forma constructiva:

- Tipo interior: son generalmente empleadas en la industria y en este tipo de subestaciones eléctricas los equipos y dispositivos están diseñados para trabajar en interiores.
- Tipo exterior: son el tipo de subestaciones eléctricas convencionales en donde los equipos de alta tensión están diseñados para operar al aire libre y soportar las diferentes condiciones ambientales y niveles de polución. En este tipo de subestaciones el aire funciona como medio aislante, por lo que las distancias de separación entre equipos son mayores para evitar descargas o arcos eléctricos, razón por la que suelen ocupar espacios más grandes.
- Tipo encapsulada: en este tipo de subestaciones los equipos de alta tensión se encuentran inmersos en hexafluoruro de azufre SF₆, el cual es un gas dieléctrico con altas propiedades de aislamiento. El encapsulado se lleva a cabo mediante módulos blindados en envoltentes de aleación de aluminio que contienen el SF₆ y a los equipos de alta tensión separados a distancias más cortas gracias a las propiedades de aislamiento de este gas dieléctrico.

- Tipo combinado: en este tipo de subestaciones generalmente se encuentra una parte aislada en aire y la otra encapsulada mediante hexafluoruro de azufre SF6. Generalmente en este tipo de subestaciones se emplean diferentes niveles de tensión, y los equipos que operan a niveles de tensión superiores como los 400 kV se suelen encapsular en SF6 para mejorar los niveles de aislamiento.

2.1.2. Descripción de los equipos de patio

Los diferentes elementos y equipos de patio requeridos en una subestación eléctrica dependerán del tipo de subestación, configuración, tipo de servicio requerido y el grado de protección deseado. En general los elementos y equipos de patio empleados en subestaciones de exterior son los siguientes:

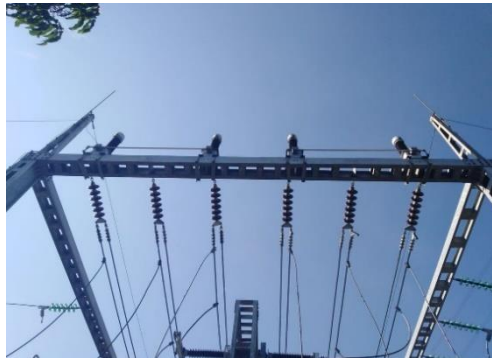
- Barras colectoras
- Interruptores de potencia
- Seccionadores
- Transformadores de potencia
- Transformadores de medida
- Pararrayos
- Banco de capacitores
- Banco de reactores

2.1.2.1. Barras colectoras

Las barras colectoras son el conjunto de conductores eléctricos que se emplean como conexión común de los diferentes circuitos con lo que cuenta una subestación eléctrica. Cuando un número de líneas de transmisión que operan a la misma tensión tienen que ser directamente conectadas se utilizan las barras

colectoras las cuales pueden ser del tipo rígido, generalmente tubos de aluminio o del tipo flexible como cables de aluminio, cables ACSR y cables de cobre. Las barras colectoras determinaran la configuración de la subestación eléctrica ya que dependiendo del tipo de barraje así será la disposición de los equipos de patio, la confiabilidad y flexibilidad de la subestación.

Figura 3. **Barras colectoras**



Fuente: elaboración propia, arreglo de doble barra de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.2. Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción que tienen la capacidad para conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales, así como durante condiciones de falla. Tienen como función básica conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores de potencia, banco de reactores, banco de capacitores o barrajes, para la protección de los mismos y el aislamiento de los equipos de las corrientes de cortocircuito. Estos están conformados por contactos fijos y móviles que se tocan entre si cuando el interruptor está cerrado en condiciones normales de operación. Al momento de originarse una falla, la bobina de disparo con la que cuenta el interruptor de potencia es energizada por la señal

proveniente de los relés de protección separando los contactos móviles mediante un mecanismo y aislando la falla, así como el circuito al que esté conectado.

Figura 4. **Interruptores de potencia**



Fuente: elaboración propia, interruptores de potencia de 230 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.3. Seccionadores

Los seccionadores tienen la función de desconectar los circuitos de una parte del sistema cuando se desean realizar labores de mantenimiento o reparaciones. Estos tienen la propiedad de que únicamente pueden seccionar los circuitos sin carga es decir cuando las líneas de transmisión o equipos de alta tensión ya se encuentran sin tensión por la acción de los interruptores de potencia. Según la función que desempeñen en las redes eléctricas los seccionadores se pueden clasificar en seccionadores de maniobra o de puesta a tierra.

Figura 5. **Seccionadores**



Fuente: elaboración propia, seccionadores de barra de 230 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.4. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son equipos esenciales dentro de las subestaciones eléctricas para la transmisión de la potencia a niveles de tensión apropiados de una manera eficiente. Las tensiones de operación de los transformadores de potencia dependerán de la cantidad de energía que se tenga que transmitir en función de la demanda de carga y de las distancias de transmisión. La operación de los transformadores de potencia se basa en los fenómenos de la inducción electromagnética para elevar o reducir los niveles de tensión en la transmisión y distribución de la energía eléctrica y debido a que los sistemas de potencia son trifásicos generalmente en la subestaciones eléctricas se suelen emplear transformadores de potencia trifásicos con tres devanados primarios y tres secundarios montados en un núcleo de tres patas para la transformación de los niveles de tensión aunque también es posible conectar tres transformadores monofásicos con él objetivo de formar un banco de transformadores trifásicos.

Figura 6. **Transformador de potencia monofásico**



Fuente: elaboración propia, banco de transformación 1 de 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.5. Transformadores de medida

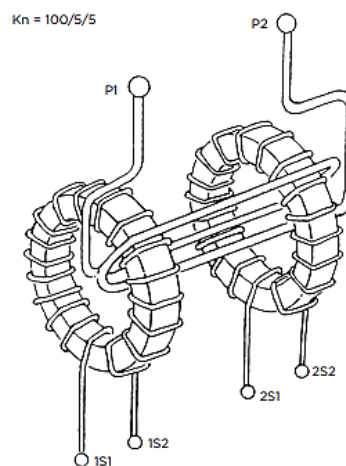
En los sistemas eléctricos de potencia surge la necesidad de medir los parámetros eléctricos asociados con el sistema, sin embargo, las altas corrientes y voltajes de los sistemas eléctricos de potencia pueden ser muy peligrosos por lo que es necesario el uso de transformadores de medida los cuales reducen las magnitudes de corriente y voltaje a valores normalizados proporcionales a los valores de alta tensión para ser empleados en la medición y la protección del sistema.

Los transformadores de medida se pueden encontrar como equipos separados dentro de una subestación o en las boquillas de los transformadores de potencia, interruptores de alta tensión o generadores y se clasifican según su función en, transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Los transformadores de corriente son empleados para realizar las mediciones de corriente de los sistemas eléctricos de potencia reduciendo dicha corriente a valores manejables y tolerables por los equipos de protección y de medida. Estos constan de una o varias espiras que constituyen el devanado primario conectadas en serie con el circuito de alta tensión, generalmente el devanado primario puede tener una, dos o cuatro secciones permitiendo hasta tres intensidades primarias nominales mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.

El secundario de los transformadores de corriente puede estar constituido por uno o varios arrollamientos bobinados cada uno sobre su propio circuito magnético o núcleo de manera que no exista influencia de un secundario sobre el otro, de esta forma el secundario alimenta los circuitos de los equipos de medida y protección en serie. La mayor parte de los transformadores de corriente se realizan con un núcleo para medida y otros para protección.

Figura 7. **Esquema de constitución interna de CT**



Fuente: ARTECHE, *Artículo técnico teoría y tecnología de los transformadores de media*, p. 5.

Los valores nominales de los transformadores de corriente están dados como relaciones de la corriente primaria a la secundaria y generalmente presentan relaciones de 600:5, 800:5 o 1200:5.

Figura 8. **Transformador de corriente**



Fuente: elaboración propia, transformador de corriente de 230 kV, Subestación Guatemala Sur.

Los transformadores de tensión son los destinados a alimentar los aparatos de medida como contadores, voltímetros, registradores y relés aislando el circuito de baja tensión con el circuito de alta tensión. Los transformadores de tensión tienen además la finalidad de reproducir los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión en el circuito de baja tensión.

La constitución de los transformadores de tensión es similar a la de los transformadores convencionales, sin embargo, el aislamiento entre los devanados primario y secundario debe ser lo suficientemente grande para soportar el voltaje de la línea de alta tensión.

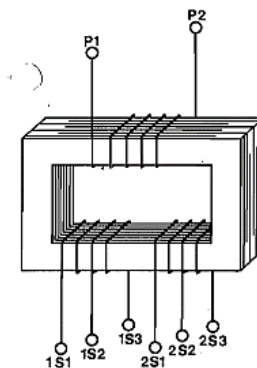
Figura 9. **Transformadores de tensión**



Fuente: elaboración propia, transformadores de tensión de barra de 69kV, Subestación Guatemala Sur.

Este tipo de transformadores presentan potencias no superiores a los 100 VA y sus devanados secundarios operan a una tensión nominal de 120 V entre fases y 63,3 V entre fase y tierra. Los transformadores de tensión pueden ser del tipo inductivo, divisores capacitivos, divisores resistivos o divisores mixtos es decir capacitivos y resistivos.

Figura 10. **Esquema de constitución interna de PT**



Fuente: Electrónica Artech Hermanos S.A, *Introducción a los transformadores de medida*, p. 5.

Los transformadores de medida y protección pueden ser combinados, estos poseen dentro de una misma envolvente un transformador de corriente y un transformador de tensión, presentando algunas ventajas como un menor espacio ocupado dentro de la subestación, así como en el costo del transformador de medida.

Figura 11. **Transformadores de medida combinados**



Fuente: elaboración propia, transformadores combinados de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.5.1. Burden

La impedancia de cargas o burden corresponde al valor de impedancia conectado en el devanado secundario de los transformadores de corriente, este valor dependerá del valor de las impedancias de los cables de señales utilizados que provienen del transformador de corriente hacia los equipos de medida y protección, así como de las impedancias propias de los relés de protección, equipos de medida y de los blocks de pruebas. Los valores nominales de burden se pueden determinar mediante la capacidad del transformador de corriente en VA especificada por los fabricantes y esta se calcula como:

$$Z_b = \frac{S}{(I_{nom})^2} \quad (2.1)$$

Donde:

Z_b = impedancia de carga o burden nominal.

S = potencia aparente nominal para el transformador de corriente en VA.

I_{nom} = corriente nominal del devanado secundario.

Otra forma de determinar el burden nominal es mediante el voltaje máximo de secundario para el cual está diseñado el transformador de corriente y la corriente máxima secundaria la cual corresponde a 20 veces el valor de la corriente nominal.

$$Z_b = \frac{V_{max}}{I_{max}} \quad (2.2)$$

Donde:

V_{max} = voltaje máximo asignado en devanado secundario.

I_{max} = corriente máxima equivalente a 20 veces la corriente nominal.

Los cálculos de la impedancia de carga o burden sirven para el análisis del comportamiento de los transformadores de corriente bajo condiciones de falla, en el cual se debe evitar llegar al voltaje de saturación de los mismos para que las protecciones operen de manera adecuada y las mediciones sean lo más precisas posibles. En la práctica para la determinación del burden se suele inyectar corriente y realizar mediciones de voltaje para determinar el burden en voltamperes. La norma IEEE C57.13 establece valores de impedancia de carga o burden estandarizados para determinada potencia, los cuales se muestran en

la tabla del anexo 1. Para el cálculo de burden conectado en los devanados secundarios para protección de los CT se deben considerar las impedancias totales conectadas a los respectivos núcleos de los mismos, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Z_T = Z_L + Z_P + Z_{BL} \quad (2.3)$$

Donde:

Z_T = impedancia total conectada en el núcleo del CT.

Z_L = impedancia total del cable.

Z_P = impedancia total de los dispositivos de protección.

Z_{BL} = impedancia total de los blocks de prueba.

2.1.2.5.2. Curva de excitación

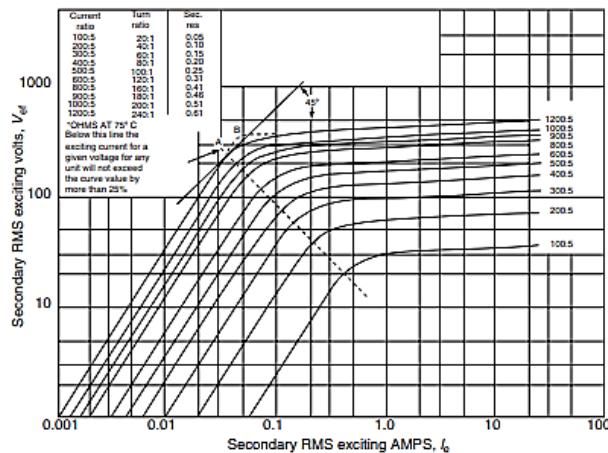
La curva de excitación del transformador de corriente relaciona el voltaje que se induce en el devanado secundario en función de la corriente de excitación permitiendo dar un entendimiento del comportamiento del transformador. Con la ayuda de estas curvas se puede determinar la corriente de excitación que se hace necesaria para desarrollar un voltaje en las terminales del devanado secundario del transformador de corriente y responden al comportamiento de la permeabilidad del material ferromagnético con que este hecho el núcleo. La curva de excitación se divide en tres partes las cuales son:

- Zona lineal: es la parte lineal de la curva de excitación del transformador de corriente, en donde la corriente de excitación es baja y la tensión en bornes aumenta de manera proporcional a la corriente primaria.

- Voltaje de codo o rodilla: es el punto de la curva donde existe un cambio en el comportamiento proporcional del aumento de la tensión en función de la corriente primaria, esto debido al aumento de flujo magnético del núcleo por el incremento de la corriente de excitación a efecto del incremento de la corriente nominal secundaria o primaria.
- Zona de saturación: es la zona de la curva en donde el núcleo del transformador de corriente se encuentra saturado presentándose un error de relación considerable.

El punto donde empieza el codo de saturación en la curva de excitación se define como el punto donde para que la tensión aumente un 10 % sea necesario un incremento del 50 % en la corriente de excitación. En general para la protección con relés digitales se emplean transformadores de corriente con núcleos de menor saturación debido a que las velocidades de respuesta de las protecciones con relés digitales son mucho más rápidas.

Figura 12. **Curvas de excitación del transformador de corriente**

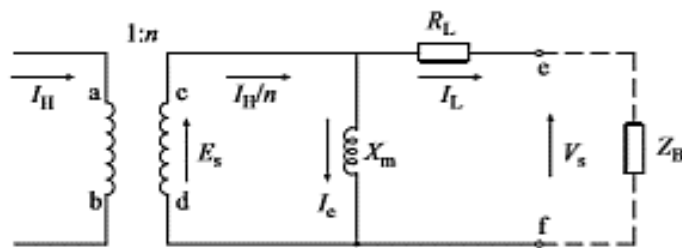


Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 170.

2.1.2.5.3. Saturación del CT

El fenómeno de la saturación de un transformador de corriente se origina debido al incremento de la tensión secundaria como resultado de una elevada carga o burden. Esto se puede comprender mejor mediante el circuito equivalente del transformador de corriente referido al lado secundario el cual se muestra en la figura 13, donde se desprecia la impedancia del primario al no influir directamente en el comportamiento de la saturación del CT.

Figura 13. Circuito equivalente del CT



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 49.

Donde:

E_s = tensión del devanado secundario.

V_s = caída de tensión en la carga o burden conectado.

n = número de vueltas.

I_H = corriente del devanado primario.

I_H/n = corriente del devanado secundario.

I_e = corriente de excitación.

I_L = corriente de carga.

X_m = impedancia de rama de magnetización.

R_L = impedancia del devanado secundario.

Z_B = impedancia de carga o burden.

Como se observa en el circuito equivalente del CT la corriente en la rama de magnetización o corriente de excitación I_e es directamente proporcional a la tensión en los bornes secundarios E_s . Esta tensión viene dada por la ley de voltajes de Kirchhoff como la suma de las caídas de tensión a través de la impedancia del devanado secundario R_L y de la impedancia de carga Z_B .

En condiciones normales de operación sin saturación debido a que el diseño del transformador de corriente requiere de un valor elevado de la impedancia de magnetización X_m con el objetivo de reducir los errores de medición, la corriente de excitación I_e es muy baja por lo que la corriente de carga I_L que fluye por los relés de medición y medidores no difiere en gran medida con la corriente real transformada en el devanado secundario $I_{H/n}$.

Al incrementarse la impedancia de carga o burden Z_B se aumenta la caída de tensión a través de la misma y como consecuencia la tensión secundaria E_s , dicha tensión secundaria como se ve en las curvas de excitación del CT de la figura 12 está directamente relacionadas con la corriente de excitación I_e así como a las características magnéticas del núcleo del CT, en donde se observa que para los valores debajo del punto de saturación la corriente en la rama de magnetización es baja mientras que cuando se alcanzan valores superiores al punto de saturación se pierde la proporcionalidad incrementándose excesivamente la corriente de excitación lo que indica al aplicarse la ley de corrientes de Kirchhoff al circuito equivalente de la figura 13 que se tendría una corriente de carga I_L vista por los relés y equipos de medición que difiere de la corriente real transformada en el devanado secundario $I_{H/n}$, introduciéndose un error en la medición que puede llegar a ser perjudicial para los sistemas de protección en especial para los relés diferenciales.

2.1.2.6. Pararrayos

Los pararrayos son equipos que tienen como función la protección contra sobretensiones de los equipos de patio en las subestaciones, los pararrayos pueden ser fabricados a partir de descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio SiC o por resistencias no lineales de óxido de zinc ZnO sin descargadores. El propósito del descargador es producir la ignición cuando se excede un valor de tensión determinado, para posteriormente descargar el arco sobre la resistencia de descarga y después de la operación de descarga interrumpir la corriente residual que resulte de la tensión del sistema. Los pararrayos deben tener la capacidad de absorber la energía producida por las sobretensiones que pueden ser provocadas por descargas electroatmósfericas o por la conmutación y maniobras inadecuada de equipos.

Figura 14. Pararrayos



Fuente: elaboración propia, pararrayos de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.7. Banco de capacitores

Los bancos de capacitores consisten en agrupamientos de unidades montadas sobre bastidores metálicos instalados en un punto de la red de distribución con el objetivo de aportar potencia reactiva y regular la tensión del sistema. Debido a que las redes de distribución se presentan cargas inductivas como la de los transformadores y motores que requieren de potencia reactiva los bancos de capacitores realizan la compensación necesaria de potencia reactiva introduciendo potencia capacitiva para disminuir las pérdidas en la transmisión de la energía y fluctuaciones de voltaje inaceptables, dando como beneficios la corrección del factor de potencia, así como la reducción de la carga en generadores y circuitos alimentadores.

Figura 15. Banco de capacitores



Fuente: elaboración propia, banco de capacitores 3 de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.1.2.8. Reactores

Los reactores de potencia son equipos de alta tensión empleados para regular la tensión y compensar la energía reactiva de las líneas de transmisión de grandes longitudes cuando la condición de carga es relativamente baja. Los reactores son prácticamente inductores en derivación conectados de fase a tierra en puntos seleccionados a lo largo de las líneas de alta tensión, dichos inductores absorben la potencia reactiva y reducen las sobretensiones durante las condiciones de demanda mínima, también reducen las sobretensiones transitorias debidas a las maniobras de interruptores. Los reactores no se encuentran conectados al sistema todo el tiempo ya que en condiciones de máxima demanda y plena carga pueden reducir la capacidad de la carga por lo que solo son introducidos al sistema durante condiciones de baja carga.

Figura 16. Reactor



Fuente: elaboración propia, reactor de 230 kV, Subestación Guatemala Sur.

2.2. Sistema de protección, control y medición

Los sistemas de protección, control y medición están conformados por el conjunto de dispositivos y equipos secundarios que operan simultáneamente para cubrir funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual, control automático y de protección a los distintos equipos primarios de patio, así como de líneas de transmisión en una subestación eléctrica.

En la actualidad el uso de equipos microprocesados con tecnologías de vanguardia en comunicaciones han modificado el diseño de los sistemas de protección, control y medición, mejorado en forma significativa la funcionalidad, confiabilidad y continuidad de los servicios de energía eléctrica.

2.2.1. Requerimientos generales

Los sistemas de protección, control y medición deben ser capaces de garantizar su propia operación, así como la operación confiable de los sistemas eléctricos de potencia mediante las siguientes funciones:

- Detección y aislamiento de zonas falladas, para permitir que el resto del sistema permanezca en servicio.
- Detección de condiciones anormales de operación y toma de decisiones que eviten el fallo de los equipos del sistema de potencia.
- Control de los diversos elementos del sistema de potencia, así como la indicación de las acciones de control.

- Registro de las mediciones y estado de los elementos del sistema de potencia durante disturbios para la determinación de las causas por las que fueron provocados.
- Medición e indicación de los parámetros de operación del sistema de potencia.
- Supervisión de los equipos del sistema de potencia mediante el estado del sistema de alarmas.

2.2.1.1. Facilidad de expansión

La facilidad de expansión se refiere a la capacidad de un sistema de protección, control y medición para poder ser modificado por la adición de nuevos equipos primarios y secundarios, así como cambios de configuración para expansiones futuras dentro de la subestación debido su relativa vida útil.

2.2.1.2. Automatización de funciones

Los sistemas de protección, control y medición deben ser capaces de realizar ciertas funciones de manera automatizadas como recierres, seccionalización, conmutación, restauración, maniobras, desconexión, ajustes, y sincronización de equipos mediante un control remoto o local.

2.2.1.3. Seguridad

Los equipos secundarios que conforman los sistemas de protección, control y medición deben presentar cierto grado de seguridad ya que estos pueden verse afectados por fallas que repercutan directamente en la seguridad de todo el

sistema, por esta razón los sistemas de protección, control y medición deben ser diseñados con medidas de redundancia de sus equipos para asegurar que se reduzca el efecto de una falla y mejorar la seguridad de todo el sistema.

2.2.1.4. Disponibilidad

La disponibilidad del sistema de protección, control y medición se refiere al nivel alto de disposición del equipo secundario que garanticen la seguridad del equipo primario de la subestación, en general los equipos secundarios deben tener la disponibilidad para el reconocimiento y diagnóstico de fallas en tiempos mínimos por medio de arquitecturas redundantes y tolerantes a fallas.

2.2.1.5. Flexibilidad

La flexibilidad se refiere a la capacidad de los sistemas de protección, control y medición para poder acomodarse a condiciones de contingencia que puedan presentarse en el mismo sistema, así como en el sistema de potencia. Un alto nivel de flexibilidad debe permitir al sistema la posibilidad de intercambiar equipos secundarios de diferentes fabricantes, extensiones o modificaciones parciales, así como cambios del equipo primario de patio.

2.2.1.6. Simplicidad

La simplicidad de los sistemas de protección, control y medición consiste en la simpleza de su arquitectura ya que la confiabilidad del mismo dependerá de que tan complejo sea el sistema, entre más simple sea un sistema de protección, control y medición mayor será la confiabilidad del mismo reduciéndose el número de operaciones para cambiar el estado de una subestación o aislar una zona de falla.

2.2.1.7. Mantenimiento

Los procedimientos de mantenimiento de los sistemas de protección, control y medición no deben ser sofisticados sino simplificados y prácticos para permitir la disponibilidad del sistema. El mantenimiento de los equipos secundarios no debe afectar la disponibilidad y confiabilidad de la instalación, la cual se puede ver afectada por los errores humanos durante las labores de mantenimiento, por lo que el mantenimiento de los sistemas de protección, control y medición deben ser los más prácticos posibles.

2.2.2. Clasificación de los sistemas de protección, control y medición

En las subestaciones eléctricas de alta tensión los sistemas de protección, control y medición se pueden clasificar dependiendo de la forma en la que los equipos utilizados se encuentran distribuidos e interconectados entre sí en:

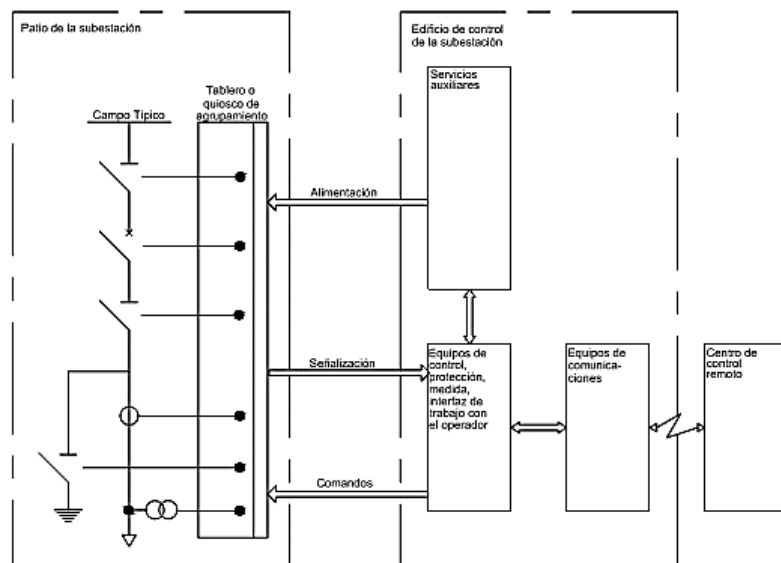
- Sistema centralizado
- Sistema distribuido

2.2.2.1. Sistema centralizado

El sistema de control centralizado se caracteriza por contar con un edificio de control en donde se tienen centralizados todos los equipos y dispositivos como controladores, relés de protección, equipos de comunicación, servicios auxiliares, estaciones de trabajo. En el sistema de control centralizado las señales provenientes de los equipos de patio de alta tensión son enviadas mediante cables multiconductores a un quiosco ubicado adyacentemente a los equipos de patio de la subestación, en dicho quiosco se agrupan todas las señales de patio

en un tablero para luego ser llevadas al edificio de control mediante otro cableado distribuyéndolos en sus respectivos tableros dentro del edificio de control donde se encuentran los relés de protección y equipos de medición.

Figura 17. Sistema centralizado



Fuente: MEJÍA, Villegas. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 408.

En los sistemas de control centralizados es común también cablear directamente las señales desde los equipos de patio hasta el edificio de control, cuando las distancias entre el patio y el edificio de control no son muy grandes o cuando las condiciones atmosféricas en la subestación son demasiado exigentes. Al edificio de control también se le suele llamar sala de relés y en algunas subestaciones esta se encuentra por debajo de la subestación en un sótano por razones de seguridad. Las señales y registros de los relés de protección y equipos de medida son enviadas a la RTU de la subestación la cual se encarga de procesar la información y digitalizar las señales que llegan hasta

el SCADA, la cual cuenta con una HMI para la visualización y operación remota de la subestación desde la sala de control.

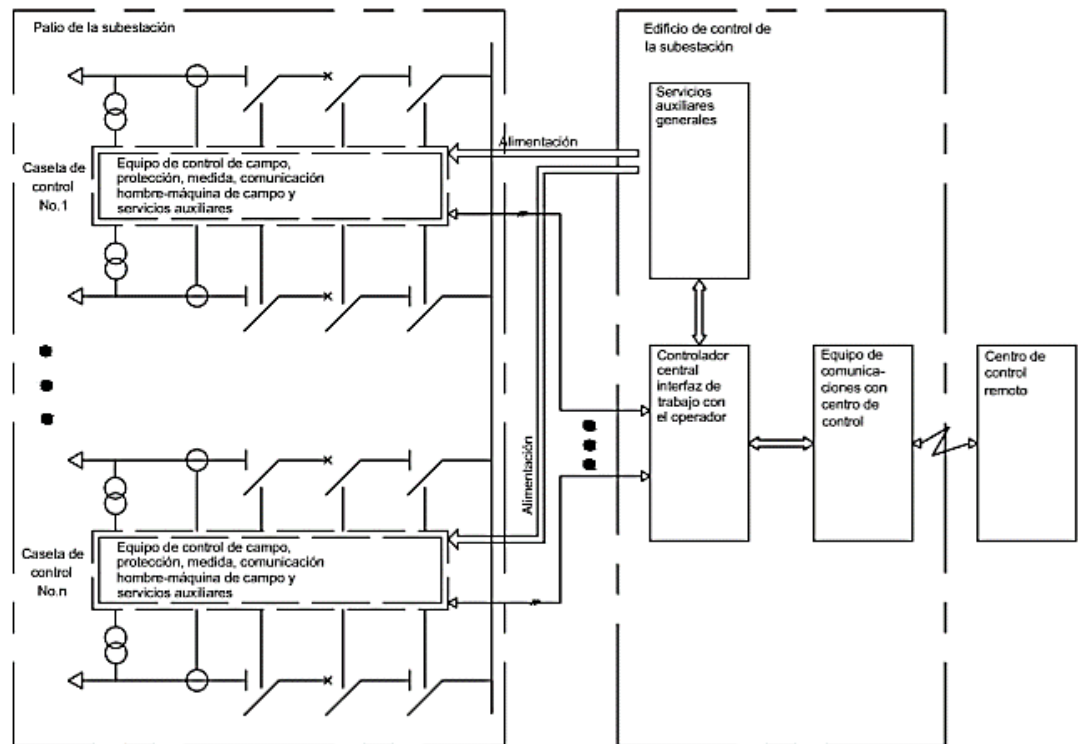
2.2.2.2. Sistema descentralizado

El sistema de control descentralizado o distribuido consiste en repartir los equipos y dispositivos tales como relés de protección, controladores de campo y equipos de comunicación en tableros de PCYM los cuales se ubican dentro de casetas que se encuentran en el patio de la subestación, reduciéndose las distancias de cableado de las señales al estar más próximos a los equipos de patio. En el sistema descentralizado cada tablero de PCYM contienen los equipos de protección y control asociados a una bahía de la subestación y en ellos se reúnen todas las señales de los equipos de patio asociados, así también se emiten comandos de disparo y el procesamiento de los datos mediante dispositivos de control automático los cuales se comunican con los relés de protección.

En el sistema descentralizado las casetas pueden albergar varios tableros de PCYM, con sus respectivos dispositivos de control automático los cuales se comunican a un controlador central ubicado en el edificio de control o sala de relés a donde llega la información de cada caseta mediante equipos y enlaces de comunicación que por lo general se llevan a cabo mediante fibra óptica por ser un medio altamente inmune a interferencias. El controlador central se encarga de procesar la información de todos los equipos de la subestación enviando dicha información por medio de protocolos de comunicación al SCADA, el cual al igual que en el sistema centralizado se cuenta con una HMI, para la visualización y control remoto de la subestación.

La alimentación de los equipos de los tableros PCYM, controladores y equipos de comunicación, se efectúa mediante tableros de distribución de corriente continua que se encuentran dentro de la misma caseta de igual forma para la iluminación y acondicionamiento se emplean tableros de corriente alterna. Los tableros de distribución de corriente directa y alterna ubicados en cada caseta son alimentados por los tableros principales de corriente alterna y directa que se pueden encontrar dentro del edificio de control o en un edificio aparte de servicios auxiliares de la subestación.

Figura 18. Sistema descentralizado



Fuente: MEJÍA, Villegas. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 409.

2.2.3. Tipos de sistemas de control en subestaciones eléctricas

Las nuevas tecnologías de los sistemas de supervisión y recolección de datos han permitido una evolución en los sistemas de control de subestaciones eléctricas, los cuales han pasado de ser sistemas completamente manuales de operación local o convencionales a sistemas completamente automáticos de operación remota.

2.2.3.1. Sistema de control convencional

En el sistema de control convencional las funciones de control y supervisión son realizadas por dispositivos que intercambian información entre sí de manera cableada. El sistema de control convencional consta de un nivel de campo donde se realiza la adquisición de información de los equipos primarios de patio tales como interruptores, seccionadores y transformadores de medida, el siguiente nivel corresponde a los elementos de procesamiento de toda la información que proviene de las señales cableadas de los equipos de patio exterior, en este nivel se realizan las funciones de protección, medición y control. Este tipo de sistema de control se encuentra en subestaciones con sistemas centralizados y de ingeniería antigua. En la actualidad este tipo de sistema se ha reemplazado por sistemas automáticos o combinados.

La arquitectura de los sistemas de control convencional de subestaciones está constituida por subsistemas y equipos estructurados de manera jerárquica por los siguientes niveles de control.

- Nivel 0: conformado por los equipos de alta tensión, relés de protección, registradores de fallas, reguladores de tensión de transformadores, equipo

de monitoreo de transformadores e interruptores, unidad de control y protección propia de los equipos, equipos de medida, equipos de alta tensión, servicios auxiliares de la subestación, banco de baterías entre otros.

- Nivel 1: este nivel está constituido por el tablero de control y los anunciadores de alarmas que sirven para las acciones de control y adquisición de alarmas de los dispositivos, equipos de cada campo y servicios auxiliares de la subestación.
- Nivel 2: constituido por los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación en la sala de control, SCADA.

Las comunicaciones e interfaces entre los niveles 2 y 1 se llevan a cabo por medio de la RTU y sistemas remotos que emplean protocolos de comunicación para la transmisión de información. Las comunicaciones e interfaces entre los niveles 1 y 0 se llevan a cabo mediante cables multiconductores, tendidos a través de canales de cables en el patio de la subestación.

Tabla I. **Arquitectura del sistema de control convencional**

Nivel 2	Sistemas remotos de información	
Nivel 2 – Nivel 1, comunicaciones e interfaz por medio de unidad terminal remota (RTU)		
Nivel 1	Elementos de control convencional como anunciadores de alarma, conmutadores, pulsadores, etc.	Interfaz de operación local (básica) Mímico
Nivel 1 – Nivel 0, cableado de control		
Nivel 0	IED's (Relés de protección, transductores, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.)	
	Equipos de alta tensión y servicios auxiliares	

Fuente: MEJÍA, Villegas. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 418.

2.2.3.2. Sistema de control automatizado

El sistema de control automatizado consiste en el empleo de IED, tales como equipos de medida, relés de protección, registradores de fallas, controladores de bahía, equipos de monitoreo y diagnóstico, dispositivos de control automático, dispositivos de comunicación entre otros, con facilidades de comunicación e integración. Estos dispositivos emplean uno o más microprocesadores que tiene la capacidad de recibir o enviar información y comandos, desde o hacia una fuente externa.

Los sistemas de control automatizados cuentan con un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos buscando la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED que se empleen en una subestación. El sistema de control automatizado integra todos los IED en una misma red de datos de control ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos. Generalmente el medio físico para la conexión de la red de datos entre los diferentes IED se realiza mediante fibra óptica o cable trenzado UTP o STP. En este sistema es más común emplear fibra óptica para la red de comunicaciones debido a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

Los sistemas de control automatizados permiten la marcación en tiempo real de los eventos registrados por lo equipos y relés de protección los cuales toman la señal de un reloj sincronizado por satélite GPS, usando un formato de salida de código de tiempo generalmente IRIG-B el cual es un estándar para transferir información de tiempo, dicha información de tiempo es distribuida entre los equipos para garantizar la resolución y la precisión para el registro secuencial de los disturbios y eventos del sistema.

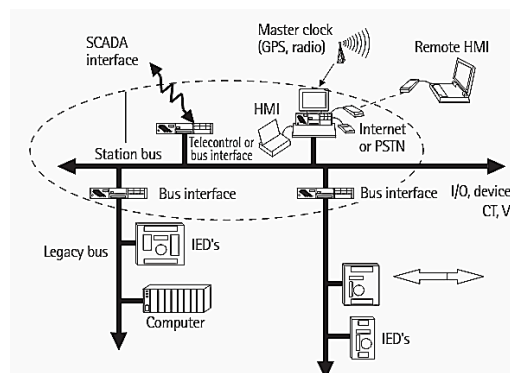
2.2.4. Topologías típicas de los sistemas de control automatizados de subestaciones eléctricas

Para el sistema de control de una subestación eléctrica, los diferentes equipos y tecnologías se deben ensamblar y organizar de cierta forma para su funcionamiento. Existen tres tipos de topologías de los sistemas de control empleados comúnmente las cuales son: basada en HMI, basada en RTU y descentralizada.

2.2.4.1. Topología basada en HMI

En la topología basada en HMI las funciones de control y automatización de la subestación residen en la computadora de la HMI la cual cuenta con un software especializado para realizar las tareas de control y automatización, esta computadora de la HMI tiene enlaces directos a los IED los cuales usan uno o más protocolos de comunicación.

Figura 19. Topología de control basada en HMI



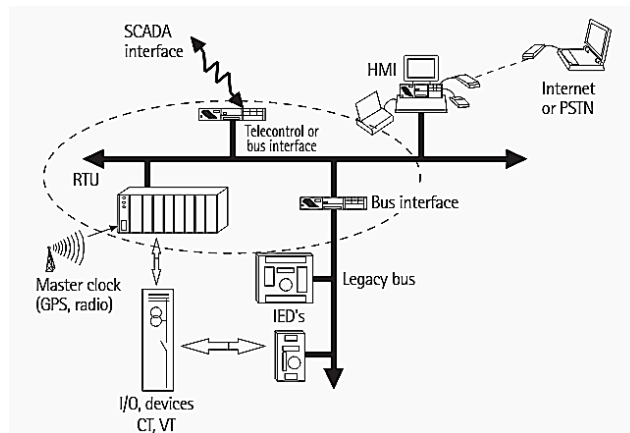
Fuente: CSANYI, Edvard. *Hardware implementation of substation control and automation*.
<https://electrical-engineering-portal.com/hardware-implementation-of-substation-control-and-automation/>. Consulta: 11 de enero de 2019.

Este tipo de topología es adecuado para subestaciones pequeñas de media tensión en la que las fallas de la computadora no tengan consecuencias mayores para el control de la subestación y se requiera una computadora HMI para albergar y procesar la información de todos los IED de la subestación.

2.2.4.2. Topología basada en RTU

Este tipo de topología para el sistema de control emplea una RTU basada en microprocesadores los cuales alojan el software de automatización y proporciona una unidad de recolección y procesamiento de datos para operar en sofisticados sistemas SCADA, lo que libera a la computadora HMI solo para realizar tareas de interfaz con el operador.

Figura 20. Topología de control basada en RTU



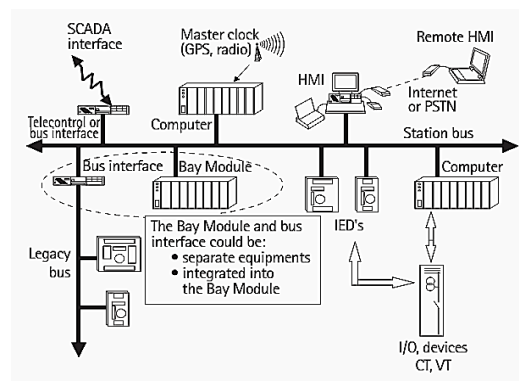
Fuente: CSANYI, Edvard. *Hardware implementation of substation control and automation*.
<https://electrical-engineering-portal.com/hardware-implementation-of-substation-control-and-automation/>. Consulta: 11 de enero de 2019.

La RTU tiene la capacidad de admitir comunicación con equipos a través de radio de dos vías, radio de microondas digital, ethernet y líneas de cables. Cuando se emplea una topología basada en RTU, la computadora HMI puede ser menos poderosa y usualmente toma la forma de una PC estándar. En la topología basada en RTU los módulos de bahía no son necesarios, ya que el software asociado para el enclavamiento y las secuencias de control están incluidas en el software de la RTU.

2.2.4.3. Topología descentralizada

En la topología descentralizada cada bahía de la subestación está controlada por un módulo o controlador de campo el cual alberga el software de control y de enclavamiento, este controlador de campo se conecta a los distintos IED requeridos como parte del control y la protección de la bahía, así como a la interfaz de la HMI. La conexión entre los diversos módulos de bahía y la computadora HMI se realiza generalmente bajo una disposición en estrella.

Figura 21. Topología de control descentralizada



Fuente: CSANYI, Edvard. *Hardware implementation of substation control and automation*. <https://electrical-engineering-portal.com/hardware-implementation-of-substation-control-and-automation/>. Consulta: 11 de enero de 2019.

En la topología descentralizada se puede aplicar redundancia a nivel de dispositivo individual, los relés y otros IED pueden estar duplicados, así también es habitual tener más de una HMI de operadores ya sea por razones operativas o por tolerancia a fallos, de igual forma la computadora del sistema de la HMI puede duplicarse para aplicar redundancia.

2.2.5. Sistema de supervisión, control y adquisición de datos

El sistema de supervisión, control y adquisición de datos es una solución que permite el control, recopilación de datos, generación de informes y la supervisión de todas las actividades y procesos que se llevan a cabo dentro de la subestación de manera automatizada. El sistema de supervisión, control y adquisición de datos en una subestación eléctrica está conformado por:

- Interfaz hombre máquina, HMI: es una interfaz gráfica que presenta los datos de los procesos de la subestación, mediante el cual un operador puede supervisar y controlar la subestación eléctrica.
- Sistema de supervisión: el sistema de supervisión consiste en una computadora la cual se encarga de recopilar los datos sobre los procesos de la subestación para luego ser proyectados en la pantalla de la HMI. Esta computadora tiene la capacidad de enviar comandos de control para la maniobra de los equipos de la subestación.
- Unidades terminales remotas, RTU: se encargan de convertir las señales generalmente analógicas provenientes de los equipos de protección y control de la subestación en datos digitales que son enviados a la computadora del sistema de supervisión.

- Infraestructura de comunicación: Proporciona la conectividad al sistema de supervisión con las unidades terminales remotas.

Los sistemas SCADA en general están constituidos por una parte de hardware y una de software. El hardware del sistema SCADA consiste en una serie de unidades terminales remotas RTU que recopilan los datos de campo que luego son enviados a una estación maestra a través de un sistema de comunicaciones. La estación maestra muestra los datos adquiridos y permite que el operador realice tareas de control remoto.

La RTU proporciona una interfaz para los IED de la subestación situados en cada sitio remoto y mediante el sistema de comunicaciones es posible la comunicación entre la estación maestra y los sitios remotos. Este sistema de comunicación puede ser fibra óptica, radio, línea telefónica y microondas.

El software de un sistema SCADA procesa la información adquirida de la estación maestra realizando las funciones de interfaz con el usuario, pantallas gráficas, alarmas, acceso de datos, base de datos, redes. El software del sistema SCADA se puede dividir en dos tipos, ya sea propietario o abierto, en el software propietario solo se pueden comunicar equipos y hardware perteneciente al mismo proveedor del sistema SCADA, mientras que el software abierto es posible la combinación de hardware y equipos de distintos proveedores.

2.2.5.1. Unidad terminal remota

La unidad terminal remota consiste en una unidad de control y adquisición de datos independiente, generalmente basada en microprocesadores la cual supervisa y controla los equipos de patio que se encuentran en una ubicación remota. La RTU tiene la función principal de controlar y adquirir datos de los

equipos de procesos en la ubicación remota y transferir dichos datos a una estación central. Los módulos de hardware RTU típicos incluyen un procesador de control y memoria asociada, entradas analógicas, entradas digitales, salidas digitales, e interfaces de comunicación.

2.2.5.2. Estación maestra

La estación maestra es la encargada de obtener datos de los equipos de patio de forma periódica desde las RTU y subestaciones maestras, además de controlar dispositivos remotos a través del operador de la estación. La estación maestra está conformada por un software que permite funciones de adquisición de datos, control, almacenamiento de base de datos y la interfaz hombre máquina. La estación maestra en general debe cumplir con las siguientes funciones:

- Establecer la comunicación entre cada una de las RTU de la subestación, configurando e inicializando cada RTU con parámetros de entrada y salida.
- Operación del enlace de comunicación bajo la filosofía de maestro-esclavo, realizando funciones de sondeo a cada RTU, para el registro de alarmas y eventos en el disco duro.
- Diagnósticos del estado de la RTU para la detección de fallas y posibles problemas relacionados con la sobrecarga de los datos.

2.2.5.3. Interfaz Hombre Máquina

La HMI permite la visualización parcial o total de la subestación proporcionando al operador un esquema sinóptico de la configuración de la

subestación en donde también se representan los equipos de maniobra como interruptores y seccionadores permitiendo a su vez su comando. La interfaz hombre maquina también tiene como función señalar las alarmas de la subestación y alertar al operador mediante una señal sonora cuando se produzca alguna contingencia dentro de los equipos de patio de la subestación.

Figura 22. **Interfaz hombre máquina**



Fuente: elaboración propia, sala de control, Subestación Guatemala Este.

2.2.6. Principales IED para los sistemas de control

En los sistemas de control automatizados modernos de subestaciones eléctricas es común el empleo de tecnologías inteligentes y de vanguardia como los IED los cuales operan en conjunto y de manera sincronizada bajo una topología de control y de comunicaciones para llevar a cabo las funciones de protección, control y medición en una subestación eléctrica. Entre algunos de los principales IED empleados en los sistemas de control automatizados de subestaciones eléctricas están:

- Dispositivos de control automático
- Dispositivos de protección
- Dispositivos de medición
- Dispositivos registradores
- Dispositivos de control de bahía
- Dispositivos de alarmas

2.2.6.1. Dispositivos de control automático

Los dispositivos de control automático permiten la programación de lógicas para el control local y remoto, así como la ejecución de comandos para el control de seccionadores e interruptores de potencia, realizando funciones de comunicación mediante protocolos para la comunicación con otros IED dentro de la subestación como los relés de protección. Estos dispositivos tienen la capacidad para realizar funciones de automatización y la integración de la información con SCADA. Algunos de estos dispositivos han sustituido a las RTU para llevar a cabo las tareas de procesamiento de la información y control de los equipos de patio de la subestación.

2.2.6.2. Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección son los encargados de realizar las funciones de protección de los equipos primarios de un sistema eléctrico de potencia tales como, barras colectoras, transformadores de potencia, interruptores de potencia, bancos de capacitores, reactores y líneas de transmisión.

Antiguamente la ingeniería de estos dispositivos de protección consistía en relés de protección electromecánicos, sin embargo, con el avance de la

tecnología los relés de protección electromecánicos quedaron obsoletos dando lugar a los relés de protección microprocesados los cuales facilitan la detección a alta velocidad de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia, proporcionando algunas funciones adicionales como la localización de las fallas y funciones de automatización y control.

Figura 23. **Relés de sobrecorriente electromecánicos**



Fuente: elaboración propia, sala de relés, Subestación Guatemala Sur

Los dispositivos de protección microprocesados son capaces de responder a fallas y disturbios que se presenten en el sistema en el orden de milisegundos registrando dichos disturbios o eventos en memoria. El avance de la tecnología y de las comunicaciones ha permitido que los dispositivos de protección microprocesados se comuniquen con otros IED mediante protocolos de comunicación para mejorar la confiabilidad del sistema, los registros y funciones de protección y control de los equipos de patio y líneas de transmisión de los sistemas de potencia.

Figura 24. **Relés de protección microprocesados**



Fuente: elaboración propia, caseta No.2, Subestación Escuintla 1.

2.2.6.3. Dispositivos de medición

Los dispositivos de medición son los encargados de realizar la medición y visualización de los diferentes parámetros eléctricos de un sistema de potencia como corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente. Estos dispositivos se conectan a los devanados secundarios de los transformadores de corriente y de potencial para tomar las lecturas y los muestran en su respectiva pantalla para su visualización. El avance de la tecnología ha desarrollado dispositivos de medición multifuncionales los cuales son capaces de almacenar en memoria las mediciones efectuadas para luego llevar a cabo posteriores análisis de calidad de la energía y el registro de los datos por parte de los operadores.

2.2.6.4. Dispositivos registradores

Los dispositivos registradores son los encargados de registrar y centralizar la información y los datos recabados de las bahías de una subestación eléctrica, además son empleados para realizar funciones adicionales de control y automatización reemplazando a las RTU, ya que estos dispositivos se

encuentran comunicados con otros IED como los relés microprocesados de protección centralizando toda la información de los mismos y proporcionando un registro de los eventos secuenciales, recuperación de informes de eventos y la integración de toda la información en tiempo real de las mediciones y disturbios a los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos.

2.2.6.5. Dispositivos de control de bahía

Los dispositivos de control de bahía permiten el control local de seccionadores, interruptores de potencia y equipos de potencia como los bancos de capacitores. Estos dispositivos tienen la capacidad para centralizar y procesar todas las señales de los equipos primarios y mediante estas señales ejecutar lógicas que permiten generar los comandos de apertura y cierre, bloqueos o permisos de enclavamiento, así como los comandos de control hacia los demás equipos de la subestación.

2.2.6.6. Dispositivos de alarma

Los dispositivos de alarmas son empleados para el anuncio de alarmas y eventos de las operaciones que se lleven a cabo con los equipos primarios de una subestación. Con el avance de la tecnología digital estos dispositivos tienen la capacidad para indicar el estado de hasta más de 30 entradas. Este tipo de dispositivos permite la visualización de las alarmas mediante indicadores led o bocinas que emiten la señal de alarma de las operaciones de los relés de respaldo, relés principales, fallas en bobinas de disparo entre otras alarmas que pueden ser mostradas en dichos dispositivos.

2.3. Funciones de los sistemas de protección

La función principal de un sistema de protección es la de brindar un mecanismo para la desconexión automática de un elemento que se encuentre en condiciones de falla o en régimen de operación anormal, con el objetivo de reducir los daños que se puedan presentar en el elemento fallado y que pueda llegar a afectar a la operación del resto del sistema eléctrico de potencia. Con el avance de las nuevas tecnologías los sistemas de protección además de proteger a los elementos del sistema tienen la capacidad de brindar información sobre el tipo y localización de las fallas proporcionando un registro secuencial de los eventos y fallas dentro del sistema para su análisis.

2.3.1. Generalidades de los sistemas de protección

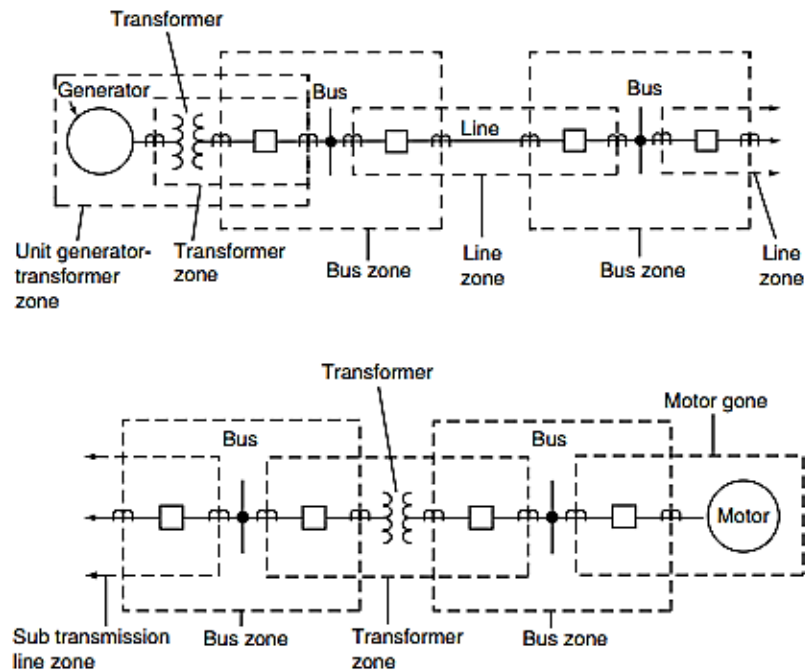
En los sistemas eléctricos de potencia se suelen emplear varios sistemas de protección en conjunto para asegurar la confiabilidad del sistema. Las funciones de protección son realizadas mediante los relés de protección los cuales actúan sobre los interruptores de potencia para aislar del sistema los equipos o líneas de transmisión que se encuentren en condiciones anormales de operación, además en redes de distribución y subtransmisión se suelen emplear fusibles y restauradores automáticos o también conocidos como recloser para la protección del sistema.

Los sistemas de protección consisten en varios relés que son responsables de alguna parte del sistema eléctrico de potencia y que están asociados a la activación de las bobinas de los interruptores de potencia correspondientes. Para la implementación de un sistema de protección se suele dividir al sistema eléctrico de potencia en zonas de protección las cuales pueden ser fácilmente aisladas del resto del sistema cuando en este se presente una anomalía.

Las zonas de protección deben estar dispuestas de forma que se superpongan entre ellas, para evitar zonas sin protección y mediante los transformadores de corriente son marcados los límites de cada zona de protección. En general los sistemas de protección disponen de seis categorías de protección las cuales son:

- Generadores y generadores-unidades de transformación
- Transformadores
- Barras colectoras
- Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución
- Equipos utilizados como motores, cargas estáticas u otros
- Bancos de capacitores o reactores

Figura 25. **Zonas típicas de los sistemas de protección**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying Principles and Applications*. p. 57.

Las seis categorías mencionadas anteriormente disponen de sus propios relés de protección específicamente diseñados para la protección primaria basados en las características de los elementos del sistema a proteger. Los sistemas de protección se pueden clasificar dependiendo de la zona de alcance que tengan dichos relés dentro del sistema y de la prioridad de los mismos para la detección de una falla en:

- Protección primaria
- Protección secundaria o de respaldo
- Protección de respaldo remota
- Protección de respaldo local

2.3.1.1. Protección primaria

La protección primaria es la encargada de detectar y disparar en primera instancia y en el menor tiempo posible cuando se presente una condición de operación anormal o cortocircuito en el elemento protegido. La protección primaria debe cubrir una zona de protección que puede estar conformada por uno o más elementos del sistema de potencia y es posible que para un elemento del sistema se cuente con varios dispositivos de protección primaria. La protección primaria de un elemento del sistema eléctrico de potencia puede no necesariamente estar instalado en el mismo punto de ubicación del elemento a proteger ya que existe la posibilidad de que este se encuentre en una subestación adyacente.

2.3.1.2. Protección secundaria o de respaldo

La protección de respaldo es la encargada de operar en lugar de la protección primaria cuando esta ha fallado y no ha logrado aislar el elemento

fallado o cuando esta se encuentra fuera de servicio. La protección de respaldo puede ser remota cuando esta se encuentra en una subestación diferente de donde se encuentra la protección primaria o puede ser local si se encuentra dentro de la misma subestación en donde se encuentra la protección primaria.

La protección de respaldo debe operar con un retardo intencional con el objetivo de que la protección primaria opere y libere la falla en primera instancia, es decir que al presentarse una falla ambas protecciones iniciaran su funcionamiento y en caso de no fallar la protección primaria enviara la señal de disparo al interruptor de potencia, iniciándose la reposición de la protección de respaldo para anular su operación.

2.3.1.3. Protección de respaldo remota

La protección de respaldo remota opera cuando la operación de la protección principal ha fallado, y generalmente en los esquemas de protección se suelen usar la segunda o tercera zona de protección como protección remota para el despeje de una falla en una sección de una línea adyacente, sin embargo, en la protección de respaldo remoto los tiempos de interrupción suelen ser largos y la selectividad no es satisfactoria debido a que saca de servicio a una porción grande del sistema protegido. Un ejemplo típico de protección de respaldo se da en la protección de barras en donde la segunda zona de protección de la línea brinda una protección de respaldo remoto a la protección de la barra.

2.3.1.4. Protección de respaldo local

La protección de respaldo local generalmente es empleada en sistemas de potencia de más de 220 kV, en donde las subestaciones operan bajo esquemas de protección complejos en los que la selectividad, sensibilidad y velocidad de

operación pueden presentar problemas. En la protección de respaldo local los interruptores y protecciones de respaldo se encuentran en la misma subestación y estos pueden ser de tres tipos:

- Respaldo local de circuito: este esquema también es llamado sistema redundante y consiste en un sistema de protección paralelo con el sistema de protección principal el cual posee las mismas funciones y características.
- Respaldo local por falla de interruptor: este esquema se emplea para prevenir fallas no despejadas por la anomalía en la operación de apertura en el interruptor de potencia, asegurando el disparo de interruptores adyacentes para despejar la falla.
- Respaldo local de subestación: el respaldo local de subestación consiste en brindar la protección de respaldo mediante otros circuitos dentro de la misma subestación como la protección de sobrecorriente de un transformador con la protección de sobrecorriente de circuitos radiales o la aplicación de las zonas de reversa de una protección de distancia para líneas de transmisión que actúan como respaldo de la protección diferencial de barras.

2.3.2. Requerimientos generales de los sistemas de protección

Los sistemas de protección de los sistemas eléctricos de potencia deben ser capaces de proporcionar un aislamiento rápido de un área operando en condiciones anormales o de falla, y estos deben cumplir con ciertos requerimientos generales para minimizar los daños en el elemento fallado y al resto del sistema los cuales son:

- Estabilidad del sistema de potencia
- Seguridad
- Selectividad
- Fiabilidad
- Confiabilidad

2.3.2.1. Estabilidad del sistema de potencia

Los sistemas de protección deben estar diseñados para no afectar la estabilidad del sistema de potencia y no comprometer la apertura de varias líneas de transmisión que produzcan un desbalance de energía en los generadores asociados haciendo que estos pierdan sincronismo llevando al sistema a una condición de inestabilidad y un apagón de proporciones mayores.

2.3.2.2. Seguridad

La seguridad de un sistema de protección consiste en la capacidad del sistema para no tener un disparo indeseado, en general un disparo indeseado puede ser provocado por la falla en alguno de los elementos del sistema de protección o por un mal ajuste en los relés de protección.

2.3.2.3. Selectividad

La selectividad de un sistema de protección se define como la capacidad de los relés de protección para operar dentro de su zona primaria de protección, teniendo un funcionamiento retardado en zonas de respaldo, con el fin de evitar disparos indeseados en líneas de transmisión adyacentes que no presenten algún tipo de falla.

2.3.2.4. Fiabilidad

La fiabilidad de un sistema de protección consiste en la capacidad del sistema para no omitir una operación de disparo durante una falla que se presente en el sistema de potencia y que no sea detectado por este. La omisión de un disparo durante condiciones de falla se puede deber a una falla en el interruptor o en el resto de los elementos del sistema de protección, lo cual puede llegar a generar problemas de estabilidad, daño a equipos primarios y apagones.

2.3.2.5. Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema de protección consiste en la combinación de la seguridad y fiabilidad, es decir la capacidad de no tener un disparo indeseado o la omisión de una operación de disparo durante una falla, obteniéndose como resultado una operación correcta. es importante que el sistema de protección tenga un balance entre la seguridad y la fiabilidad ya que un incremento en la fiabilidad del sistema representa un incremento de disparo indeseados, mientras que un incremento en la seguridad representa un incremento en la omisión de disparos.

2.3.3. Fundamentos para el cálculo de cortocircuito

La determinación de los niveles de falla o de cortocircuito en los diferentes componentes de un sistema eléctrico de potencia es de suma importancia para realizar de forma adecuada la configuración de los ajustes de los relés de protección. En la actualidad los cálculos de cortocircuito para sistemas eléctricos de potencia se llevan a cabo mediante software y programas computacionales especiales que simulan las complejas redes y facilitan a los ingenieros los cálculos de los niveles de falla, sin embargo, una buena comprensión de los

fundamentos de cálculo de cortocircuito permite un análisis más profundo en la determinación de los ajustes además de proporcionar una herramienta útil para el análisis de las lecturas y datos de los relés de protección durante condiciones de desequilibrio que son causadas por las fallas que se puedan presentar en un sistema eléctrico de potencia.

2.3.3.1. Método de componentes simétricas

El método de componentes simétricas permite comprender y analizar un sistema eléctrico de potencia durante condiciones de desequilibrio que pueden ser originadas por fallas entre fases, fallas a tierra, conductores abiertos, impedancias desequilibradas entre otros. Los relés de protección microprocesados en su mayoría operan a partir de valores de componentes simétricas, lo que hace de este método el lenguaje esencial de los ingenieros en protecciones para la visualización y análisis de los desequilibrios que se puedan presentar en un sistema eléctrico de potencia.

2.3.3.2. Conversión entre valores de fase y componentes simétricos

El método de componentes simétricos se utiliza para simplificar el análisis de fallas al convertir un sistema desbalanceado trifásico en un conjunto de fasores balanceados denominados componentes simétricas y se clasifican como componentes de secuencia positiva, negativa y cero. Estos componentes permiten un análisis simple de los sistemas de energía bajo fallas u otras condiciones desequilibradas. Una vez que el sistema se resuelve en el dominio de las componentes simétricas, los resultados se pueden transformar de nuevo al dominio de los valores fase para su análisis.

Un conjunto de valores en el dominio de fase se puede convertir al dominio de componente simétricas mediante la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Donde:

I_0 = componente de secuencia cero.

I_1 = componente de secuencia positiva.

I_2 = componente de secuencia negativa.

I_A = corriente en fase A.

I_B = corriente en fase B.

I_C = corriente en fase C.

α = desfase definido como $1 \angle 120^\circ$.

La ecuación anterior muestra la conversión de las componentes simétricas en términos de las corrientes y se aplica de igual forma para valores de voltaje. De la ecuación anterior también resultan las siguientes ecuaciones:

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \quad (2.5)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + \alpha I_B + \alpha^2 I_C) \quad (2.6)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_A + \alpha^2 I_B + \alpha I_C) \quad (2.7)$$

De igual manera un conjunto de componentes simétricas se puede convertir a valores de fase mediante la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

De la que resultan las siguientes ecuaciones:

$$I_A = I_0 + I_1 + I_2 \quad (2.9)$$

$$I_B = I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2 \quad (2.10)$$

$$I_C = I_0 + \alpha I_1 + \alpha^2 I_2 \quad (2.11)$$

Las ecuaciones anteriores son válidas para una secuencia de fase del sistema ABC por lo que para una secuencia de fase distinta se debe tener en cuenta el orden de los valores de fase.

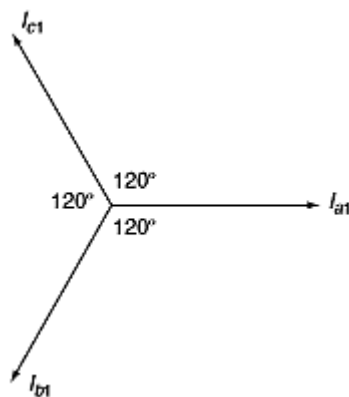
2.3.3.3. Redes de secuencia

Las redes de secuencia cero, positiva y negativa conducen las componentes simétricas de las corrientes de fase es decir las corrientes de secuencia cero I_0 , secuencia positiva I_1 y secuencia negativa I_2 respectivamente. La disposición y conexión de las redes de secuencia representan una condición de falla desequilibrada en específico por lo que en el método de componentes simétricas para calcular los niveles de falla es esencial determinar las impedancias totales de cada red de secuencia y combinarlas entre si dependiendo del tipo de falla para obtener las relaciones entre las corrientes y voltajes de falla del sistema.

2.3.3.3.1. Red de secuencia positiva

La red de secuencia positiva transporta las corrientes trifásicas equilibradas y los voltajes de línea a neutro que proporcionan los generadores del sistema por lo que siempre son iguales en magnitud y se encuentran desfasados por 120° como se detalló en las ecuaciones anteriores y se muestra en el siguiente diagrama fasorial para el conjunto de corrientes de secuencia positiva.

Figura 26. **Fasores de corriente de secuencia positiva**



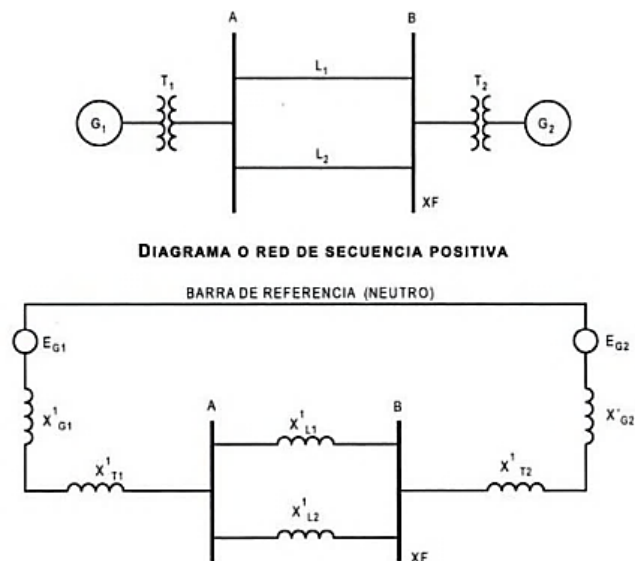
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying Principles and Applications*. p. 106.

Para la elaboración de la red de secuencia positiva se deben considerar las impedancias de secuencia positiva de los diferentes elementos del sistema. Para el caso de los generadores se suele despreciar la resistencia ya que no es tan significativa en comparación a la reactancia. Durante una falla en el sistema los niveles de corriente de cortocircuito en los generadores suelen decaer debido al campo magnético autoinducido en los devanados del estator que se opone al campo magnético de los polos lo que resulta en una disminución gradual del flujo magnético neto en el estator, este efecto es conocido como reacción de armadura. Por dicho efecto en condiciones de falla la reactancia de los generadores se suele modelar como una reactancia variable constituida por la

reactancia subtransitoria X''_d aplicable al inicio de la falla, una reactancia transitoria X'_d y una reactancia síncrona X_d en donde el nivel de falla decae a un valor estable.

En la elaboración de la red de secuencia positiva se usa como reactancia de secuencia positiva la reactancia subtransitoria X''_d del generador ya que es la que proporciona el nivel de falla más alto y esta se puede obtener del análisis y pruebas de cortocircuito en generadores. Para líneas de transmisión y transformadores de potencia las impedancias de secuencia positiva corresponden a los valores de impedancia proporcionados por los fabricantes. En la siguiente figura se detalla la elaboración de una red de secuencia positiva la cual se conforma de las fuentes y las respectivas impedancias de secuencia positiva de los diferentes elementos de un sistema eléctrico de potencia.

Figura 27. **Red de secuencia positiva**



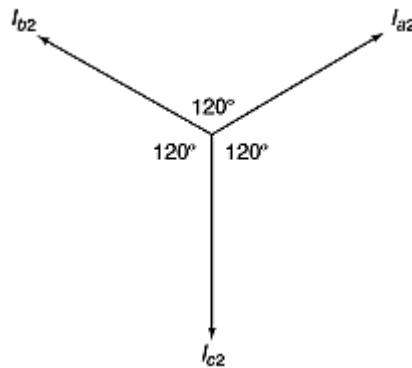
Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*.

p. 84.

2.3.3.3.2. Red de secuencia negativa

La red de secuencia negativa es por donde circulan las corrientes de secuencia negativa presentes de igual magnitud desfasadas 120° , pero con la secuencia de fase invertida a comparación de los fasores de corriente y voltaje de la red de secuencia positiva como se muestran en el siguiente diagrama fasorial.

Figura 28. Fasores de corriente de secuencia negativa

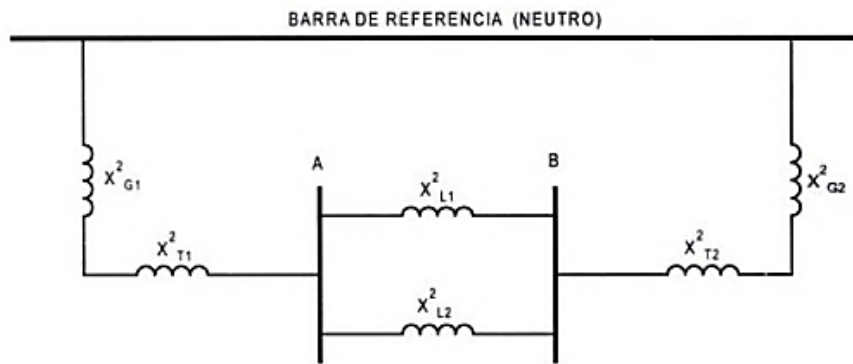


Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 107.

En esta red de secuencia no se consideran las fuentes de voltaje a diferencia de la red de secuencia positiva, esto debido a que los generadores del sistema no generan corrientes de secuencia negativa sin embargo como estas corrientes pueden fluir a través de sus devanados los generadores se representan como una impedancia sin voltaje. Las impedancias de secuencia negativa para los generadores corresponden a los valores de reactancia subtransitoria X''_d mientras que para los transformadores y líneas de transmisión los valores de impedancia de secuencia negativa son los mismos valores de impedancia de secuencia positiva.

En la siguiente figura se detalla la elaboración de una red de secuencia negativa la cual está conformada por las respectivas impedancias de secuencia negativa de los diferentes elementos de un sistema eléctrico de potencia.

Figura 29. **Red de secuencia negativa**

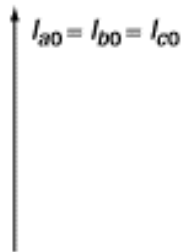


Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*.
p. 85.

2.3.3.3.3. **Red de secuencia cero**

La red de secuencia cero difiere de las redes de secuencia positiva y negativa en que las corrientes de secuencia cero circulan a través de las respectivas impedancias y hacia la tierra por lo que la elaboración de la red de secuencia cero depende del tipo de conexión de los neutros de los transformadores y generadores a tierra. En esta red de secuencia se debe satisfacer que los valores de corrientes sean de igual magnitud y se encuentren en fase como se muestra en el siguiente diagrama fasorial.

Figura 30. **Fasores de corriente de secuencia cero**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying Principles and Applications*. p. 108.

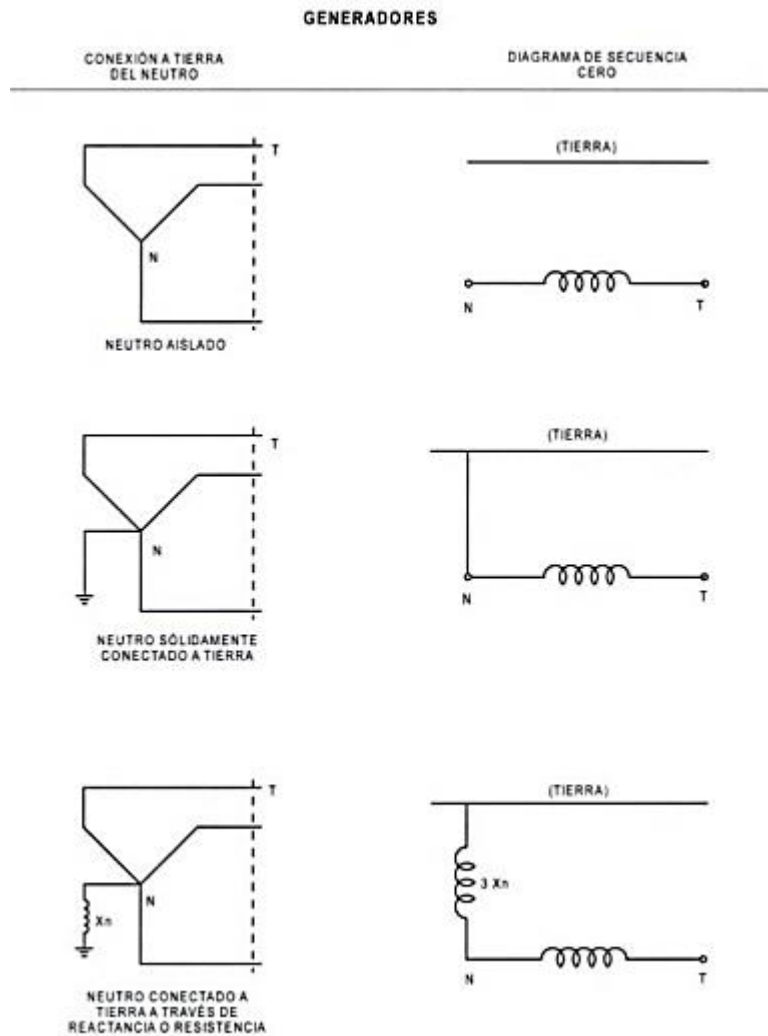
Para la determinación de la impedancia de secuencia cero en líneas de transmisión se debe considerar el efecto de retorno de la corriente por tierra y de los cables de guarda por lo que una aproximación para líneas de transmisión de un solo circuito sin cable a tierra es de 2 veces la impedancia de secuencia positiva y de 3,5 veces cuando existe cable a tierra.

La impedancia de secuencia cero para los bancos de transformadores es igual a las impedancias de secuencia positiva y negativa, esta corresponde al valor de la reactancia de dispersión también conocida como impedancia de fuga la cual puede ser obtenida mediante el equipo de medición apropiado para pruebas de cortocircuito en transformadores de potencia. De igual manera la impedancia de secuencia cero en generadores se determina aplicando tensión a las tres fases y haciendo girar la máquina a velocidad nominal con el circuito de campo cortocircuitado cuando este posee el neutro aterrizado a tierra.

Debido a que las conexiones delta de los transformadores de potencia y generadores no están conectadas a tierra no circulan corrientes de secuencia cero al igual que en conexiones en estrella no aterrizadas por lo que para la elaboración de la red de secuencia cero se deben considerar las conexiones de estos elementos, en las siguientes figuras se detallan los diagramas de secuencia

cero para las diferentes conexiones de transformadores de potencia y generadores.

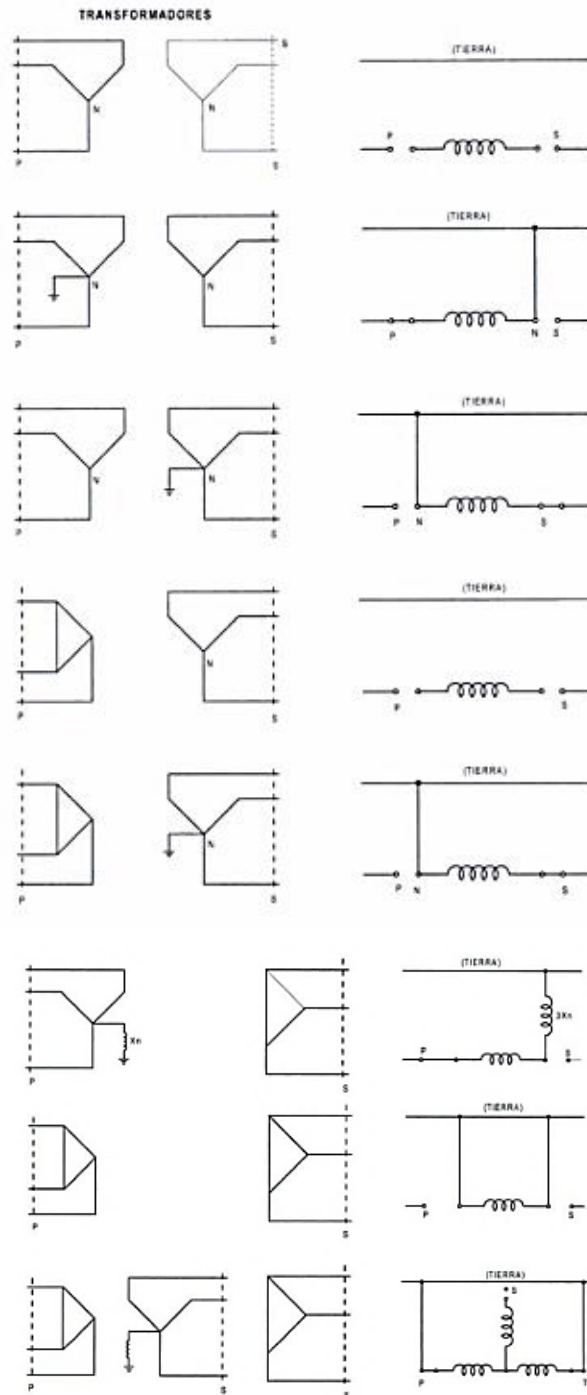
Figura 31. Diagrama de secuencia cero para generadores



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.*

p. 86.

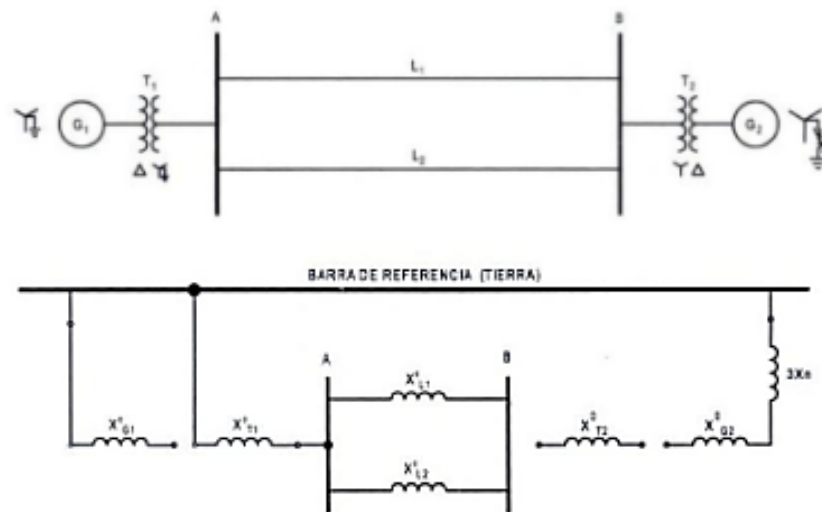
Figura 32. Diagrama de secuencia cero para transformadores



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*.

Con las impedancias de secuencia cero de los elementos del sistema en análisis y los diagramas de secuencia cero para las conexiones de los transformadores y generadores se elabora la red de secuencia cero como se muestra en la siguiente figura.

Figura 33. Red de secuencia cero



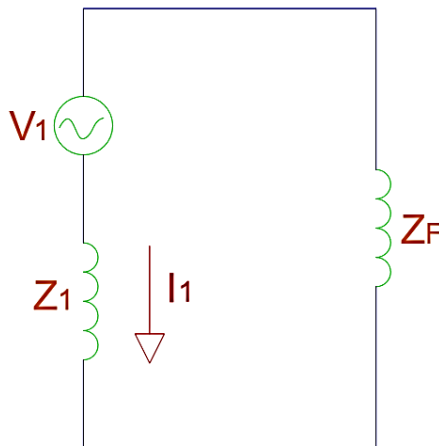
Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*.
p. 89.

2.3.3.4. Conexión de redes de secuencia

Las redes de secuencia equivalentes que transportan las corrientes I_1 , I_2 e I_0 respectivamente se conectan entre sí en una disposición particular para representar una condición de falla desequilibrada dada con lo que es posible determinar y calcular las corrientes de cortocircuito en cualquier punto del sistema para un tipo de falla en particular. Entre las fallas más comunes están las fallas trifásicas, fallas monofásicas a tierra, fallas de fase a fase o bifásicas y fallas bifásicas a tierra.

Para una falla trifásica debido a que las corrientes están balanceadas únicamente se emplea la red de secuencia positiva con el punto de falla conectado al neutro del generador a través de la impedancia de falla, por lo que para esta red únicamente circulará la corriente de secuencia positiva I_1 , como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Red de secuencia para falla trifásica



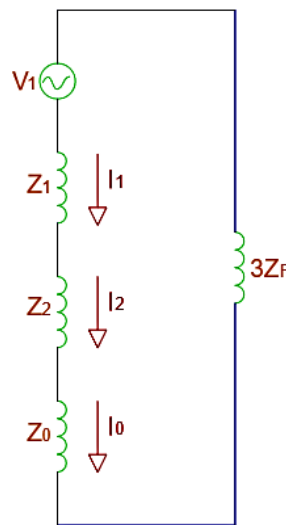
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Al convertir al dominio de fase mediante la ecuación 2.8 las corrientes de secuencia negativa y cero tendrán un valor de cero, por lo que se tiene la siguiente relación de ecuaciones, donde α representa un desfase de 120° .

$$\begin{aligned}I_A &= I_1 \\I_B &= \alpha^2 I_1 \\I_C &= \alpha I_1\end{aligned}$$

Para las fallas monofásicas a tierra al ser un sistema desbalanceado se conectan las tres redes de secuencia en serie en el punto de falla. La impedancia de falla se multiplica por tres y se conecta hacia el neutro del generador como se muestra en la figura 35.

Figura 35. **Red de secuencia para falla monofásica a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

En este tipo de falla circularán las tres componentes simétricas de corriente es decir I_0 , I_1 e I_2 , por lo que al convertir al dominio de fase mediante la ecuación 2.8 el valor de la corriente en la fase con falla será la suma de las 3 componentes simétricas de corriente por lo que se tienen las siguientes relaciones de ecuaciones para una falla en la fase A.

$$I_0 = I_1 = I_2$$

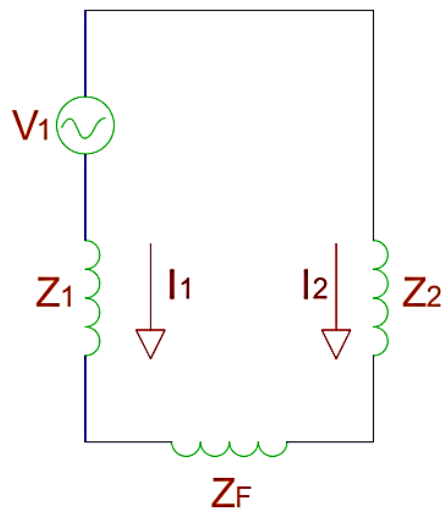
$$I_A = I_0 + I_1 + I_2 = 3I_1$$

$$I_B = 0$$

$$I_C = 0$$

Para una falla bifásica las redes de secuencia positiva y negativa se conectan en el punto de falla en paralelo a través de la impedancia de falla como se muestra en la figura 36.

Figura 36. **Red de secuencia para falla bifásica**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

En las fallas bifásicas únicamente circulan las componentes de corriente de secuencia positiva y negativa por lo que al convertir al dominio de fase mediante la ecuación 2.8 se tendrán las siguientes relaciones de ecuaciones para una falla entre las fases B y C.

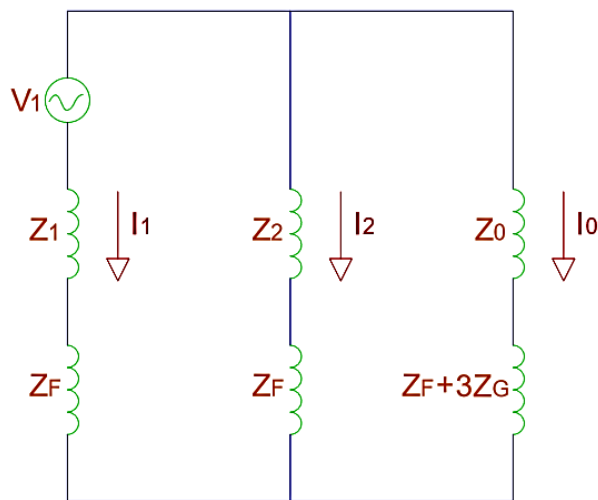
$$I_A = 0$$

$$I_B = \alpha^2 I_1 + \alpha I_2$$

$$I_C = \alpha I_1 + \alpha^2 I_2$$

En las fallas bifásicas a tierra las tres redes de secuencia positiva, negativa y cero se conectan en paralelo, añadiendo la impedancia de falla en cada una de las redes de secuencia como se muestra en la figura 37 donde Z_G representa la impedancia de tierra.

Figura 37. **Red de secuencia para falla bifásica a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Cuando se origina una falla bifásica a tierra circulan corrientes de secuencia positiva, negativa y cero por lo que al convertir al dominio de fase mediante la ecuación 2.8 el valor de corriente en las fases con falla será la sumatoria de las 3 componentes simétricas de corrientes como se detalla en las siguientes relaciones de ecuaciones asumiendo una falla bifásica a tierra entre las fases B y C.

$$I_A = 0$$

$$I_B = I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2$$

$$I_C = I_0 + \alpha I_1 + \alpha^2 I_2$$

2.3.3.5. Sistema de valores por unidad

El sistema de valores por unidad, p.u, permite establecer los parámetros de un sistema eléctrico de potencia tales como las impedancias, tensiones y corrientes en una base común para que puedan compararse y analizarse fácilmente en los procedimientos de cálculo por el método de componentes simétricas, estos se relacionan mediante la siguiente ecuación.

$$Valor_{p.u} = \frac{Valor_{real}}{Valor_{base}} \quad (2.12)$$

Para la elaboración de las redes de secuencia en el método de componentes simétricas se comienza escogiendo una base de potencia que generalmente corresponde a la potencia transmitida por todo el sistema. Una vez seleccionada la base de potencia se pueden determinar las bases de corriente e impedancia de los elementos del sistema mediante las siguientes ecuaciones:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V} \quad (2.13)$$

$$Z_{base} = \frac{V^2}{S_{base}} \quad (2.14)$$

Debido a que las impedancias de secuencia de los transformadores y generadores se dan sobre la base de su propia potencia es necesario convertir las impedancias de secuencia a la base seleccionada para el análisis de todo el sistema mediante la siguiente ecuación:

$$Z_{p.u} (nueva) = Z_{p.u} (anterior) * \left(\frac{S_{base} (nueva)}{S_{base} (anterior)} \right) \quad (2.15)$$

En general el procedimiento para la determinación de las corrientes y voltajes para un tipo de falla se basa en la elaboración de las redes de secuencia con los respectivos valores de impedancia en valores por unidad de cada elemento asociado hasta el punto de falla. Para ello se debe escoger una base de potencia que corresponde a la potencia transmitida por todos los elementos del sistema y calcular las bases de impedancia y corriente. Si es necesario se deben convertir las impedancias de los transformadores y generadores a la base seleccionada mediante la ecuación 2.15. En la mayoría de los cálculos los valores de impedancia de falla y de tierra se suelen omitir al no ser tan representativos.

Una vez construidas las redes de secuencia, positiva, negativa y cero, se procede a simplificar cada una de ellas de manera que solo se tengan impedancias equivalentes para cada red de secuencia las cuales luego se conectan dependiendo del tipo de falla a analizar permitiendo determinar así los niveles de cortocircuito en valores por unidad, los cuales se pueden convertir al dominio de fase mediante la ecuación 2.4 y finalmente convertirse a valores reales mediante la ecuación 2.12.

2.3.4. Protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son uno de los elementos más importantes de los sistemas eléctricos de potencia ya que permiten la interconexión entre las centrales de generación y los centros de consumo, por lo que la protección en líneas de transmisión para la eliminación rápida de fallas es de vital importancia para evitar daños en equipos primarios, mejorar la calidad de la energía y reducir perturbaciones en la estabilidad del sistema.

En los sistemas de distribución radiales es común emplear protecciones de sobrecorriente con relés, fusibles y restauradores debido a que las corrientes de falla fluyen en una sola dirección, por el contrario, en sistemas anillados como los empleados en los sistemas de transmisión y subtransmisión la dirección de la corriente de falla dependerá de la localización de la falla por lo que la protección de líneas de transmisión puede efectuarse mediante las siguientes funciones de protección:

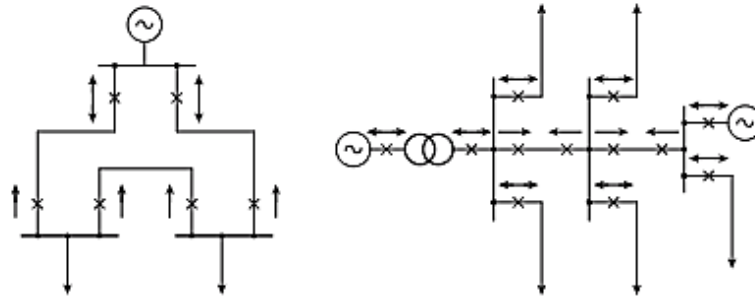
- Protección direccional de sobrecorriente 67
- Protección de distancia 21
- Protección de comparación direccional
- Protección por comparación de fase
- Protección diferencial de línea 87L

2.3.4.1. Protección direccional de sobrecorriente 67/67N

La función protección direccional de sobrecorriente tiene la capacidad de medir la intensidad de corriente y el sentido del flujo de la potencia entregada, tomando como referencia la tensión del sistema. La protección direccional de sobrecorriente puede ser empleada para la protección de líneas de transmisión, transformadores de distribución y motores además de brindar protección de respaldo para las protecciones de distancia y diferenciales de línea.

El elemento direccional de esta protección permite la actuación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando la corriente circula en un sentido determinado, y debido a dicha característica esta protección es usualmente empleada en redes de transmisión en anillo, en redes con alimentación bilateral o en lazo tanto para cortocircuitos entre fases como a tierra.

Figura 38. **Aplicación de protección direccional de sobrecorriente**



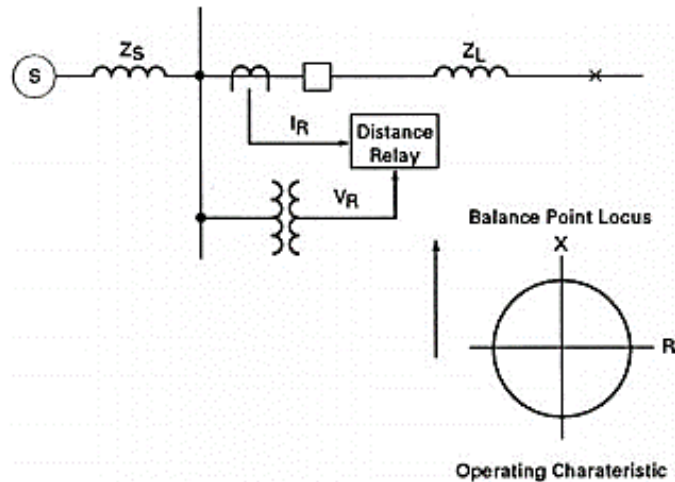
Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 126.

Los relés de sobrecorriente direccionales están constituidos por una unidad de sobrecorriente normal más una unidad que puede determinar la dirección del flujo de potencia la cual requiere de una señal de referencia para medir así el ángulo de la falla y determinar si el relé debe operar. Esta referencia también llamada señal de polarización es generalmente una tensión, aunque es posible emplear una entrada de corriente como referencia tal como en el caso de la protección contra fallas a tierra.

2.3.4.2. Protección de distancia 21/21N

La protección de distancia es una función de protección no unitaria que tiene la capacidad de discriminar entre fallas que ocurren en diferentes partes del sistema, dependiendo de la impedancia medida. Para su operación la protección de distancia compara la corriente de falla medida por el relé con la tensión en la ubicación del relé para determinar así la impedancia de la línea hacia la falla.

Figura 39. Esquema de protección de distancia



Fuente: ELMORE, Walter A. *Protective Relaying Theory and Applications*. p. 247.

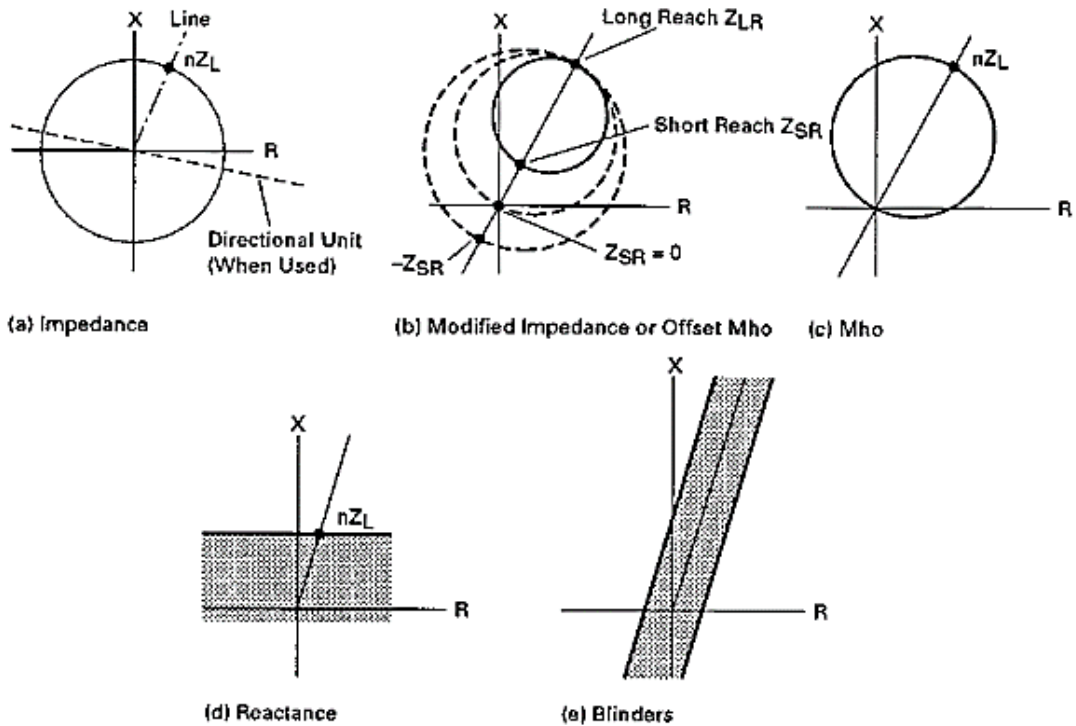
La principal ventaja de usar la protección de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de la línea protegida, la cual es una constante independientemente de las magnitudes de la tensión y la corriente, por lo que el relé de distancia tiene un alcance fijo, en comparación con las unidades de sobrecorriente donde el alcance varía según las condiciones del sistema. Las protecciones de distancia se utilizan como regla general en líneas de transmisión de 110 kV y voltajes superiores, realizando la función de protección contra cortocircuitos entre fases y también para la de protección contra cortocircuitos a tierra.

Los relés de distancia se clasifican según sus características en el plano R-X, el tipo más común compara la magnitud o fase de las dos señales entrantes para obtener las características de operación, la cuales son líneas rectas o circulares cuando se dibujan en el plano R-X.

2.3.4.2.1. Diagrama R-X

El diagrama R-X consiste en un plano cartesiano en donde el eje horizontal y el eje vertical corresponden a la parte real e imaginaria respectivamente de un fasor de impedancia. Los relés de distancia emplean este diagrama para determinar sus características de operación, la cual puede tener diferentes formas, siendo las más comunes la del relé tipo mho que consiste en un círculo con el centro desplazado, el relé tipo reactancia que consiste en una línea horizontal y la del relé tipo lente que se representa en este diagrama mediante una curva elíptica.

Figura 40. Características típicas de los relés de distancia

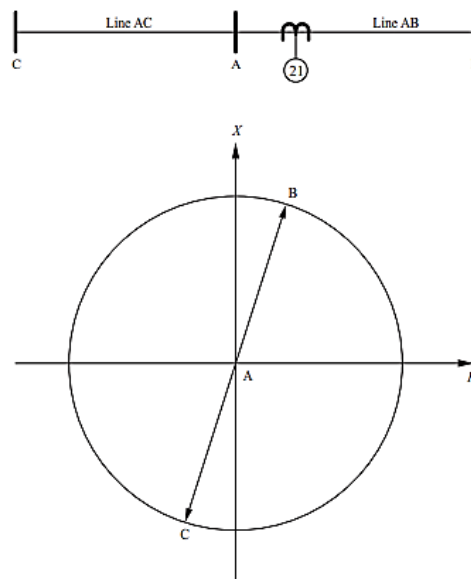


Fuente: ELMORE, Walter A. *Protective Relaying Theory and Applications*. p. 249.

2.3.4.2.2. Característica de impedancia simple

La característica de impedancia simple no toma en cuenta el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje aplicado al relé, por lo que su característica de impedancia cuando se representa en el diagrama R-X consiste en un círculo con su centro en el origen y radio igual a la impedancia ajustada en el relé en ohmios. La operación en esta característica de impedancia ocurre para todos los valores de impedancia menores que el ajuste, es decir para todos los puntos dentro del círculo.

Figura 41. Característica de impedancia simple



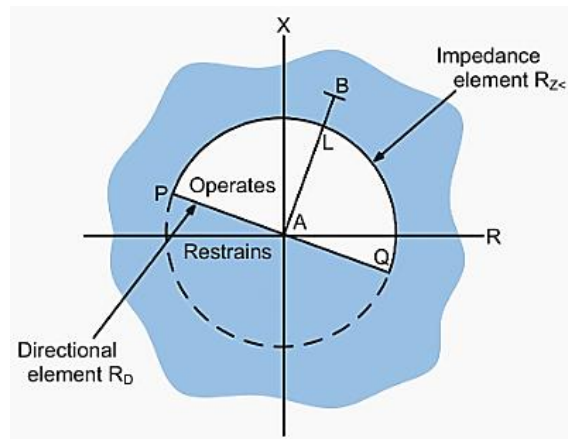
Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 177.

En la característica de impedancia simple la operación se dará para todas las fallas a lo largo del vector AB y también para todas las fallas detrás de la barra

de distribución definidas por el vector AC como se observa en la figura 41, siendo una característica no direccional. El alcance de la protección instantánea de esta característica de operación se configura entre el 80 % y 85 % de la línea protegida.

Para que el relé de distancia con característica de impedancia simple no responda a fallas fuera de la línea protegida, el control direccional es una cualidad de discriminación esencial para un relé de distancia, el cual se puede obtener mediante la adición de un elemento de control direccional separado. La característica de impedancia de un elemento de control direccional es una línea recta en el diagrama R-X, lo cual genera un disparo cuando la impedancia medida se sitúa en la mitad del plano R-X, limitando la zona de operación en un semicírculo.

Figura 42. **Impedancia simple combinada con elemento direccional**



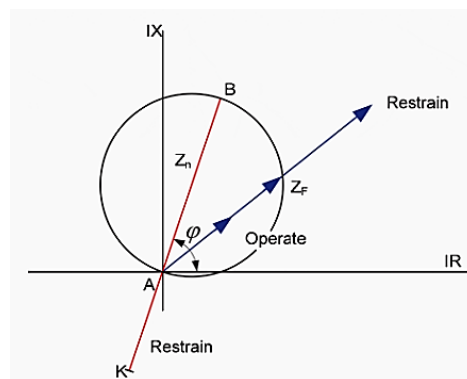
Fuente: CSANYI, Edvard. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. <https://electrical-engineering-portal.com/distance-relay-characteristics>.

Consulta: 20 de febrero de 2019.

2.3.4.2.3. Característica mho

La característica mho combina las propiedades de los elementos direccionales y de características de impedancia. Su característica de operación es direccional por lo que el relé solo funciona para fallas frente a la ubicación del relé. Los elementos de impedancia mho eran empleados antiguamente en los relés electromecánicos ya que eran económicos y en la actualidad debido a que se conocen sus ventajas y limitaciones son empleados en los relés numéricos modernos lo cuales emulan el funcionamiento de esta característica de operación.

Figura 43. Característica mho



Fuente: CSANYI, Edvard. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. <https://electrical-engineering-portal.com/distance-relay-characteristics>.

Consulta: 20 de febrero de 2019.

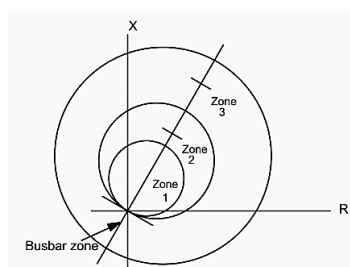
En la característica mho el elemento de impedancia es direccional y opera para fallas en la dirección hacia adelante. La característica de impedancia se ajusta estableciendo el alcance de la impedancia Z_n , a lo largo del diámetro y el ángulo característico del relé ϕ , desde el eje R. El relé opera para valores de impedancia de falla Z_F dentro de su característica.

En algunas condiciones de falla como una falla de arco o una falla de tierra la cual involucra una resistencia adicional como la resistencia de la base de la torre o la resistencia de vegetación, el valor del componente resistivo de la impedancia de falla aumenta provocando un cambio en el ángulo de impedancia reduciendo el alcance debido al incremento de la componente resistiva durante condiciones de una falla resistiva. Para reducir este inconveniente es común ajustar el ángulo característico del relé a un valor menor que el ángulo de la línea, de modo de que el relé detecte una pequeña cantidad de resistencia de falla sin causar un alcance bajo para la detección de fallas de arco o de tierra.

2.3.4.2.4. Característica lenticular y offset mho

En condiciones de fallas cercanas en donde el voltaje del relé es casi cero, una característica mho o cualquier otra característica de operación de impedancia direccional puede dejar de funcionar cuando se requiera que lo haga. Para cubrir estas fallas se emplean características de impedancia no direccionales, como la característica lenticular o la característica offset mho.

Figura 44. Característica offset mho



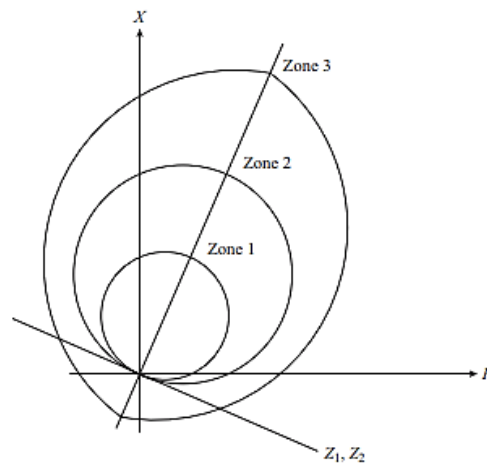
Fuente: CSANYI, Edvard. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. <https://electrical-engineering-portal.com/distance-relay-characteristics>.

Consulta: 20 de febrero de 2019.

La característica de offset mho al utilizarse junto con las unidades de medición mho es decir como una unidad de medición en zona 3 con alcance inverso proporciona protección de respaldo contra fallas en la barra de distribución. La protección de respaldo contra falla en la barra de distribución también puede ser obtenida mediante una característica cuadrilateral.

La característica de offset mho puede llegar a operar bajo condiciones de transferencia de carga máxima debido a la componente resistiva si la zona 3 del relé tiene una configuración de gran alcance. Para evitar este problema la característica lenticular es empleada la cual permite la protección de líneas de alta impedancia con transferencia de alta potencia.

Figura 45. **Característica lenticular/offset mho**



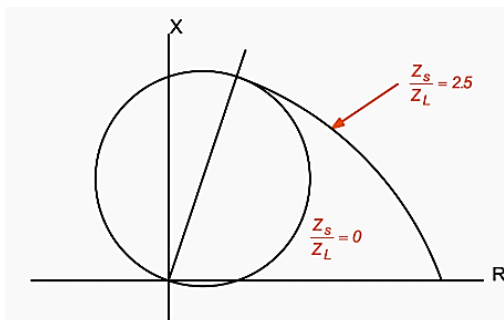
Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 182.

2.3.4.2.5. Característica mho completamente polarizada

Debido a que la característica mho puede dejar de operar para fallas cercanas en donde el voltaje del relé es casi cero una forma de garantizar la respuesta correcta del elemento mho para fallas de voltaje cero es agregando un porcentaje de voltaje de las fases sanas como voltaje de polarización que actúa como referencia.

Por medio del uso de un sistema de memoria de voltaje de fase en los relés modernos microprocesados, que proporciona varios ciclos de referencia de voltaje previo a una falla se puede brindar protección para fallas trifásicas cercanas las cuales no cuentan con una referencia de voltaje de fase saludable. Los sistemas digitales, numéricos o modernos pueden ofrecer una referencia de fase síncrona para las variaciones en la frecuencia del sistema de energía antes o incluso durante una falla. Al aplicar la polarización a un elemento de impedancia mho se mejora también la cobertura resistiva.

Figura 46. Característica mho completamente polarizada



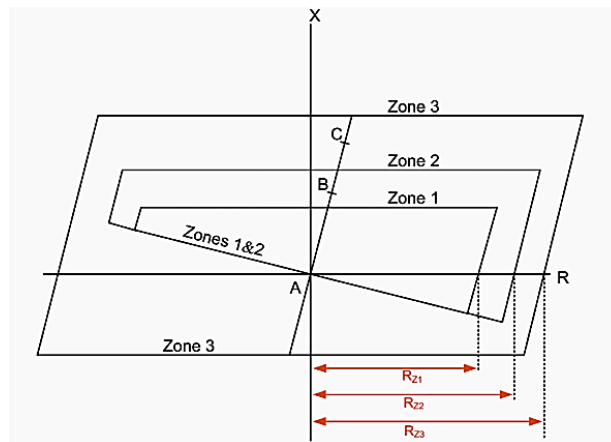
Fuente: CSANYI, Edvard. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. <https://electrical-engineering-portal.com/distance-relay-characteristics>.

Consulta: 20 de febrero de 2019.

2.3.4.2.6. Característica cuadrilateral

La característica cuadrilateral se proporciona mediante ajustes de alcance reactivo hacia adelante y de alcance resistivo los cuales se pueden ajustar de forma independiente, proporcionando una mejor cobertura resistiva que cualquier característica de tipo mho para líneas cortas. La característica cuadrilateral permite una mejor cobertura en la medición de la impedancia de falla a tierra, donde las resistencias de arco y de falla a tierra contribuyen a valores más altos de la resistencia de falla. Para evitar errores excesivos en la precisión del alcance de la zona, es común establecer un alcance resistivo máximo en términos del alcance de la impedancia de la zona.

Figura 47. Característica cuadrilateral



Fuente: CSANYI, Edvard. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. <https://electrical-engineering-portal.com/distance-relay-characteristics>.

Consulta: 20 de febrero de 2019.

Las características cuadrilaterales son altamente flexibles en términos de cobertura de impedancia de falla tanto para fallas de fase como fallas a tierra por lo que en la mayoría de los relés de distancia microprocesados se ofrecen estas

características de operación. Por lo general los elementos cuadrilaterales se utilizan para la protección de líneas contra fallas a tierra y para protección contra fallas entre fases en líneas cortas. Para conformar una característica cuadrilateral de distancia se requieren tres tipos de elementos:

- Elemento de reactancia, línea superior
- Elementos de resistencia, líneas derecha e izquierda.
- Elemento direccional, supervisa los elementos de reactancia y resistencia.

La característica cuadrilateral de distancia opera cuando los tres elementos anteriormente mencionados operan.

2.3.4.2.7. Criterios de alcance y tiempo de operación

La configuración del alcance de cada una de las zonas de la protección de distancia se realiza en función de la impedancia de secuencia positiva desde la ubicación del relé hasta el punto de la línea a proteger o hasta las líneas adyacentes para brindar protección de respaldo dependiendo de la zona de alcance. Generalmente se suelen emplear 3 zonas de alcance con característica mho para fallas de fase y 3 zonas de alcance con característica cuadrilateral para brindar protección contra fallas a tierra.

Algunas otras configuraciones emplean una característica inversa en su zona más externa para brindar protección de respaldo contra fallas en la barra de la subestación donde se encuentra la protección de distancia. Dependiendo de lo complejo y de las necesidades del sistema también se suelen emplear hasta 5 zonas de protección, aunque lo más común es emplear únicamente hasta 3 zonas de protección de distancia.

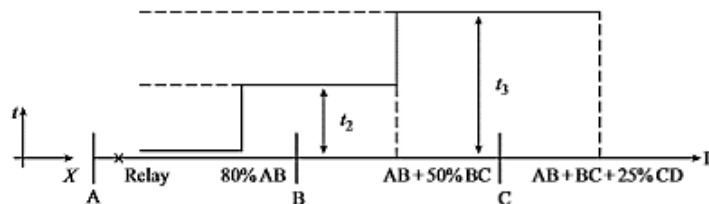
Para la configuración de los alcances de las zonas de protección se emplean los siguientes criterios de ajuste.

- Alcance zona 1: entre el 80 % y 85 % de la línea protegida.
- Alcance zona 2: el 100 % de la línea protegida, más el 50 % de la línea adyacente más corta.
- Alcance zona 3: el 100 % de la línea protegida, más el 100 % de la línea adyacente más larga, más el 25 % de la siguiente línea más corta.

El tiempo de operación para la zona 1 se configura sin tiempo de retardo es decir instantáneo, mientras que para las demás zonas los tiempos de operación se pueden seleccionar dentro de los siguientes rangos.

- Tiempo de operación zona 1: instantáneo.
- Tiempo de operación zona 2: 0,25 seg – 0,4 seg; 15 ciclos – 24 ciclos.
- Tiempo de operación zona 3: 0,6seg – 1,0seg; 36 ciclos – 60 ciclos.

Figura 48. **Criterio de zonas de protección de distancia**



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 184.

2.3.4.2.8. Conversión de impedancias

Debido a que los ajustes de los alcances de las zonas de protección en los relés de protección de distancia se suelen configurar en ohmios secundarios es necesario realizar una conversión de las impedancias de las líneas de transmisión en valores primarios a valores secundarios, esta conversión se puede obtener de la siguiente relación:

$$Z_{prim} = \frac{V_{prim}}{I_{prim}} \quad (2.16)$$

$$Z_{prim} = \frac{V_{sec} * RTP}{I_{sec} * RTC} \quad (2.17)$$

Por lo que despejando la ecuación anterior en función de la impedancia secundaria se tiene:

$$Z_{sec} = Z_{prim} * \left(\frac{RTC}{RTP} \right) \quad (2.18)$$

Donde:

Z_{sec} = impedancia de secuencia positiva secundaria.

Z_{prim} = impedancia de secuencia positiva primaria.

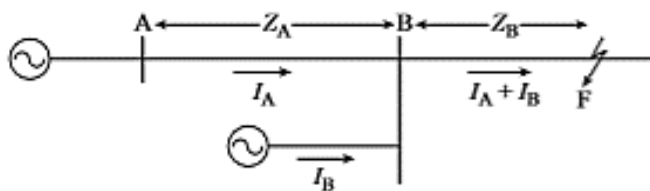
RTC = relación de transformación de CT.

RTP = relación de transformación de PT.

2.3.4.2.9. Efecto infeed

El efecto infeed es ocasionado por una o más fuentes de generación que alimentan una falla que se encuentra dentro de una zona de protección de distancia, lo cual ocasiona que la impedancia medida por el relé sea mayor al valor real de impedancia que corresponde a la distancia del relé hasta el punto de falla. Al ser mayor la impedancia medida existe la posibilidad de que un relé de distancia no detecte la falla dentro de su zona de protección y por consiguiente no opere.

Figura 49. Efecto infeed



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 187.

En la figura 49 la impedancia medida por el relé de distancia en la subestación A para una falla más allá de la barra de la subestación B será mayor al valor real de impedancia que corresponde a la impedancia medida desde la ubicación del relé a la falla. Para este caso la tensión medida por el relé será:

$$V_A = I_A Z_A + (I_A + I_B) Z_B \quad (2.19)$$

Dividiendo la ecuación anterior entre I_A para determinar la impedancia medida por el relé se tendrá:

$$\frac{V_A}{I_A} = \frac{I_A Z_A}{I_A} + \frac{(I_A + I_B) Z_B}{I_A} \quad (2.20)$$

$$Z_{relé} = Z_A + (1 + K) Z_B \quad (2.21)$$

Donde $K = I_B / I_A$, y es denominada constante de infeed, al considerarse más fuentes de generación se deberá tener en cuenta el aporte a la corriente de falla de cada fuente, por lo que la constante de infeed se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$K = \frac{I_{Total\ Infeed}}{I_{relé}} \quad (2.22)$$

Donde:

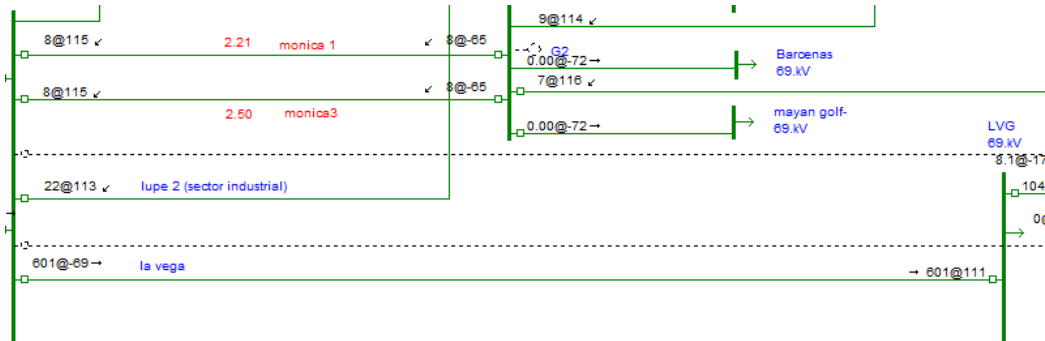
$I_{Total\ Infeed}$ = aportación total de los generadores a la corriente de falla.

$I_{relé}$ = corriente de falla medida en la ubicación del relé.

Al considerarse el efecto infeed, los ajustes de las zonas de protección de distancia según los criterios anteriormente mencionados se incrementan en un factor de $(1+K)$ y para cada zona de protección se debe determinar una constante de infeed que está asociada con las aportaciones de corriente de falla en el punto de análisis para una determina zona.

Debido a que los sistemas eléctricos de potencia son demasiado extensos y complejos se suelen emplear programas computacionales que cuentan con software de protección para los sistemas eléctricos de potencia con la capacidad de simular los sistemas bajo condiciones de falla y facilitar la determinación de las constantes de infeed.

Figura 50. **Software especializado de protección**



Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

2.3.4.2.10. Factor de compensación residual

Para fallas a tierra los relés de protección de distancia deben aplicar un factor de corrección, esto debido a que, durante este tipo de fallas, la corriente de falla retorna a través de los cables de guarda y la tierra ocasionando una medición de impedancia incorrecta. Este factor de corrección denominado factor de compensación residual considera las diferencias entre las impedancias de los conductores y la tierra para que el relé pueda ajustar la medición de la distancia real desde la ubicación del relé hasta el punto la falla mediante la siguiente ecuación.

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \quad (2.23)$$

Donde:

K_0 = factor de compensación residual.

Z_{L0} = impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión.

Z_{L1} = impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.

2.3.4.2.11. Verificación de carga máxima

Los valores de impedancia correspondientes a la zona más externa generalmente la zona 3 de la protección de distancia no deben estar dentro de la zona de impedancia de carga máxima, ya que en condiciones de máxima transferencia de carga esto puede ocasionar una operación indebida de la protección de distancia.

El punto de carga máximo se puede determinar considerando la tensión nominal de la línea y su capacidad máxima de transmisión de potencia mediante la siguiente ecuación.

$$Z_C = \frac{V^2}{S_{max}} \angle 30^\circ \quad (2.24)$$

Donde:

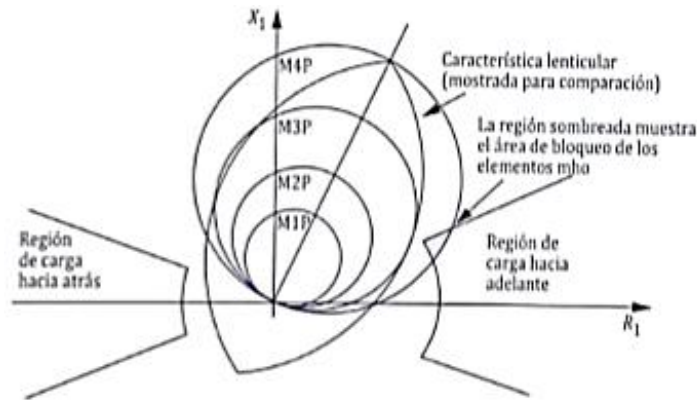
Z_C = impedancia de carga máxima.

V = tensión nominal de la línea de transmisión.

S_{max} = potencia aparente máxima de transmisión de la línea.

Para evitar que la zona de protección de distancia más externa este dentro de la zona de impedancia de carga debe existir un porcentaje de separación con mínimo entre el 20 % y 25 %, para líneas de transmisión con circuito único y del 50 % para líneas de transmisión con circuito doble. En los relés de distancia con característica cuadrilateral empleado para fallas a tierra se suele emplear la impedancia de carga máxima para determinar el alcance máximo de la zona más externa sin invadir la zona de la impedancia de carga.

Figura 51. **Verificación de carga máxima**



Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 84.

2.3.4.3. **Protección de comparación direccional**

La protección de comparación direccional es un tipo de teleprotección absolutamente selectiva el cual requiere de un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea para su operación. Esta protección compara la dirección de la corriente de falla en ambos extremos de la línea en donde si la medida de la dirección indica que todas las corrientes circulan hacia la zona protegida significa que se trata de una falla interna, mientras que si una de las medidas indica una corriente circulando hacia fuera de la zona protegida significa la existencia de una falla externa.

La teleprotección utiliza un canal de comunicaciones para comparar la información proveniente de los terminales de la línea y proporcionar una eliminación de fallas de alta velocidad para el 100 % de la línea protegida. En un esquema de comparación direccional los elementos direccionales de sobrecorriente o los elementos de distancia instantáneos orientados hacia

adelante y hacia atrás proporcionan información para la lógica del esquema en cada terminal de la línea. Los esquemas de comparación direccional incluyen:

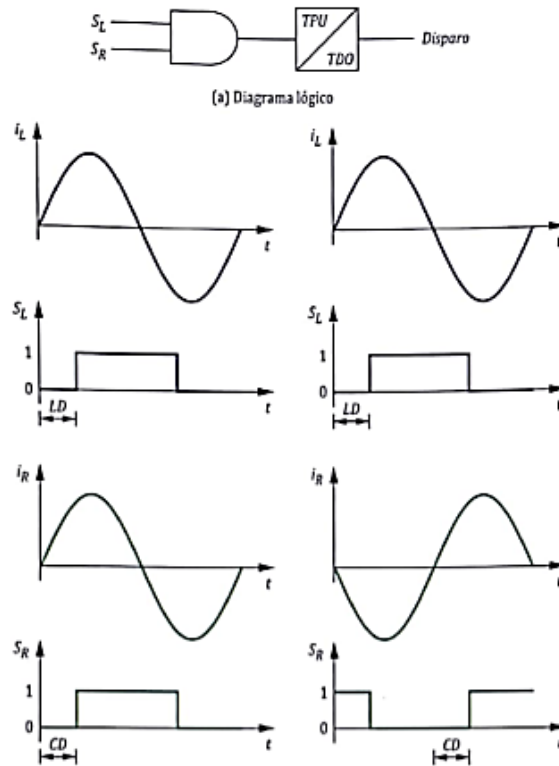
- Disparo transferido directo por subalcance, DUTT.
- Disparo transferido permisivo por subalcance, PUTT.
- Disparo transferido permisivo por sobrealcance, POTT.
- Bloqueo por comparación direccional, DCB.
- Desbloqueo por comparación direccional, DCUB.

2.3.4.4. Protección por comparación de fase

La protección por comparación de fase es un sistema de protección absolutamente selectivo que se basa en la medida de la diferencia de ángulo de fase de la corriente entre los terminales de la línea protegida. Para fallas internas las corrientes están aproximadamente en fase, mientras que para fallas externas las corrientes están desfasadas aproximadamente en 180° .

Para poder realizar la protección por comparación de fase es necesario de implementar un sistema de comunicaciones entre los terminales de la línea. Debido a que si las comunicaciones fallan no existe la protección por comparación de fase se emplea como función de protección de respaldo.

Figura 52. Esquema de protección por comparación de fase



Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 100.

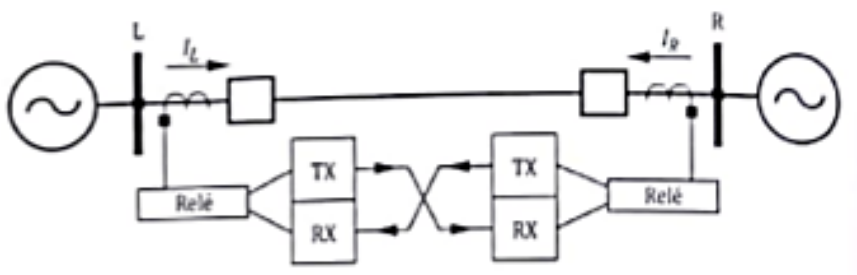
En el esquema de protección por comparación de fase de la figura 52 se detecta el cruce por cero de la corriente local en cada terminal de la línea creando una señal de onda cuadrada S_L que contiene la información del ángulo de fase de la corriente. Un desplazamiento de tiempo LD en la señal local S_L se usa para compensar el retardo en el canal. El extremo local recibe la señal de onda cuadrada del extremo remoto S_R después del retardo del canal CD . La salida de la compuerta AND se activa cuando las señales S_L y S_R son positivas.

2.3.4.5. Protección diferencial de línea 87L

La protección diferencial de línea se basa en la medida de la magnitud y ángulo de las corrientes que entran en el área de la protección, por lo que la hace una protección absolutamente selectiva. El principio básico de funcionamiento se fundamenta en la comparación de magnitud y ángulo de fase de la corriente, en la cual es necesario emplear transformadores de corriente similares en ambos extremos de la línea.

Durante condiciones normales de operación la suma de corrientes debe ser cero. Esta protección requiere de un sistema de comunicaciones entre los terminales de la línea y generalmente el medio de transmisión de datos es el hilo piloto, aunque también es posible mediante enlaces de fibra óptica. En los relés microprocesados la protección diferencial de línea se lleva a cabo mediante la comparación de muestras de corriente digitalizadas o en valores fasoriales.

Figura 53. Esquema de protección diferencial de línea

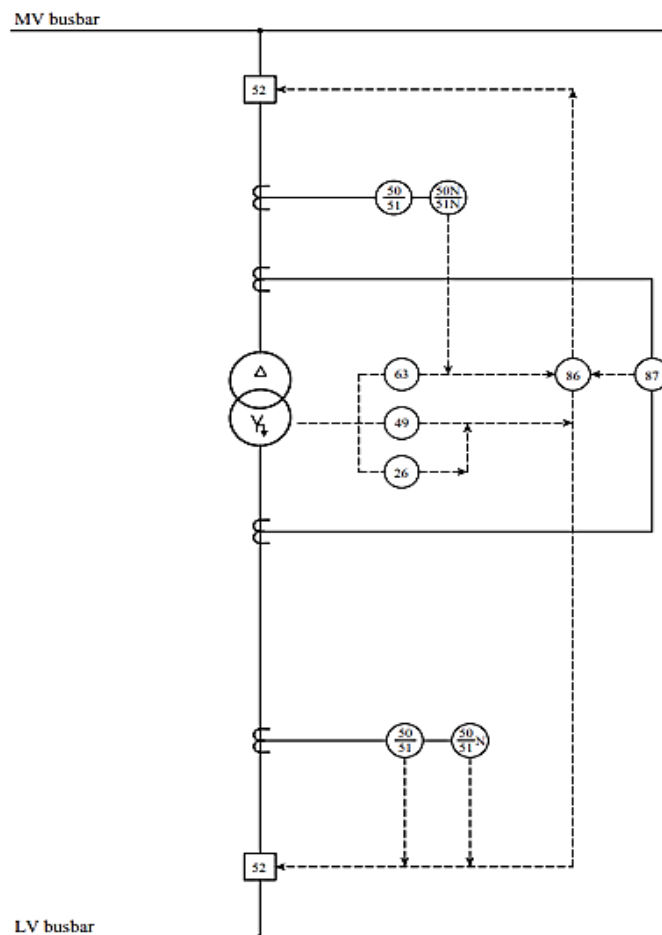


Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 92.

2.3.5. Protección de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son susceptibles a fallas internas como externas entre otras condiciones anormales de operación tales como sobrecargas, sobreexcitación, y sobrevoltaje que pueden llegar a tener consecuencias tanto para el transformador como para el sistema de potencia en general.

Figura 54. Esquema de protección de transformador de potencia



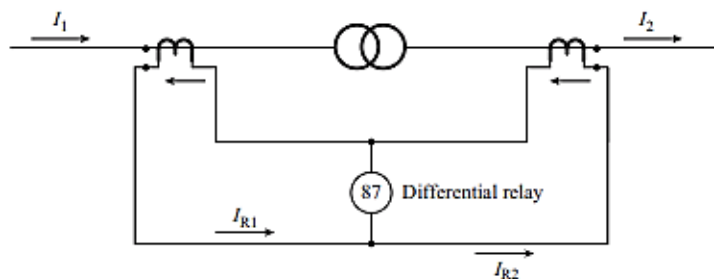
Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 259.

Las funciones más empleadas para la protección de transformadores de potencia son las funciones de sobrecorriente 50/51, funciones de protección diferencial 87T, además de las protecciones internas con las que cuenta el transformador como el relé buchholz 63 para la detección de gases y sobrepresión, y las protecciones térmicas 26 y 49 las cuales operan al superarse la temperatura establecida.

2.3.5.1. Protección diferencial de transformador 87T

La función de protección diferencial de transformador 87T es la manera más efectiva para brindar protección contra fallas de fase y de tierra a los transformadores de potencia. Su funcionamiento se basa en la suma de corriente que entran al elemento protegido a lo cual se le llama corriente diferencial. La corriente diferencial es proporcional a la corriente de falla para fallas internas y tiende a cero idealmente para cualquier otra condición de operación o por fallas externas, es decir que el relé opera para desconectar el transformador cuando se detecta una corriente diferencial ocasionada por una falla interna.

Figura 55. Principio de protección diferencial de transformador



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 150.

Estas corrientes diferenciales se obtienen mediante la conexión en paralelo de los transformadores de corriente que se encuentran conectados a los terminales del elemento protegido. Los relés microprocesados modernos calculan matemáticamente la corriente diferencial utilizando cantidades fasoriales o instantáneas.

La corriente de operación de la protección diferencial de transformador se define mediante la siguiente expresión:

$$I_{OP} = |\bar{I}_{R1} - \bar{I}_{R2}| \quad (2.25)$$

Donde:

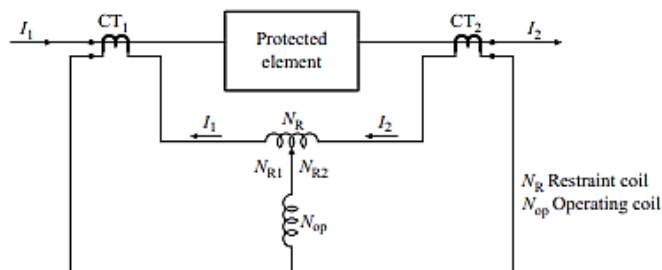
I_{OP} = corriente de operación.

I_{R1} = corriente fasorial compensada que entra al devanado 1.

I_{R2} = corriente fasorial compensada que entra al devanado 2.

Para la protección diferencial de transformadores se emplea una característica diferencial de porcentaje variable la cual cuenta con una unidad adicional o bobina de restricción además de la bobina de operación.

Figura 56. **Protección diferencial porcentual de transformador**



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 148.

El relé compara la corriente en la bobina de operación con la corriente en la bobina de restricción la cual se define mediante la siguiente expresión:

$$I_{RT} = K |\bar{I}_{R1} + \bar{I}_{R2}| \quad (2.26)$$

Donde:

I_{RT} = corriente de restricción.

I_{R1} = corriente fasorial compensada que entra al devanado 1.

I_{R2} = corriente fasorial compensada que entra al devanado 2.

K = factor comprendido de 0,5 o 1 que depende del tipo de relé.

El factor K surge de la bobina de restricción la cual puede estar ubicada al 100 % o 50 % de la bobina de operación. El elemento diferencial genera una señal de disparo cuando la corriente de operación I_{OP} es mayor que la corriente mínima de arranque I_{PickUp} y mayor que cierto porcentaje de una corriente de restricción I_{RT} , dicho porcentaje corresponde a la pendiente propia de relé la cual es una relación entre la corriente de operación y la corriente de restricción como se define en la siguiente expresión:

$$m = \frac{I_{OP}}{I_{RT}} \quad (2.27)$$

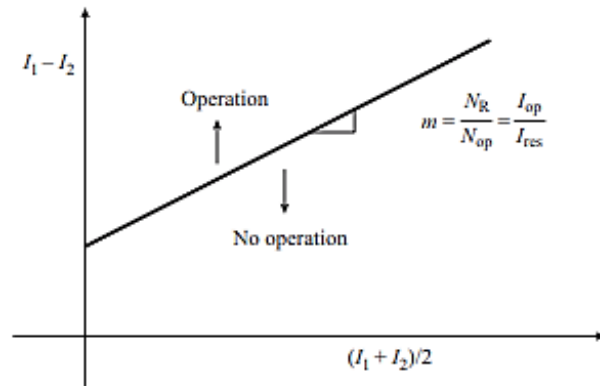
Donde:

m = pendiente de ajuste.

I_{OP} = corriente de operación.

I_{RT} = corriente de restricción.

Figura 57. **Pendiente de operación de protección diferencial porcentual**



Fuente: GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. p. 148.

Para aplicaciones de protección de transformadores, los relés diferenciales son menos sensibles y con características típicas de porcentaje entre el 15 % y el 60 %.

2.3.5.1.1. Consideraciones generales

Para aplicar la protección diferencial a los transformadores es importante considerar los siguientes factores que pueden afectar en la correcta operación de la protección:

- Relación de transformación: las corrientes nominales en los lados primario y secundario del transformador varían en relación inversa a los niveles de tensión, por lo que debe compensarse mediante el uso de diferentes relaciones de transformación de los transformadores de corriente ubicados en el lado primario y secundario del transformador.

- Conexiones del transformador: en las conexiones estrella-delta de los transformadores de potencia, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase en relación con la corriente primaria en múltiplos de 30° , el cual se puede compensar mediante conexiones de transformadores de corriente adecuadas. También se debe tener presente la eliminación de las corrientes de secuencia cero en el lado de la estrella del transformador de potencia, esto se puede lograr conectando los CT del lado delta en estrella y los CT del lado estrella en delta.
- Cambiador de TAP: los transformadores tienen la ventaja de cambiar sus relaciones de transformación mediante el cambiador de TAP, sin embargo, el sistema de protección debe hacer frente a estos cambios de relación.
- Corriente de Inrush: este es un fenómeno transitorio que se origina durante la energización de un transformador de potencia o cuando la tensión vuelve a su valor nominal después de la eliminación de una falla externa, el cual produce un flujo de corriente elevado en el lado primario del transformador durante un corto periodo de tiempo, por lo que el relé diferencial debe poder distinguir entre una corriente de magnetización y una corriente de falla para no operar indebidamente. Los relés diferenciales de transformadores microprocesados proporcionan una restricción armónica para la detección de la corriente de inrush bloqueando así su operación.
- Saturación de los transformadores de corriente: la saturación de los transformadores de corriente durante fallas externas puede causar un funcionamiento incorrecto de la protección diferencial debido a la corriente de operación que puede resultar de las formas de onda de la corriente secundaria distorsionada que existe durante estas condiciones.

2.3.6. Protección de barras

Uno de los elementos de los sistemas de potencia dentro de las subestaciones eléctricas más importantes son las barras colectoras, las cuales corresponden a conductores en donde convergen varios circuitos de generación, transmisión y cargas.

Las fallas asociadas a la barra de una subestación eléctrica generan disturbios considerables debido a las grandes corrientes de falla que circulan por la misma, las cuales pueden ocasionar daños a los equipos y circuitos adyacentes, por lo que se requiere de un sistema de protección de alta velocidad para limitar y reducir los efectos que puedan llegar a perjudicar los mismos y a provocar un desequilibrio en el sistema de potencia. Cuando ocurre una falla en una barra, todas las ramas que aportan corriente al nodo fallado deben ser abiertas para eliminarla, si un interruptor falla en su operación, el extremo remoto debe disparar. Los esquemas de protección de barras se basan en la ley de corrientes de Kirchhoff en donde las corrientes de todas las ramas de un nodo suman cero, por lo que si un relé mide la suma de las corrientes y obtiene un resultado diferente de cero significará la presencia de una falla.

Los relés para la protección de barras deben responder ante la saturación de los transformadores de corriente y a las complicaciones introducidas por los diferentes diseños de configuraciones de barras ya que estos influyen en el diseño del sistema de protección de barras. Existen dos categorías principales de arreglos de barras las cuales son barras fijas y barras conmutables. En los arreglos de barras fijas, la conexión de los circuitos a las barras es fija por lo que las zonas de protección no necesitan ser reconfiguradas, mientras que, en los arreglos de barras conmutables, los circuitos pueden conectarse a más de una barra mediante seccionadores.

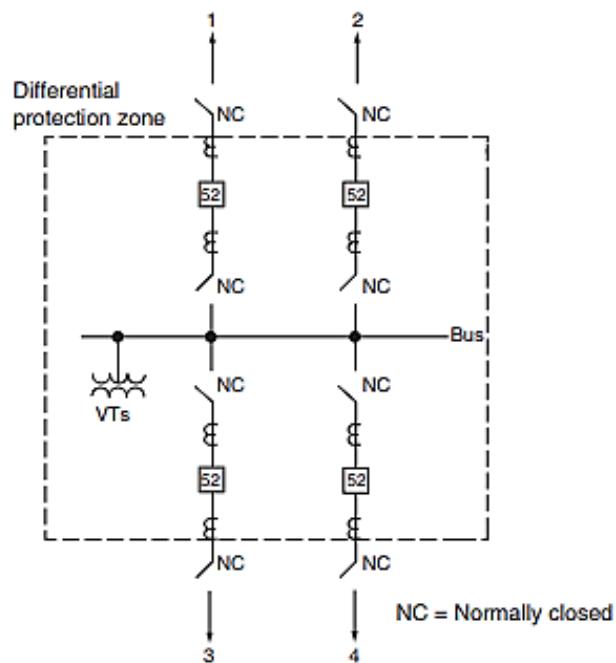
Los arreglos típicos de barras fijas son:

- Barra simple con interruptor simple.
- Barra en anillo.
- Barra de interruptor y medio.
- Doble barra con doble interruptor.

Mientras que los arreglos típicos de barras conmutables son:

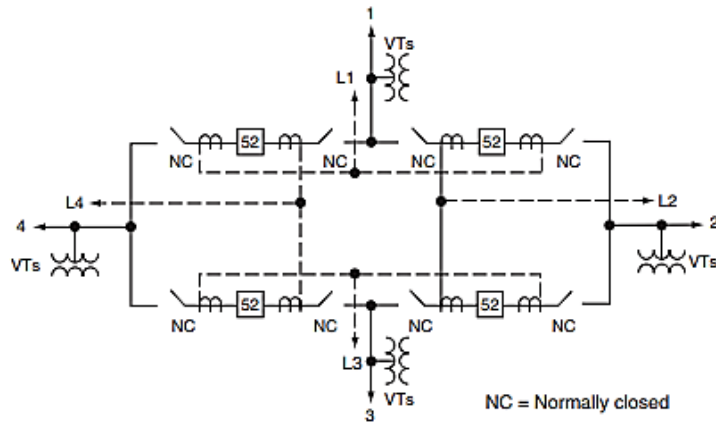
- Barra simple y barra de transferencia con interruptor simple.
- Doble barra y barra de transferencia con interruptor simple.
- Doble barra con interruptor simple.

Figura 58. **Barra simple con interruptor simple**



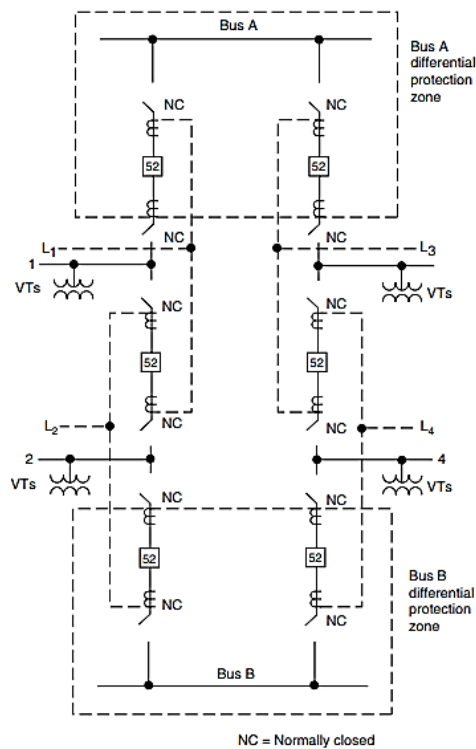
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 394.

Figura 59. Barra en anillo



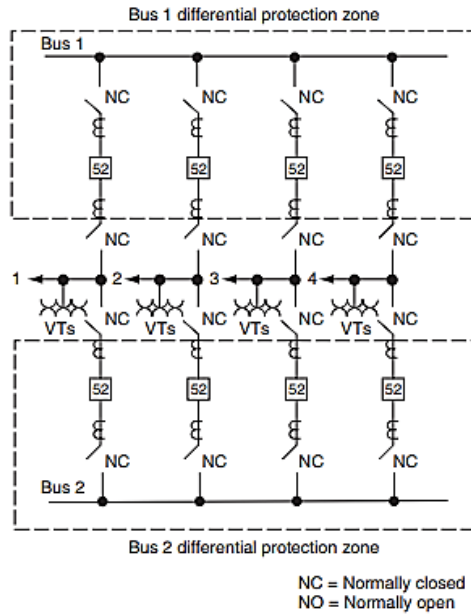
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 398.

Figura 60. Barra de interruptor y medio



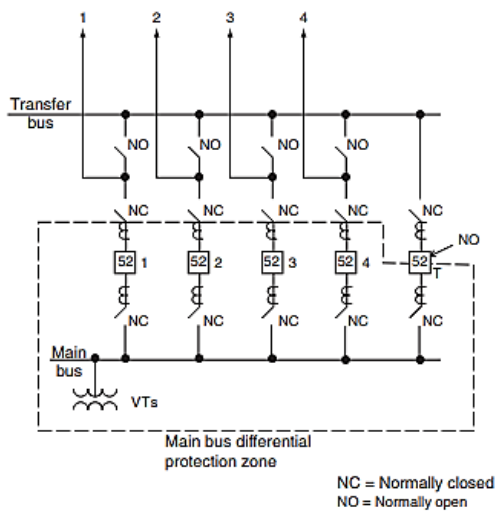
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 399.

Figura 61. **Doble barra con doble interruptor**



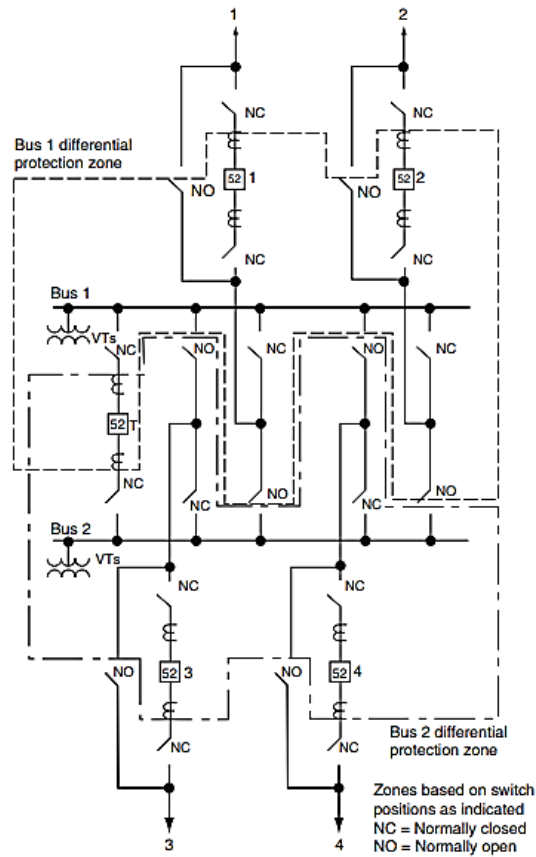
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 399.

Figura 62. **Barra simple y barra de transferencia con interruptor simple**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 396.

Figura 63. **Doble barra con interruptor simple**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. p. 397.

2.3.6.1. **Protección diferencial de barras 87B**

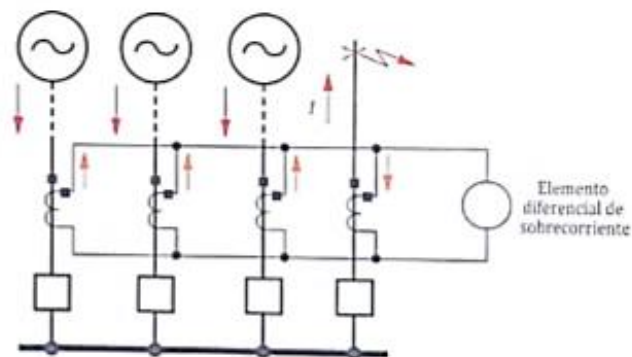
La protección diferencial opera en base a la suma de las corrientes que entran a la barra, esta suma de corrientes también es llamada corriente diferencial y en condiciones normales de operación es igual a cero, cuando se origina una falla en barra se produce una corriente diferencial por lo que el relé dispara la barra. Los principales tipos de protección diferencial de barras son:

- Protección diferencial de sobrecorriente.
- Protección diferencial de alta impedancia.
- Protección diferencial de porcentaje.

2.3.6.1.1. Protección diferencial de sobrecorriente

La protección diferencial de sobrecorriente consiste en un elemento de sobrecorriente conectado a los transformadores de corriente de cada fase que se encuentran conectados en paralelo,

Figura 64. **Esquema protección diferencial de sobrecorriente**



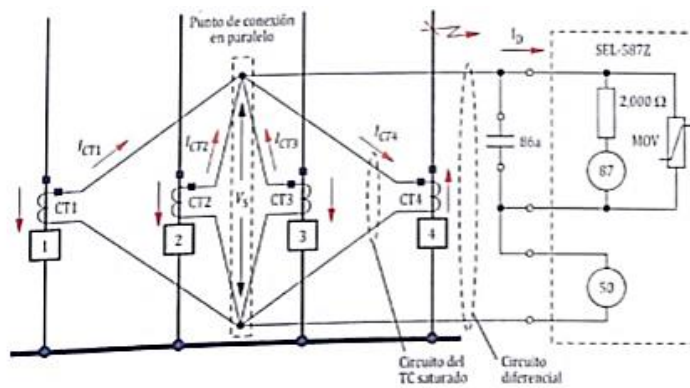
Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 151.

La corriente diferencial medida por el relé es igual a la suma de las corrientes de todos los terminales de la barra. Para una falla externa esta corriente es cero, mientras que para una falla en barra la corriente diferencial es igual a la corriente de falla referida al secundario de los transformadores de corriente.

2.3.6.1.2. Protección diferencial de alta impedancia

La protección diferencial de alta impedancia introduce un resistor de alto valor denominado resistor de estabilización en la rama diferencial del circuito, con el objetivo de reducir la corriente diferencial resultante de la alta saturación de los transformadores de corriente durante falla externas.

Figura 65. Esquema de protección diferencial de alta impedancia



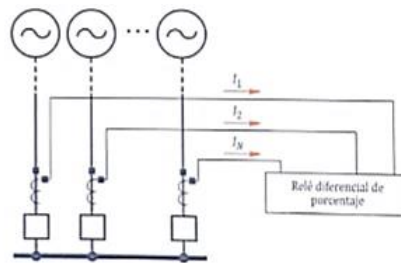
Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 153.

En el esquema de protección diferencial de alta impedancia un elemento de sobrecorriente de baja impedancia 87 mide la corriente que circula a través del resistor de estabilización de alta impedancia, si se produce la saturación de un transformador de corriente por una falla externa la alta impedancia del relé fuerza la corriente a través de la rama de menor impedancia del transformador de corriente saturado, circulando una corriente muy baja por el elemento 87 por lo que el relé no opera bajo esta condición de falla externa.

2.3.6.1.3. Protección diferencial de porcentaje

La protección diferencial de porcentaje con múltiples entradas de restricción es la solución más versátil para la protección diferencial de barras. En el esquema de protección diferencial de porcentaje el relé mide las corrientes de todos los terminales de la barra y no se requiere la conexión en paralelo de los transformadores de corriente.

Figura 66. Esquema de protección diferencial de porcentaje



Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 155.

El elemento diferencial de porcentaje genera una señal de disparo si la corriente de operación I_{OP} es mayor que la corriente mínima de arranque I_{PickUp} y es también mayor que un porcentaje de la corriente de restricción I_{RT} definido por la pendiente de ajuste del relé. Esto se define mediante las siguientes ecuaciones donde K es un factor constante y depende de la restricción ajustada del relé.

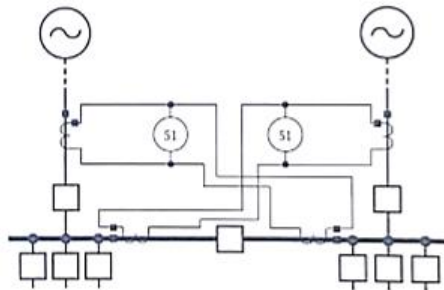
$$I_{OP} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \dots + \bar{I}_N| \quad (2.28)$$

$$I_{RT} = K (|\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \dots + \bar{I}_N|) \quad (2.29)$$

2.3.6.2. Protección diferencial parcial

Los esquemas de protección diferencial parcial emplean relés de sobrecorriente de tiempo inverso 51 que son alimentados desde los transformadores de corriente en paralelo que solo supervisan las fuentes de la barra. Cada relé proporciona protección primaria a su correspondiente sección de barra y protección de respaldo a los alimentadores conectados a esa sección de la barra, por lo que cada relé de sobrecorriente debe coordinarse con los relés de sobrecorriente de los alimentadores dando como resultado una eliminación temporizada de las fallas en barra. Los esquemas de protección diferencial parcial se emplean cuando no todos los circuitos de la barra disponen de transformadores de corriente para conformar una zona diferencial completa.

Figura 67. **Esquema de protección diferencial parcial**



Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 159.

2.3.6.3. Condiciones de falla externa

Un factor importante para una buena operación de la protección diferencial de barras es la determinación de la impedancia de burden más adecuada

conectada a los devanados secundarios de los CT, para el cual no se provoque la saturación de los mismos ante condiciones de falla externa.

Para las condiciones de falla externa se debe evaluar la corriente máxima de falla en la barra, la cual es la suma de todas las aportaciones de corriente de cada una de las bahías conectadas. También se debe evaluar la corriente de falla a la salida de una bahía que determinara las características de falla externa, esta se determina como la corriente máxima de falla en barra menos la aportación de corriente de la bahía en cuestión. Para ambos casos se deben considerar las corrientes de falla monofásicas ya que del análisis de componente simétricas estas alcanzan valores mayores a comparación de las fallas trifásicas en barra.

Según la norma IEEE C57.13 todo transformador de corriente debe trabajar preferiblemente por debajo de 20 veces la corriente nominal para conservar la proporcionalidad y características adecuadas de operación estando conectada a una carga o burden nominal, sin embargo, también es importante verificar la tensión secundaria en condiciones de falla máxima, para la cual se debe considerar la carga real o burden conectada en los devanados secundarios.

La corriente máxima secundaria de los CT se determina con la ecuación:

$$I_{sec\ max} = \frac{I_{f\ 1\phi}}{RTC} \quad (2.30)$$

Donde:

$I_{sec\ max}$ = corriente secundaria máxima.

$I_{f\ 1\phi}$ = corriente de falla monofásica externa.

RTC = relación de transformación de CT.

El voltaje máximo secundario se calcula añadiendo un margen de seguridad del 10 % mediante la siguiente ecuación.

$$V_{sec\ max} = (I_{sec\ max}) * (Z_b) * (1.10) \quad (2.31)$$

Donde:

$V_{sec\ max}$ = voltaje secundario máximo.

Z_b = burden total.

2.3.6.4. Protección contra fallo de interruptor 50BF

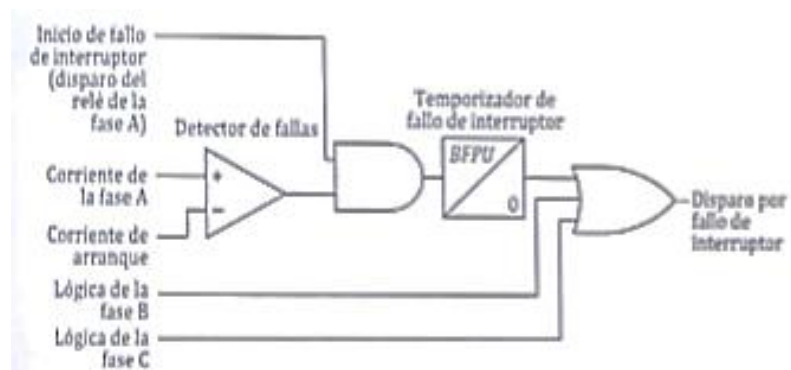
La protección contra fallo de interruptor es una protección de respaldo para lograr la eliminación de una falla cuando un interruptor ha fallado en su operación. Debido a que los interruptores generalmente no se encuentran con redundancia por su elevado costo se pueden emplear esquemas para la protección contra fallo de interruptor además del respaldo temporizado que proporcionan los relés en zonas adyacentes.

En general un fallo de interruptor ocurre cuando falla en la apertura de sus contactos principales, o falla en la interrupción de la corriente después de recibir una orden de disparo, por lo que la eliminación retardada de este tipo de falla puede afectar la estabilidad del sistema de potencia de manera significativa. Los esquemas de protección contra fallo de interruptor deben aplicarse por interruptor en todas las configuraciones de barras. Cada esquema debe disparar y dejar abiertos, así como bloqueados todos los interruptores de su zona.

Para la configuración de la protección contra fallo de interruptor 50 BF en los interruptores de potencia de cada bahía se suele ajustar a cierto porcentaje

de la corriente nominal de los transformadores de corriente asociados con la bahía, sin embargo, el criterio de ajuste varía dependiendo del fabricante del relé y sus consideraciones técnicas.

Figura 68. **Esquema básico de función 50 BF**



Fuente: ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. p. 165.

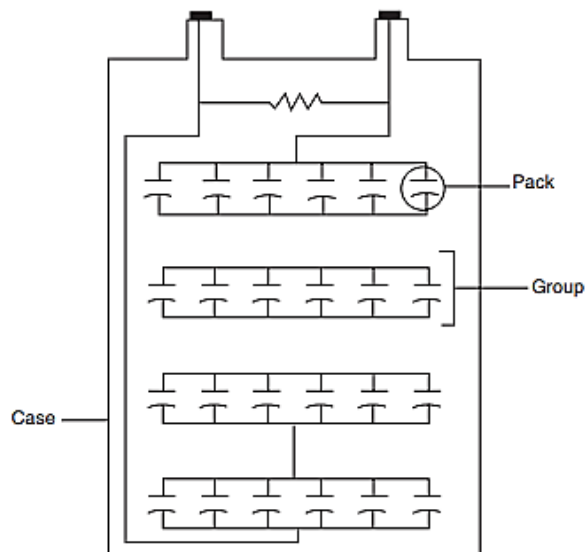
El esquema básico de protección contra fallo de interruptor de la figura 68 es aplicable a arreglos de barras con interruptor simple. Durante una falla, la operación del relé primario proporciona la señal de inicio de fallo de interruptor activándose también el detector de fallas. La salida de la compuerta AND se activa y el temporizador de fallo de interruptor inicia su operación. Si la entrada de inicio de fallo de interruptor y el detector de fallas permanecen activados hasta que el temporizador de fallo de interruptor complete su operación, el esquema declara un fallo de interruptor e inicia el disparo de los interruptores de respaldo, es decir todos los interruptores locales y remotos. El esquema se repone cuando se repone la entrada de inicio de fallo de interruptor o el detector de fallas.

2.3.7. Protección de banco de capacitores

Los bancos de capacitores son empleados en los sistemas de transmisión para reducir el impacto en las líneas largas por la alta reactancia inductiva, mantener los niveles de tensión adecuados y suministrar de potencia reactiva al sistema. Estos al ser parte del sistema también son susceptibles a fallas generalmente ocasionadas por cortocircuitos en las líneas los cuales producen efectos de sobretensión en los bancos de capacitores.

Dentro de los sistemas de transmisión se pueden distinguir dos tipos de bancos de capacitores los cuales son en serie o en derivación, los bancos de capacitores en serie se emplean para compensar la reactancia inductiva de la línea reduciéndose así la impedancia en serie mientras que los bancos de capacitores en derivación se instalan para suministrar potencia reactiva al sistema de potencia cuando esta es requerida en condiciones de carga pesada.

Figura 69. Constitución interna de un banco de capacitores



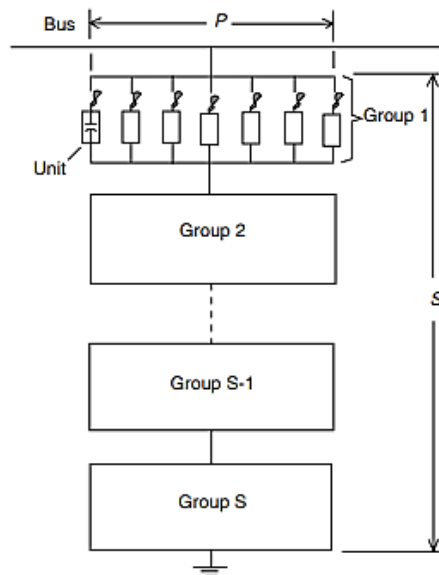
Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying Principles and Applications*. p. 379.

Los bancos de capacitores están conformados por unidades capacitivas o celdas conectadas en paralelo las cuales forman grupos que se conectan en serie como se muestra en la figura 69. Estos emplean fusibles de protección y pueden instalarse externamente o internamente dentro de cada unidad capacitiva, además se pueden emplear funciones de protección contra sobretensiones, sobrecorrientes y desbalances para brindar una mejor seguridad.

2.3.7.1. Protección con fusibles

Los fusibles son empleados para proteger los bancos de capacitores contra la ruptura del tanque, el cual puede provocar el derrame de fluido dieléctrico y su inflamación durante condiciones de cortocircuito. Estos fusibles pueden estar internamente protegiendo cada celda capacitiva o externamente protegiendo a cada grupo compuesto por varias celdas capacitivas.

Figura 70. **Protección con fusibles de banco de capacitores**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. *Protective Relaying Principles and Applications*. p. 382.

La selección del fusible debe considerar la corriente máxima que puede circular a través del banco de capacitores estableciéndose como un mínimo entre el 125 % y 135 % de su corriente nominal según la norma IEEE Std C37.99-2012. La curva del fusible seleccionado debe de estar por debajo de la curva de daño de la rotura del tanque la cual puede ser proporcionada por el fabricante.

2.3.7.2. Protección de sobrecorriente 50/51

Para la protección de sobrecorriente en bancos de capacitores se pueden emplear relés de sobrecorriente de tiempo inverso de fase y de neutro. Estas funciones de protección protegen al banco y al sistema de daños que pueden ser causados por fallas severas entre fases o de fase a tierra.

Los relés de sobrecorriente se clasifican en relés de sobrecorriente instantáneos que operan de manera inmediata para cierto valor de corriente establecido sin ningún dispositivo de retardo o en relés de sobrecorriente temporizados los cuales operan después de un cierto tiempo transcurrido a partir del instante en que la magnitud de corriente alcance el valor ajustado permitiendo la coordinación con otras protecciones primarias y de respaldo. Los relés de sobrecorriente temporizados se clasifican en:

- Relés de sobrecorriente de tiempo constante o definido 50/50N
- Relés de sobrecorriente de tiempo inverso 51/51N

En los relés de sobrecorriente de tiempo constante 50/50N el tiempo de operación es constante para todo valor de corriente ajustado en el relé, generalmente la actuación en este tipo de relés de sobrecorriente se da de manera instantánea. En los relés de sobrecorriente de tiempo inverso 51/51N el tiempo de operación depende de la magnitud de la corriente medida, y este es

inversamente proporcional al nivel de la corriente de falla. La característica de tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso se define mediante curvas las cuales pueden ser extremadamente inversa, muy inversa, inversa, moderadamente inversa o mínimo definido.

2.3.7.2.1. Ajuste de PickUp

El PickUp de un relé de sobrecorriente corresponde a la corriente mínima de arranque de la operación de un relé en donde las corrientes de falla observadas por el relé se expresan como múltiplos de este valor al cual comúnmente se le conoce como número de TAP que indica a cuantas veces el valor de arranque corresponde la corriente de falla. Para los relés de sobrecorriente, la configuración de PickUp se determina permitiendo un margen de sobrecarga por encima de la corriente nominal el cual se define mediante la siguiente ecuación:

$$I_{PickUp(51)} = \frac{OLF \times I_{nom}}{RTC} \quad (2.32)$$

Donde:

OLF = factor de sobrecarga que depende del elemento a proteger.

I_{nom} = corriente nominal del circuito.

RTC = relación de transformación de CT.

El factor de sobrecarga recomendado para la protección de sobrecorriente de fase en motores es de 1,05, para líneas, transformadores y generadores se emplea un factor de sobrecarga entre 1,25 y 1,5, mientras que para los bancos de capacitores de 1,10.

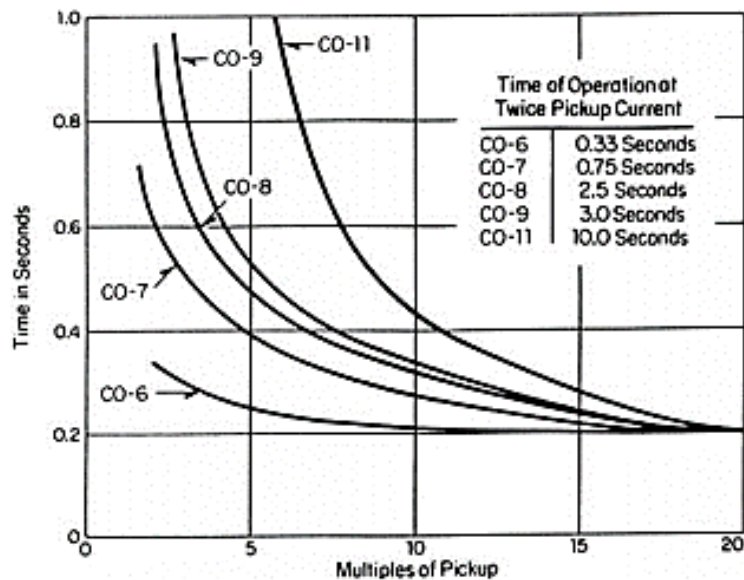
2.3.7.2.2. Curvas de tiempo corriente

Los diferentes tipos de relés de sobrecorriente electromecánicos, de estado sólido y numéricos han establecido cinco formas de curvas de tiempo-corriente diferentes las cuales son:

- Tiempo mínimo definido, CO-6.
 - Moderadamente inversa, CO-7.
 - Inversa, CO-8.
 - Muy inversa, CO-9.
 - Extremadamente inversa, CO-11.
-
- Curvas CO-6 y CO-7: las curvas de tiempo mínimo definido y moderadamente inversas son más adecuadas cuando no se requiere de coordinación con otros tipos de dispositivos de protección que se encuentran más alejados al sistema. Estas curvas también son apropiadas cuando la variación de la corriente de falla en los extremos cercanos y lejano del circuito protegido es demasiado pequeña para aprovechar una característica más inversa.
 - Curvas CO-8: las curvas de tiempo inverso proporcionan un tiempo de eliminación de falla de baja corriente más rápido que las curvas de tiempo muy inverso (CO-9), lo cual es útil para la protección de líneas largas donde la corriente de falla es mucho menor al final de la línea que en el extremo en donde se encuentra la protección.
 - Curvas CO-9 y CO-11: las curvas muy inversas y extremadamente inversa son adecuadas cuando las corrientes de falla son significativamente diferentes para fallas cercanas y remotas, como en el caso en los que la

impedancia de línea es grande en comparación con la impedancia de la fuente. También este tipo de curvas es útil cuando se requiere la coordinación con otros tipos de dispositivos de protección con características muy inversas como en el caso de fusibles y restauradores. Cuando existe una corriente de arranque inrush considerable por la restauración de servicio este tipo de curvas es muy adecuado.

Figura 71. **Curvas de tiempo-corriente para relés de sobrecorriente**



Fuente: ELMORE, Walter A. *Protective Relaying Theory and Applications*. p. 234

Los relés modernos de sobrecorriente microprocesados integran una variedad de curvas de tiempo-corriente las cuales pueden ser seleccionadas dentro de la configuración de los mismos.

2.3.7.3. Corriente de inrush en energización aislada

Durante la energización de un banco de capacitores se genera una corriente de alta frecuencia y alta magnitud que fluye a través de las unidades capacitivas. Esta corriente puede llegar a tener una duración de 100 ms y la amortiguación de la misma dependerá de la impedancia del sistema al cual se encuentra conectado el banco de capacitores. Este fenómeno puede llegar a causar picos entre 5 a 6 kV por lo que es importante considerar este fenómeno transitorio para los ajustes de las protecciones de sobrecorriente. La corriente de inrush en energización aislada puede ser determinada mediante la siguiente ecuación:

$$I_{Inrush} = \sqrt{2} * \sqrt{I_{cc} * I_{nom}} \quad (2.33)$$

Donde:

I_{Inrush} = corriente de inrush en energización aislada.

I_{cc} = corriente de cortocircuito máxima en barra.

I_{nom} = corriente nominal del banco de capacitores.

2.3.7.4. Corriente de inrush por efecto back to back

La corriente de inrush por efecto back to back consiste en el incremento de la corriente al momento de energizar un banco de capacitores mientras se encuentran otros bancos energizados, esto debido a que la corriente solo está limitada por la impedancia que existe entre el banco a energizar y los bancos en servicio. Esta corriente es muy similar a la producida durante una energización aislada excepto que la inductancia efectiva es generalmente menor.

La capacitancia es también menor ya que es la combinación en serie de la capacitancia del banco a energizar y la capacitancia de las unidades que se encuentran energizadas, por lo que la magnitud y la frecuencia de la corriente de inrush por efecto back to back suele ser mayor en comparación con la corriente por energización aislada. La corriente de inrush por efecto back to back se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$I_{Inrush\ back\ to\ back} = \frac{n}{n+1} * V_{nom} * \sqrt{2} * \sqrt{\frac{2 * X * C}{3 * X * L_p}} \quad (2.34)$$

Donde:

$I_{Inrush\ back\ to\ back}$ = corriente de inrush por efecto back to back.

V_{nom} = voltaje línea a línea nominal del banco de capacitores.

n = número de bancos de capacitores en servicio.

C = capacitancia del banco de capacitores a energizar en faradios.

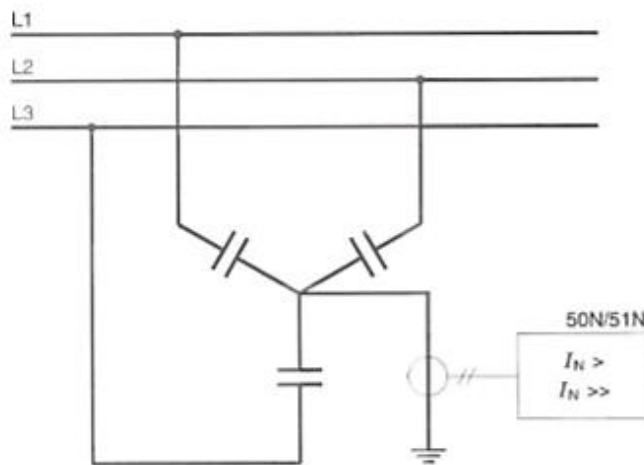
L_P = inductancia entre los bancos de capacitores.

2.3.7.5. Protección de sobrecorriente de neutro

Cuando el banco de capacitores emplea una conexión estrella con neutro aterrizado, es posible emplear la protección de sobrecorriente de neutro, en la cual los desbalances producidos en los bancos con este tipo de conexión pueden ser detectados por la medición de la corriente que fluye por el neutro. Cuando el banco se encuentra equilibrado y energizado por una fuente de voltaje balanceada no existirá una corriente por el neutro, a medida que el banco se desequilibra como resultado de la operación de los fusibles dentro del banco la corriente en el neutro se incrementará. El valor de la corriente de neutro para la operación del relé de sobrecorriente puede estar dentro de un rango similar al de

la corriente de excitación del transformador de corriente del neutro y los ajustes deben seleccionarse de manera adecuada para iniciar una alarma y un disparo según sea el criterio.

Figura 72. **Protección 50N/51N en banco de capacitores**



Fuente: MEJÍA, Villegas. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 477.

2.3.7.6. **Protección de desbalance**

La función principal de la protección de desbalance es la detección de fusibles internos o externos quemados o de unidades capacitivas defectuosas mediante una función de sobrecorriente de neutro de tiempo definido 50 N. Esta función de protección normalmente se suministra con un primer nivel temporizado de alarma, y un segundo nivel de disparo, con el objetivo de evitar que la sobretensión provocada por una celda capacitiva defectuosa por un cortocircuito provoque en las unidades capacitivas sanas una sobretensión del 10 % de su capacidad nominal. La norma IEEE C37.99 proporciona los estándares para evaluar y brindar protección contra desbalances.

Los ajustes para la función de protección de desbalance para el nivel de alarma, primer nivel temporizado y segundo nivel de disparo se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$I_{PickUp(50N)} = \frac{0.8 \times I_{neutro}}{RTC} \quad (2.35)$$

Donde:

$I_{PickUp(50N)}$ = corriente de arranque de protección de desbalance.

I_{neutro} = corriente de neutro en banco de capacitores.

RTC = relación de transformación de transformador de corriente de neutro.

2.3.7.7. Protección de sobretensión 59B

La función de protección contra sobretensiones 59B en los bancos de capacitores, brindan protección contra sobretensiones que se presentan en el sistema y que pueden afectar a los bancos de capacitores. En general los bancos de capacitores están diseñados para soportar hasta un 110 % de su tensión nominal de manera permanente.

Los esquemas de protección de sobrecarga emplean funciones de sobrevoltaje y verifican la tensión de las barras colectoras a las cuales se encuentran conectados los bancos de capacitores, por lo que un ajuste típico para esta protección es un umbral del 112 % de la tensión de la barra con un retardo de 2 seg para la cual el relé deberá operar ante estas condiciones anormales del sistema. La siguiente ecuación corresponde al ajuste de la protección de sobretensión de banco de capacitores 59B.

$$I_{PickUp(59B)} = \frac{1.12 \times V_{nom}}{RTP} \quad (2.36)$$

Donde:

$I_{PickUp(59B)}$ = corriente de arranque de protección de sobretensión.

V_{nom} = tensión nominal de la barra colectora.

RPT = relación de transformación del transformador de tensión.

2.3.7.8. Protección de baja tensión 27B

La función de protección de baja tensión 27B debe disparar el banco de capacitores cuando se pierda el nivel de tensión en la barra colectora, tal disparo puede ser necesario para evitar efectos transitorios no deseados en la corriente que pueden afectar al banco durante la reenergización en esquemas de recierre automático. Para la protección de baja tensión se emplea una función de bajo voltaje 27B la cual monitorea la tensión en la barra y esta se debe aplicar con un retardo de tiempo con el objetivo de proporcionar el tiempo suficiente para anular las caídas de voltaje debido a fallas en el sistema. El tiempo de retardo debe ser lo suficientemente rápido para disparar el banco de capacitores antes de que se inicie la operación de la función de recierre automático, un ajuste típico de este retardo de tiempo es de 2 seg. La siguiente ecuación corresponde al ajuste de la protección de baja tensión de banco de capacitores 59B.

$$I_{PickUp(27B)} = \frac{0.8 \cdot V_{nom}}{RTP} \quad (2.37)$$

Donde:

$I_{PickUp(27B)}$ = corriente de arranque de protección de baja tensión.

V_{nom} = tensión nominal de la barra colectora.

RPT = relación de transformación del transformador de tensión.

2.4. Sistema de comunicaciones en subestaciones eléctricas

Los sistemas de comunicación en las subestaciones eléctricas desempeñan una función importante dentro de la operación, protección, control, medición, supervisión y adquisición de datos, ya que es mediante los sistemas de comunicación que se logra entablar una correspondencia e intercambio de información entre los diferentes dispositivos y equipos empleados dentro de una subestación eléctrica.

2.4.1. Generalidades de los sistemas de comunicación

Un sistema de comunicación consta de un transmisor, un receptor y canales de comunicación, en donde los tipos de medio y las topologías de red en las comunicaciones brindan oportunidades para mejorar la velocidad, seguridad, confiabilidad y sensibilidad de los relés de protección. Los sistemas de comunicación son empleados en los SAS permitiendo la transmisión de toda la información dentro de una subestación eléctrica.

Estos sistemas emplean protocolos de comunicación para el intercambio de datos simultáneos en tiempo real, así como la recuperación de datos mediante registros, procedentes de los diferentes IED. Dentro de los sistemas de comunicación en subestaciones eléctricas se pueden distinguir tres niveles de comunicación los cuales son:

- Comunicaciones Nivel 0 - Nivel 1.
- Comunicaciones Nivel 1 – Nivel 2.
- Comunicaciones Nivel 2 – Nivel 3.

Las comunicaciones entre Nivel 0 – Nivel 1, corresponden a la comunicación serial entre los IED, relés de protección, medidores, equipos de supervisión y los controladores y concentradores de datos empleando protocolos de comunicación propietarios de los diferentes fabricantes o protocolos abiertos como Modbus, Modbus Plus, DNP 3.0, IEC 608070-5-101/102/103, UAC 2.0 o IEC 61850.

Las comunicaciones entre Nivel 1 – Nivel 2, corresponden a la comunicación entre los controladores del nivel 1 y los procesadores de estaciones de operación como centralizadores remotos del nivel 2. Tanto los equipos del nivel 1 como los del nivel 2 emplean protocolos propietarios de los diferentes fabricantes y protocolos abiertos como DNP 3.0, Modbus Plus e IEC 870-5-101/2/3. Para las comunicaciones entre equipos del nivel 2 es común emplear TCP/IP sobre una LAN Ethernet proporcionada por un switch de comunicación.

La comunicación entre los niveles 1 y niveles 2 se realiza generalmente por medio de fibra óptica para los equipos que no se encuentran dentro de la misma sala, mientras que para equipos que se encuentran en la misma sala se suele emplear cable UTP o STP.

La comunicación entre nivel 2 – nivel 3, se realiza mediante una WAN por medio de gateways, servidores y routers que emplean protocolos propietarios como DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-6-TASE.2 o IEC 61850. El medio de comunicación entre los niveles 2 y 3 puede ser mediante microondas, fibra óptica, radio, satélite o redes telefónicas. El nivel 3 suele estar conformado por el centro de control desde donde se realizan las funciones de control y supervisión de la subestación.

2.4.2. Arquitecturas de comunicación para subestaciones eléctricas

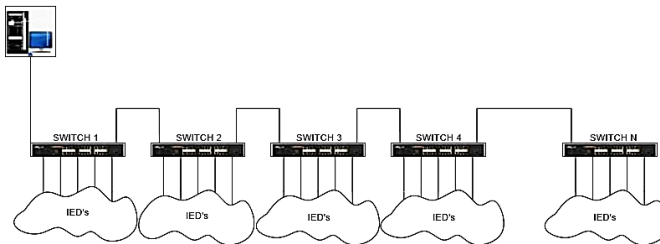
Existen diferentes arquitecturas de comunicación para subestaciones eléctricas y estas definen la disposición de una red de comunicación. De acuerdo con el estándar IEC 61850, la disposición de una red de comunicación depende de la conexión entre los IED y los switches de comunicación Ethernet, estos pueden ser instalados de forma centralizada o descentralizada. Dentro de las subestaciones eléctricas se reconocen tres arquitecturas de comunicación básicas las cuales son la arquitectura en cascada, anillo y estrella. Estas arquitecturas de comunicaciones definen como es el diseño físico y lógico de una red para el intercambio de datos entre los diferentes IED de una subestación eléctrica.

2.4.2.1. Arquitectura es cascada o bus

En la arquitectura en cascada o de bus los switches se conectan en serie a través de uno de sus puertos con el anterior o el siguiente switch. Estos puertos de comunicación generalmente operan a velocidades mayores que los puertos correspondientes a la conexión con los IED.

El principal inconveniente de esta arquitectura de comunicación es el retraso que puede existir en el envío de la información para un switch que se encuentra más alejado provocado por los otros switches y puede llegar a existir un límite de dispositivos dependiendo de la calidad de la señal. Esta arquitectura de comunicación puede ser ventajosa para redes que no ocupan mucho espacio en subestaciones de menor tamaño que no requieran muchos equipos y un crecimiento considerable.

Figura 73. **Esquema de arquitectura en cascada o bus**

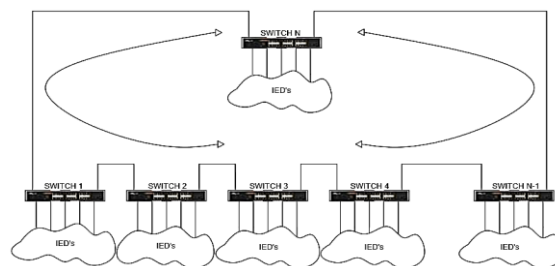


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

2.4.2.2. **Arquitectura en anillo**

La arquitectura en anillo consiste en un lazo cerrado formado por varios switch de comunicación, proporcionando niveles de redundancia superior si alguna de las conexiones del anillo falla. Una desventaja de esta arquitectura de comunicación es la reducción del bando de ancha debido a que los mensajes enviados por cada switch pueden circular de manera indefinida dentro del lazo cerrado. La ventaja de esta arquitectura es que si se pierde la comunicación entre algunos de los enlaces el mensaje puede llegar a través del otro camino mediante la auto reconfiguración de los switches.

Figura 74. **Esquema de arquitectura en anillo**

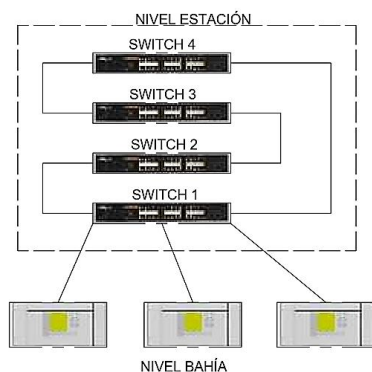


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

2.4.2.3. Arquitectura en anillo centralizado

La configuración en anillo centralizado consiste en una arquitectura de comunicación en la que todos los IED se encuentran dentro de una misma habitación. Esta configuración es empleada en sistemas de automatización de subestaciones básicos en donde las distancias entre los cubículos de comunicación centralizada y los niveles de bahía son muy pequeñas. En esta arquitectura de comunicación todas las conexiones se realizan con fibra óptica y se emplean switches Ethernet de gran tamaño de hasta 16 puertos de fibra óptica.

Figura 75. Esquema de arquitectura en anillo centralizado



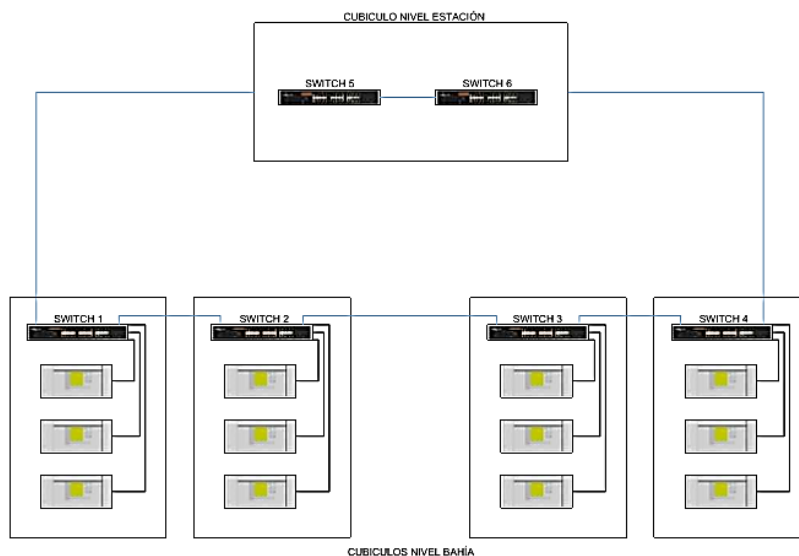
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

2.4.2.4. Arquitectura en anillo descentralizado

La configuración en anillo descentralizado es una arquitectura de comunicación en donde los IED de varias bahías se ubican dentro de un mismo cubículo. Esta arquitectura es empleada en sistemas de automatización avanzados, en los cuales existen grandes distancias entre el nivel de estación y

el nivel bahía o grandes distancias entre los cubículos. En la configuración en anillo descentralizado se suelen emplear switches de Ethernet de tamaño pequeño de hasta 8 puertos de fibra óptica. Los switches se montan y distribuyen en las bahías y cubículos de la subestación.

Figura 76. **Esquema de arquitectura en anillo descentralizado**

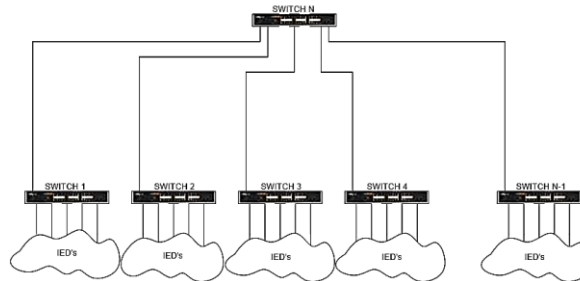


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

2.4.2.5. **Arquitectura en estrella**

La arquitectura en estrella consiste en un switch central denominado backbone a donde todos los demás switches se conectan formando así una estrella. Este tipo de arquitecturas de comunicación ofrece retrasos de tiempo menores a diferencias de las otras arquitecturas de comunicación, por lo que es altamente empleado en los sistemas de automatización de subestaciones complejas en donde los tiempos de operación pueden ser un factor importante. En la arquitectura en estrella se emplean switches de Ethernet de gran tamaño de hasta 16 puertos de fibra óptica.

Figura 77. **Esquema de arquitectura en estrella**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

2.4.3. Medios de transmisión de datos en subestaciones eléctricas

En los sistemas de comunicaciones existen diversos medios de transmisión que proporcionan un medio físico por el cual se transmite la información entre un emisor y un receptor. Los medios de transmisión pueden ser de dos tipos los cuales son guiados o no guiados, en ambos tipos la transmisión se realiza por medio de ondas electromagnéticas. En los medios guiados las ondas electromagnéticas atraviesan un camino físico, como en los cables coaxiales, fibra óptica y el par trenzado. En los medios no guiados las ondas electromagnéticas se dirigen por medio del aire o el vacío.

2.4.3.1. Pares trenzados

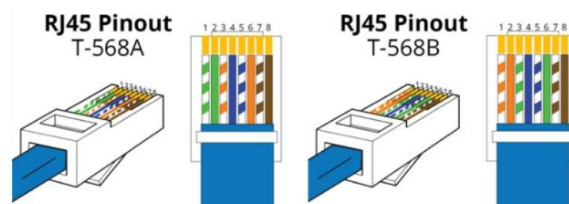
Los pares trenzados son un medio de transmisión que consisten en dos cables de cobre entrecruzados en forma de bucle espiral dentro de un material aislante, de manera que cada par de cables constituye un enlace de comunicación aislada. La forma trenzada que presentan los cables se utiliza para reducir la interferencia eléctrica con respecto a los pares cercanos que se encuentran a su alrededor. Los pares trenzados son empleados para la

transmisión analógica como digital, siendo este tipo de cables el medio más utilizado y económico. Los pares trenzados se clasifican en dos tipos los cuales son, el par trenzado sin apantallar UTP y el par trenzado apantallado STP.

2.4.3.1.1. Interfaz RJ-45

El RJ-45 es una interfaz física empleada para la conexión de dispositivos mediante cableado estructurado con pares trenzados empleado con bastante frecuencia en redes Ethernet. Los conectores de RJ-45 poseen ocho pines, los cuales forman los extremos del cable de par trenzado UTP empleado para esta interfaz física. La interfaz física RJ-45 es empleada en los estándares TIA/EIA-568A y TIA/EIA-568B, en donde dependiendo del estándar se define la disposición de los pines para su conexión.

Figura 78. Interfaz RJ-45



Fuente: VENTURO, Percy. *Cableado elemental en una Red de Datos Empresarial*.
<https://learningnetwork.cisco.com/s/article/Cableado-elemental-en-una-Red-de-Datos-Empresarial>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.3.2. Cable coaxial

El cable coaxial es un tipo de cable empleado para transportar señales eléctricas de alta frecuencia y en general están compuestos por un núcleo de cable, el dieléctrico, la malla de hilo trenzada y una cubierta exterior. En este tipo

de cable el núcleo generalmente está compuesto por un único hilo de cobre denominado sólido, aunque puede estar compuesto por varios hilos.

Figura 79. **Cable coaxial**



Fuente: EDITORIAL ETECÉ. *Cable Coaxial*. <https://concepto.de/cable-coaxial>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

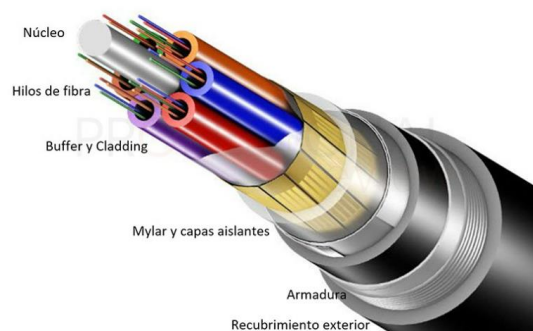
2.4.3.3. **Fibra óptica**

La fibra óptica es un medio de transmisión de datos que ofrece un gran ancho de banda, una alta confiabilidad e inmunidad inherente a la interferencia electromagnética. Debido a estas propiedades la fibra óptica es el medio más empleado en los sistemas de comunicación de subestaciones eléctricas y sistemas de potencia. En los cables de fibra óptica las señales que se transportan son señales digitales de datos en forma de pulsos modulados de luz, por lo que es apropiado para transmitir datos a velocidades muy altas de hasta 1 Gbps y con grandes capacidades. En general una fibra óptica es una guía de onda dieléctrica que usa un proceso de reflexión interna total para transmitir luz a lo largo de su eje longitudinal.

La fibra óptica está compuesta por un núcleo con un alto índice de refracción generalmente de vidrio, rodeado por un material con bajo índice de refracción denominado revestimiento. Debido a que los hilos de vidrio solo pueden pasar

las señales en una sola dirección, un cable de fibra óptica consta de dos hilos en envolturas separadas en donde un hilo transmite y el otro recibe las señales. Los cables de fibra óptica pueden ser de dos tipos los cuales son monomodo y multimodo.

Figura 80. **Fibra óptica**



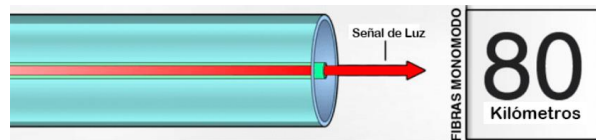
Fuente: CASTILLO, José. *Fibra óptica: qué es, para qué se usa y cómo funciona.*

<https://www.profesionalreview.com/2019/02/15/fibra-optica-que-es>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.3.3.1. Fibra óptica monomodo

La fibra óptica monomodo emplea una fibra con un diámetro del núcleo de alrededor de 8 μm a 10 μm , la cual posee muy poca atenuación y por lo tanto se usan muy pocos repetidores para la transmisión a largas distancias. La fibra óptica monomodo soporta solo un modo de propagación, tiene un mayor ancho de banda, menor dispersión y menor atenuación. La atenuación de la luz en general dependerá de la longitud de onda empleada para la transmisión de las señales, discontinuidades o puntos de estrés como en los conectores y uniones mecánicas o de fusión. La fibra óptica monomodo es empleada en aplicaciones fuera de la subestación ya que ofrece menor atenuación y el mayor ancho de banda para las comunicaciones.

Figura 81. **Fibra óptica monomodo**

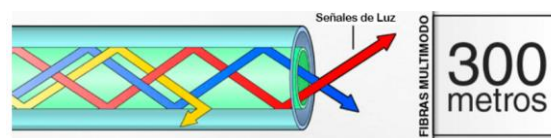


Fuente: GUERRA, Santos. *¿Qué es la fibra óptica?*. <https://aredessociales.com/internet/que-es-la-fibra-optica>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.3.3.2. **Fibra óptica multimodo**

La fibra óptica multimodo se caracteriza por soportar varios modos de propagación y estos poseen diámetros típicos del núcleo entre 50 μm y 62,5 μm hasta 200 μm . Dentro de la fibra óptica multimodo existen dos tipos los cuales son multimodo/índice fijo y multimodo/índice gradual. El primer tipo es una fibra que tiene un ancho de banda de 10 a 20 MHz y consiste en un núcleo de fibra rodeado por un revestimiento que tiene un índice de refracción de la luz muy bajo, la cual causa una atenuación aproximada de 10 dB/km, este tipo de fibra es empleado para distancia cortas menores a un kilómetro. El segundo tipo consiste en un cable donde el índice de refracción cambia gradualmente, permitiendo que la atenuación sea menor a 5 dB/km y pueda ser usada para distancias largas. El ancho de banda es de 200 a 1 000 MHz.

Figura 82. **Fibra óptica multimodo**



Fuente: GUERRA, Santos. *¿Qué es la fibra óptica?*. <https://aredessociales.com/internet/que-es-la-fibra-optica>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.4. Descripción de los diferentes protocolos de comunicación para subestaciones eléctricas

Un protocolo de comunicación se define como una serie de normas que usan los equipos o IED para gestionar sus diálogos en los intercambios de información, por lo que dos equipos de diferentes marcas se pueden comunicar sin problemas al emplear el mismo protocolo de comunicación. En las subestaciones eléctricas los protocolos de comunicación se pueden clasificar en dos grupos los cuales son protocolos de base física y protocolos de base por capas.

2.4.4.1. Protocolos de base física

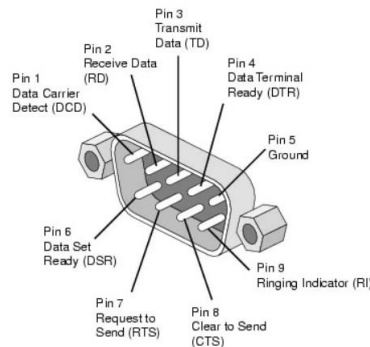
Los protocolos de base física se han desarrollado para garantizar la compatibilidad entre unidades proporcionadas por diferentes fabricantes y para permitir un éxito razonable en la transferencia de datos a distancias y velocidades de datos específicas. La asociación de la Industria Electrónica EIA ha producido algunos protocolos como RS-232, RS-485 y RS-422, que se ocupan de las comunicaciones de datos.

2.4.4.1.1. Protocolo RS-232

La interfaz RS-232 o estándar EIA/TIA RS-232C, es un estándar para la transmisión de datos mediante conexión con puerto serial ampliamente usado en la industria. La interfaz RS-232 se basa en una comunicación punto a punto en donde un equipo maestro transmite información a otro equipo esclavo a distancias no mayores a 15 m y a una velocidad máxima de transmisión de 20 kbps.

En general la interfaz RS-232 transmite cadenas de datos con caracteres ASCII es decir una representación numérica de 8 bits de algún carácter. Actualmente la interfaz RS-232 ya no es tan utilizada debido a las desventajas en cuento a la velocidad de transmisión y las pérdidas de voltaje ocasionadas a largas distancias en la transmisión de datos, sin embargo, muchos equipos como algunos IED aun emplean este estándar para la comunicación serial.

Figura 83. **Interfaz RS-232**



Fuente: WEIS, Olga. *RS-232 DB9 Clavija y Uso*. <https://www.eltima.com/es/article/9-pin-serial-port.html>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.4.1.2. **Protocolo RS-485**

La interfaz RS-485 también denominada EIA-485 es una interfaz de comunicación en bus de la capa física del modelo OSI. Esta interfaz de comunicación es similar a la interfaz serial RS-232 con la diferencia en que la interfaz RS-485 permite velocidades de transmisión de hasta 10 Mbps a distancias de hasta los 1 200 m al emplear cables apantallados contra interferencias de ruido o electromagnéticas. Otra característica importante es que esta interfaz de comunicación permite la conexión de hasta 32 equipos mientras que la interfaz RS-232 solo permite la conexión entre dos equipos.

2.4.4.1.3. Protocolo RS-422

La interfaz RS-422 o estándar EIA-422 es una estándar al igual que RS-485 para la transmisión de datos a largas distancias y mayores velocidades de transmisión permitiendo la comunicación multipunto es decir un equipo conectado a varias RTU pudiéndose conectar 10 equipos como máximo. La diferencia principal con los otros estándares es que RS-422 emplea 4 señales y su tierra para la comunicación punto a punto o multipunto. La interfaz RS-422 emplea el protocolo half dúplex debido a que las mismas líneas son empleadas para la transmisión como para la recepción de datos.

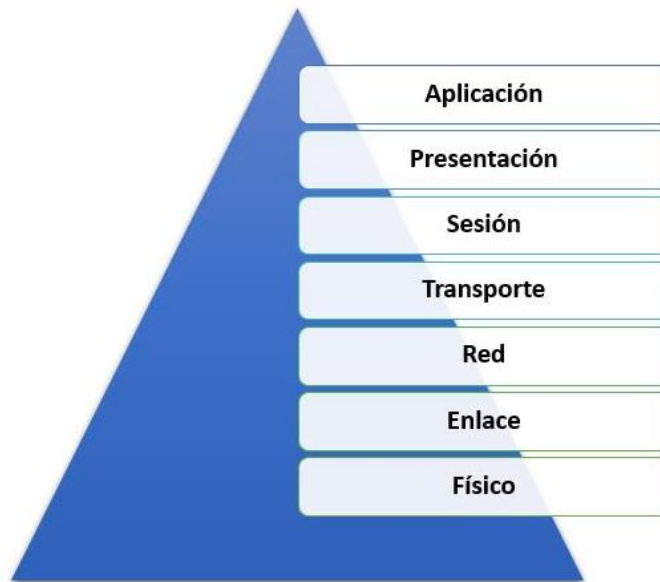
2.4.4.2. Protocolos basados en capas

Los protocolos de comunicación basado en capas se rigen de un modelo de referencia el cual es denominado modelo OSI o modelo de interconexión de sistemas abiertos, el cual está comprendido por siete capas las cuales son:

- Capa física: determina las propiedades eléctricas, mecánicas, funcionales y de procedimiento del medio físico.
- Capa de enlace de datos: especifica la dirección física o dirección MAC y proporciona funciones como detección de errores, reenvío, entre otros. Esta capa agrega un encabezado de enlace de datos a la unidad de datos de red que incluye la dirección física.
- Capa de red: controla el enrutamiento y direccionamiento de los paquetes entre las redes y transmite el paquete a través de la ruta más corta y rápida de la red. Agrega un encabezado de red a la unidad de datos de transporte que incluye la dirección de red.

- Capa de transporte: administra el paquete al destino y divide una mayor cantidad de datos en paquetes más pequeños, en esta capa existen dos protocolos de transporte los cuales son el protocolo de transmisión TCP y el protocolo de datagramas de usuario UDP. En esta capa la fiabilidad y la velocidad son la principal diferencia entre estos dos protocolos, TCP establece conexiones entre dos hosts en la red a través de paquetes que están determinados por la dirección IP y el número de puerto. TCP realiza un seguimiento del pedido de entrega de paquetes y comprueba los que deben reenviarse. UDP proporciona un servicio de transmisión de baja sobrecarga con menos comprobación de errores.
- Capa de sesión: establece un dialogo y una conexión lógica con el usuario final y proporciona funciones como el manejo de fallas y la recuperación de fallas. En esta capa se agrega un encabezado de sesión a la unidad de datos de presentación y forma una unidad de datos de sesión.
- Capa de presentación: maneja la conversación de formato de datos de representación comunes, comprimiendo y descomprimiendo los datos recibidos y enviados a través de la red. En esta capa se agrega un encabezado de presentación a la unidad de datos de la aplicación con información sobre el formato de los datos y el cifrado utilizado.
- Capa de aplicación: ofrece la interacción directa del usuario con la aplicación de software. En esta capa se agrega un encabezado de aplicación a los datos que definen que tipo de aplicación se ha solicitado. Esto forma una unidad de datos de aplicación, en donde existen varios estándares para esta capa como HTTP, FTP.

Figura 84. **Modelo OSI**



Fuente: CASTILLO, José. *Modelo OSI: que es y para que se utiliza.*

<https://www.profesionalreview.com/2018/11/22/modelo-osi/> Consulta: 20 de marzo de 2019.

En las subestaciones eléctricas los protocolos de comunicación basados en capa física más empleados son: Protocolo ModBus, Protocolo 60870-5, Protocolo DNP 3.0, Protocolo Ethernet TCP/IP y protocolo IEC 61850.

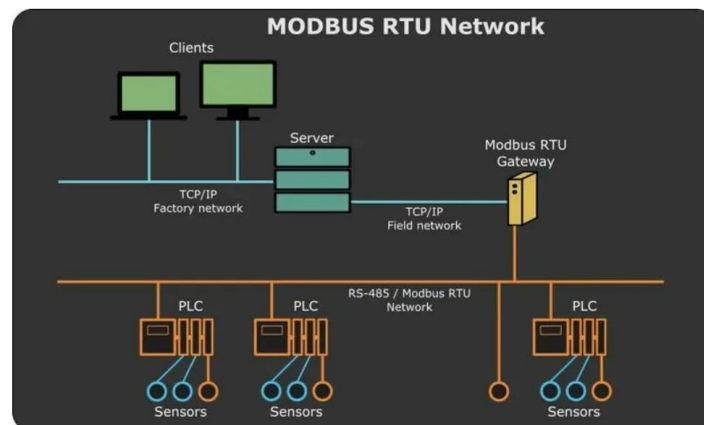
2.4.4.2.1. Protocolo ModBus

El protocolo ModBus es un protocolo que emplea las capas 1, 2 y 7 del modelo OSI, mediante la filosofía de comunicación maestro-esclavo en la que solo un dispositivo es decir el maestro puede iniciar transacciones llamadas consultas. Los otros dispositivos esclavos responden suministrando los datos solicitados al maestro o realizando la acción solicitada en la consulta.

Este protocolo no consiste en una sincronización de tiempo integrada, como en el caso del protocolo DNP 3.0 en el que cada mensaje se almacena en un búfer interno, sin embargo, la sincronización de tiempo se puede implementar ya sea utilizando una fuente de sincronización de tiempo externa, como un sistema de posicionamiento global GPS o utilizando un mecanismo de sincronización externa, como en el caso de grupos de instrumentación entre rangos IRIG para mantener los IED en sincronización.

El protocolo ModBus se puede clasificar en tres formatos de trama los cuales son el código estándar americano para el intercambio de información ASCII, la unidad terminal remota RTU y el protocolo de control de transferencia y protocolo de internet TCP/IP. El protocolo ModBus es adecuado para la comunicación dentro de subestaciones que se utilizan para comunicarse con dispositivos destinado a control de protección y medición.

Figura 85. **Arquitectura del protocolo ModBus**



Fuente: WEIS, Olga. *Mejores utilidades para probar y depurar dispositivos y redes Modbus*. <https://www.virtual-serial-port.org/es/articles/modbus-tester-guide/>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.4.2.2. Protocolo IEC 60870-5

El protocolo IEC 60870-5 consiste en una recopilación de una serie de protocolos internacionales realizados para los sistemas de monitorización, control y protección de los sistemas de potencia. El protocolo IEC 60870-5 está compuesto por los siguientes protocolos:

- IEC 60870-5-101: *Basic telecontrol tasks*, Control y telecontrol.
- IEC 60870-5-102: Transmission of integrated total, Telemedida.
- IEC 60870-5-103: *Informative Interface of protection equipment*, Protección de subestaciones.
- IEC 60870-5-104: Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles, embedding of 101 into networks like ISDN, SDH, ATM. 101 utilizando estándares de facto a nivel de transporte, que lo hacen compatible con redes WAN ruteadas.

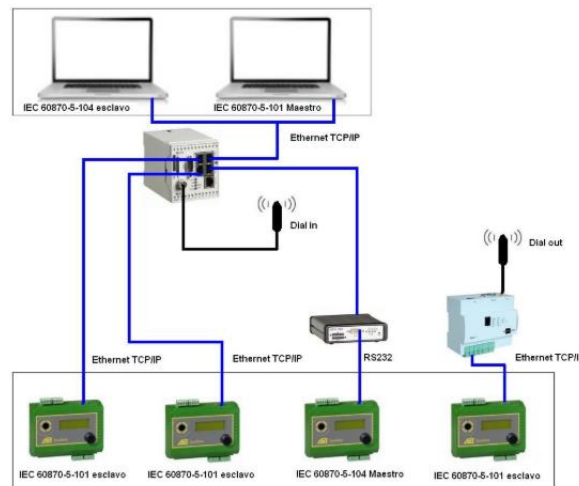
El protocolo IEC 60870-5-101 se emplea para la comunicación entre dispositivos a través de distancias grandes, como en el caso de las comunicaciones entre una subestación y una caseta de control central. En este protocolo se emplea una comunicación en serie y es posible tener velocidades de transmisión de hasta 64 kbits/s. El protocolo IEC 60870-5-101 contiene las bases para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas, al ser un protocolo basado en la filosofía maestro-esclavo este simplifica el modelo OSI de 7 capas en únicamente las capas 1,3 y 7.

El protocolo IEC 60870-5-103 proporciona al sector eléctrico un protocolo de comunicación que incluye las funciones necesarias para el control y la

protección de subestaciones eléctricas. La estructura principal del estándar está dividida en tres partes, la parte pública relacionada a las funciones de protección, parte de transferencia de datos de disturbios y por último la parte de servicios generales. Este protocolo permite comunicaciones punto a punto y comunicaciones punto a multipunto. Como todos los protocolos maestro-esclavo emplea el modelo simplificado de tres capas del modelo OSI.

El protocolo IEC 60870-5-104 contiene las bases para el telecontrol de equipos y sistemas, este es empleado principalmente para niveles superiores de comunicación entre los sistemas base y nodos de control de comunicaciones NCC. Este protocolo incorpora cambios en los servicios de las capas de transporte, de red, de enlace y física para proporcionar la totalidad de accesos a la red, permitiendo la comunicación de estaciones de control con subestaciones a través de TCP/IP.

Figura 86. **Arquitectura del protocolo IEC 60870-5-104**



Fuente: SUMELCO TECHNOLOGIES. *Transmisión de datos a través del protocolo IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 y DNP3.* <http://www.sumelco.com/blog/transmision-de-datos/>. Consulta:

20 de marzo de 2019.

2.4.4.2.3. Protocolo DNP 3.0

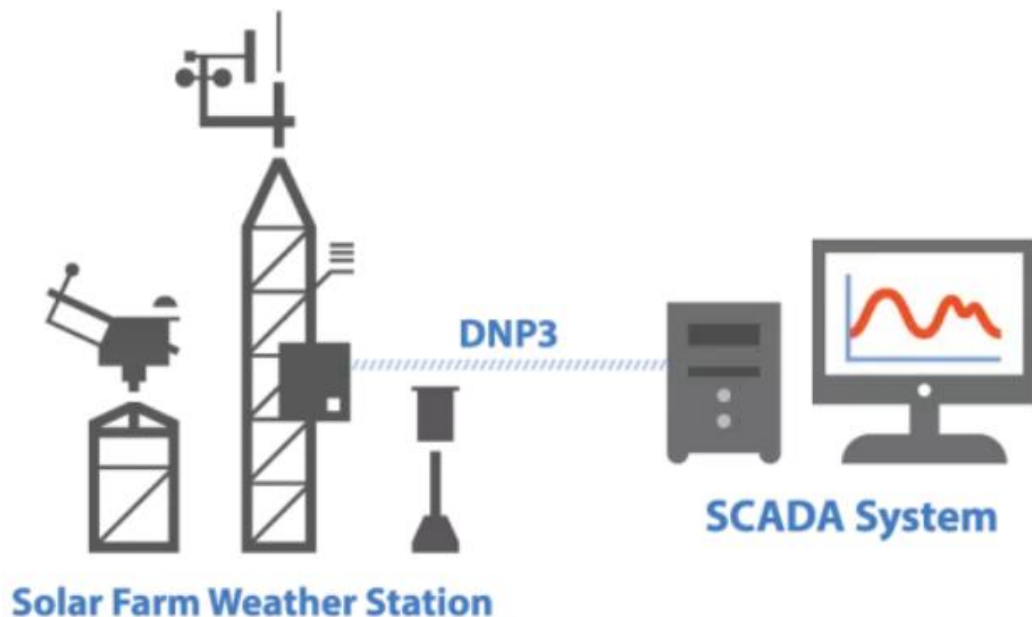
El protocolo DNP 3.0, Distributed Network Protocol, es un protocolo ampliamente usado en el sector eléctrico para la comunicación entre equipos inteligentes IED permitiendo la comunicación local entre IED de la subestación o con un SCADA local, además de la comunicación de la subestación con un despacho de control. Este protocolo emplea tres capas del modelo OSI las cuales son la capa de enlace, la capa de aplicación y la capa de transporte.

La característica de este protocolo de comunicación es que emplea un código para la detección de errores y para la detección de cambios accidentales en los datos denominado CRC, comprobación de redundancia cíclica. Los mensajes en la capa de aplicación se denominan fragmentos, los de la capa transporte segmentos y los de la capa de enlace tramas. Cuando se transmiten los datos en la capa de aplicación los datos son encapsulados en fragmentos y al llegar a la capa de transporte estos son adaptados en segmentos seccionando el mensaje y agregando una cabecera de transporte. En la capa de enlace los segmentos recibidos del nivel de transporte son empaquetados en tramas para el cual se añade a estos una cabecera de enlace y cada 16 bytes un CRC o comprobación de redundancia cíclica.

Cuando se reciben los datos la capa de enlace extrae las tramas recibidas de los segmentos, la capa de transporte lee la cabecera de los segmentos recibidos de la capa de enlace y con la información obtenida extrae y compone los fragmentos que serán pasados a la capa de aplicación en donde los fragmentos son analizados y procesados según el modelo de objetos definidos por las especificaciones del estándar.

El protocolo DNP 3.0 ofrece flexibilidad y funcionalidades como opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamientos, sincronización de tiempos y eventos con estampa de tiempo, confirmación de enlace de datos entre otras. En general este protocolo es ampliamente utilizado en sistemas eléctricos en donde las estampas y sincronizaciones de tiempo, así como el hecho de que un esclavo transmita información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los IED. El protocolo DNP 3.0 es adecuado para comunicarse fuera de las subestaciones es decir comunicación de datos de la subestación a los centros de control maestros.

Figura 87. **Arquitectura del protocolo DNP 3.0**



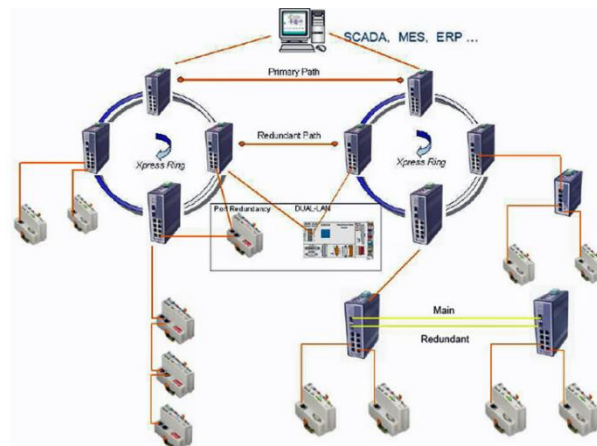
Fuente: SMART, Paul. *How to Access Your Measurement Data Using DNP3*.

<https://www.campbellsci.es/blog/access-measurement-data-using-dnp3>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.4.2.4. Protocolo Ethernet TCP/IP

El protocolo Ethernet TCP/IP es un protocolo de comunicación que emplea la tecnología de las LAN y empleando únicamente cuatro capas del modelo OSI, hasta la capa de transporte del modelo OSI. El protocolo Ethernet también conocido como estándar IEEE 802.3, contiene las bases para la transmisión de datos en redes de área local en la que todos los equipos de una red Ethernet se conectan a la misma línea de comunicación.

Figura 88. **Arquitectura del protocolo Ethernet TCP/IP**



Fuente: REDONDO, José. *IP y Ethernet vertebran el control en edificios inteligentes*.

<https://www.casadomo.com/comunicaciones/ip-ethernet-vertebran-control-edificios-inteligentes>.

Consulta: 20 de marzo de 2019.

Este protocolo de comunicación emplea una topología de comunicación en estrella centralizada donde un switch inspecciona las direcciones de origen y destino de los mensajes y genera una tabla que le permite saber qué equipo se encuentra conectado al switch y transmitir el mensaje al puerto adecuado sin colisiones y un buen ancho de banda. El modelo TCP/IP define como se mueve la información desde el remitente hasta el destinatario. El protocolo de control de

transmisión TCP permite la conexión y el intercambio de datos entre dos IED garantizando la entrega de los datos durante la transmisión mientras que el protocolo de internet IP emplea direcciones que son series de cuatro números con un formato de punto decimal la cual determina la ruta que debe utilizar un paquete de datos.

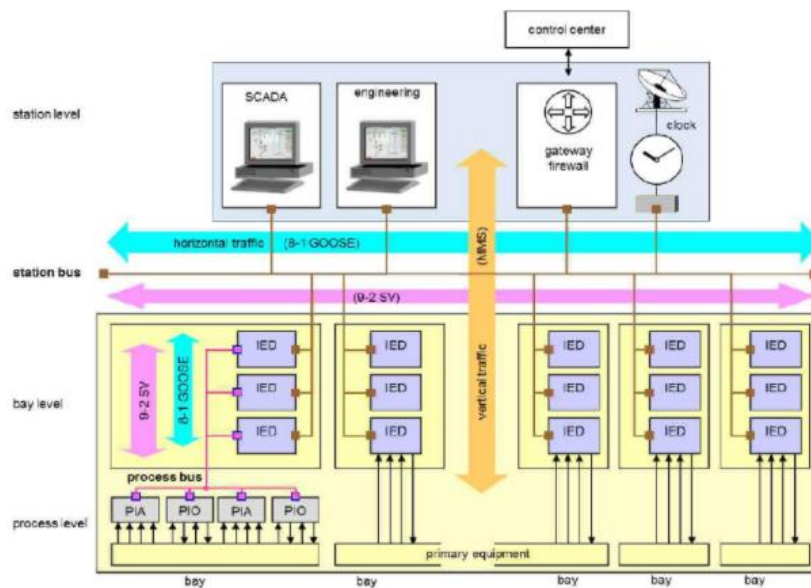
2.4.4.2.5. Protocolo IEC 61850

El protocolo IEC 61850 es un conjunto de protocolos de comunicación que emplea los medios físicos definidos por las redes Ethernet y TCP/IP para el intercambio de datos de operación además de implementar una red física conformada por switches, cables de fibra óptica y cables de pares trenzados. El protocolo IEC 61850 facilita la interoperabilidad entre dispositivos o IED de diferentes proveedores.

En general el protocolo IEC 61850 para subestaciones eléctricas puede tener dos aplicaciones principales, Station Bus la cual es una aplicación en donde los relés y RTU se conectan directamente a una red LAN Ethernet, o Process Bus en la cual los equipos primarios como los transformadores de instrumentos proporcionan valores de corriente y voltaje directamente sobre la red LAN Ethernet. En la aplicación Station Bus el intercambio de datos entre los IED se da por medio de mensajes multi-cast denominados GOOSE Message, mientras que en la aplicación de Process Bus el intercambio de datos se efectúa mediante mediciones digitalizadas denominados SAMPLED Values. Una característica del protocolo IEC 61850 es que permite que los dispositivos de diferentes proveedores puedan comunicarse entre sí para compartir datos, servicios y funciones además de reducir el cableado de cobre por medio de la mensajería GOOSE que habilita aplicaciones rápidas y confiables como interbloqueos, disparos de bahías, fallo de interruptor entre otros. Este protocolo proporciona un

marco estandarizado con los requisitos de comunicaciones, características funcionales, estructura de datos en los dispositivos, convenciones de nomenclatura para datos, la forma de como interactúan y controlan los dispositivos las aplicaciones y como se debe probar la conformidad con el estándar.

Figura 89. **Arquitectura del protocolo IEC 61850**



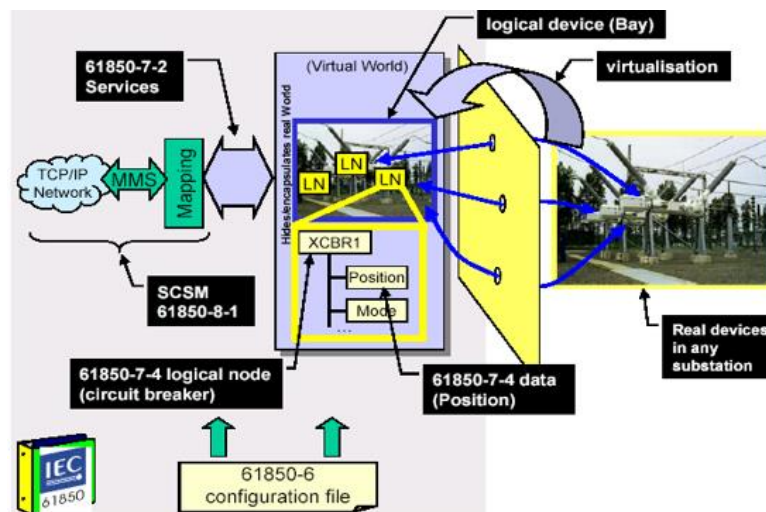
Fuente: Potencia y Tecnologías Incorporadas. *Pruebas para subestaciones digitales*.
<https://www.pti-sa.com.co/es/soluciones/pruebas-para-subestaciones-digitales>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

En el protocolo IEC 61850 el modelado de los datos y las funcionalidades de los dispositivos reales se descomponen en entidades que se utilizan para el intercambio de información entre diferentes dispositivos, estas entidades se denominan nodos lógicos. Los nodos lógicos son la representación virtual de las funcionalidades reales, el objetivo es que todos los datos que podrían originarse

en la subestación eléctrica puedan ser asignados a uno de estos nodos lógicos, de tal forma que varios nodos lógicos de diferentes dispositivos reales construyen un dispositivo lógico.

Un nodo lógico contiene una lista de datos como por ejemplo una posición con atributos de datos dedicados. Los datos tienen una estructura y una semántica predefinida y la información representada por los datos y sus atributos es intercambiada por los servicios de comunicación de acuerdo con las reglas bien definidas y los rendimientos solicitados.

Figura 90. **Digitalización en protocolo IEC 61850**



Fuente: ACEVEDO, Fabián; CALDERÓN, Laura; GONZÁLEZ, Juan; VARGAS, Hermann.
Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850: Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor.

<https://www.redalyc.org/journal/5537/553762533022/html/>. Consulta: 20 de marzo de 2019.

2.4.5. Principales equipos de comunicación en subestaciones eléctricas

Los sistemas de comunicación de las subestaciones eléctricas cuentan con equipos de alta tecnología los cuales cumplen las funciones de comunicación de redes y equipos para la transmisión de los datos y la información de los diferentes IED del sistema. Entre los principales equipos de comunicación empleados en subestaciones eléctricas están, los switches de comunicación, gateways y multiplexores de fibra óptica.

2.4.5.1. Switch de comunicación

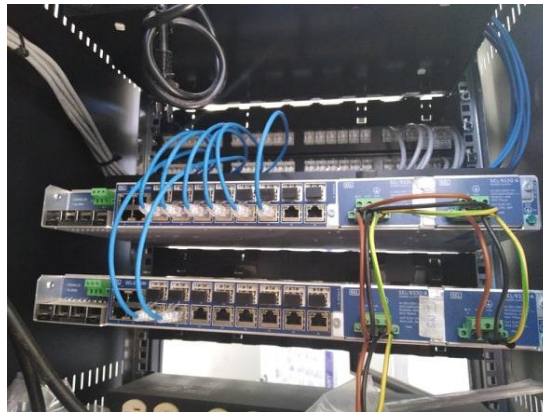
Los switches de comunicación son dispositivos encargados de la interconexión de varios equipos en una misma red o en una LAN y permiten crear, almacenar y compartir información a otros dispositivos de la red. El estándar Ethernet o IEEE 802.3 establece las especificaciones técnicas para la implementación de comunicaciones Ethernet en la cual se pueden emplear medio físicos para la transmisión de datos como cable coaxial, cables de pares trenzados RJ-45 o fibra óptica.

La transmisión de los datos puede ser half-duplex cuando esta solo puede ser enviada en un sentido o full-duplex cuando la información es transmitida en ambos sentidos. Los switches de comunicación se pueden clasificar en switches troncales, switches perimetrales, switches gestionables y switches no gestionables.

- **Switch Troncal:** los switches troncales son aquellos que se utilizan en el núcleo central de grandes redes y estos se encuentran conectados a otros switches de jerarquía inferior, routers entre otros.

- Switch Perimetral: los switches perimetrales son aquellos que se encuentran en un nivel jerárquico inferior en una red local y a los que se conectan equipos de usuarios finales.
- Switch no gestionable: un switch no gestionable ofrece funciones básicas y no requieren de una configuración y gestión.
- Switch gestionable: los switches gestionables son aquellos que ofrecen una serie de características adicionales que requieren de una configuración y gestión.

Figura 91. **Switch ethernet gestionable**



Fuente: elaboración propia, gabinete de comunicaciones, Subestación Guatemala Sur.

2.4.5.2. Gateway

Los gateways o puertas de enlace son dispositivos de comunicación que permiten la conexión de redes con protocolos y arquitectura de comunicación diferentes. Su función principal es traducir la información del protocolo utilizado

en una red al protocolo usado en la red de destino además de poder realizar conversiones de protocolos. En los sistemas de comunicación de subestaciones eléctricas los Gateways son empleados para proteger las redes Ethernet contra ataques maliciosos, así como en redes privadas en donde se encuentran conectados los demás IED.

2.4.5.3. Multiplexores de fibra óptica

Los multiplexores de fibra óptica son empleados para aumentar la capacidad de la fibra óptica existente mediante el transporte de múltiples canales de datos o longitudes de onda sobre una fibra existente. Los multiplexores de fibra óptica permiten la integración de redes de comunicación entre subestaciones, así como la implementación de esquemas de teleprotección para líneas de transmisión. Estos dispositivos tienen la capacidad para combinar varias señales disponibles en las redes Ethernet e incorporarlas a la red de fibra óptica para la transmisión de señales a largas distancias.

Figura 92. **Multiplexor de fibra óptica**



Fuente: elaboración propia, gabinete de comunicaciones, Subestación Guatemala Norte.

3. FASE TÉCNICO PROFESIONAL

En el presente capítulo se detallan los aspectos técnicos y de ingeniería relacionados a la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur haciendo un análisis de burden entre el sistema anterior y la remodelación del sistema.

3.1. Generalidades de la Subestación Guatemala Sur

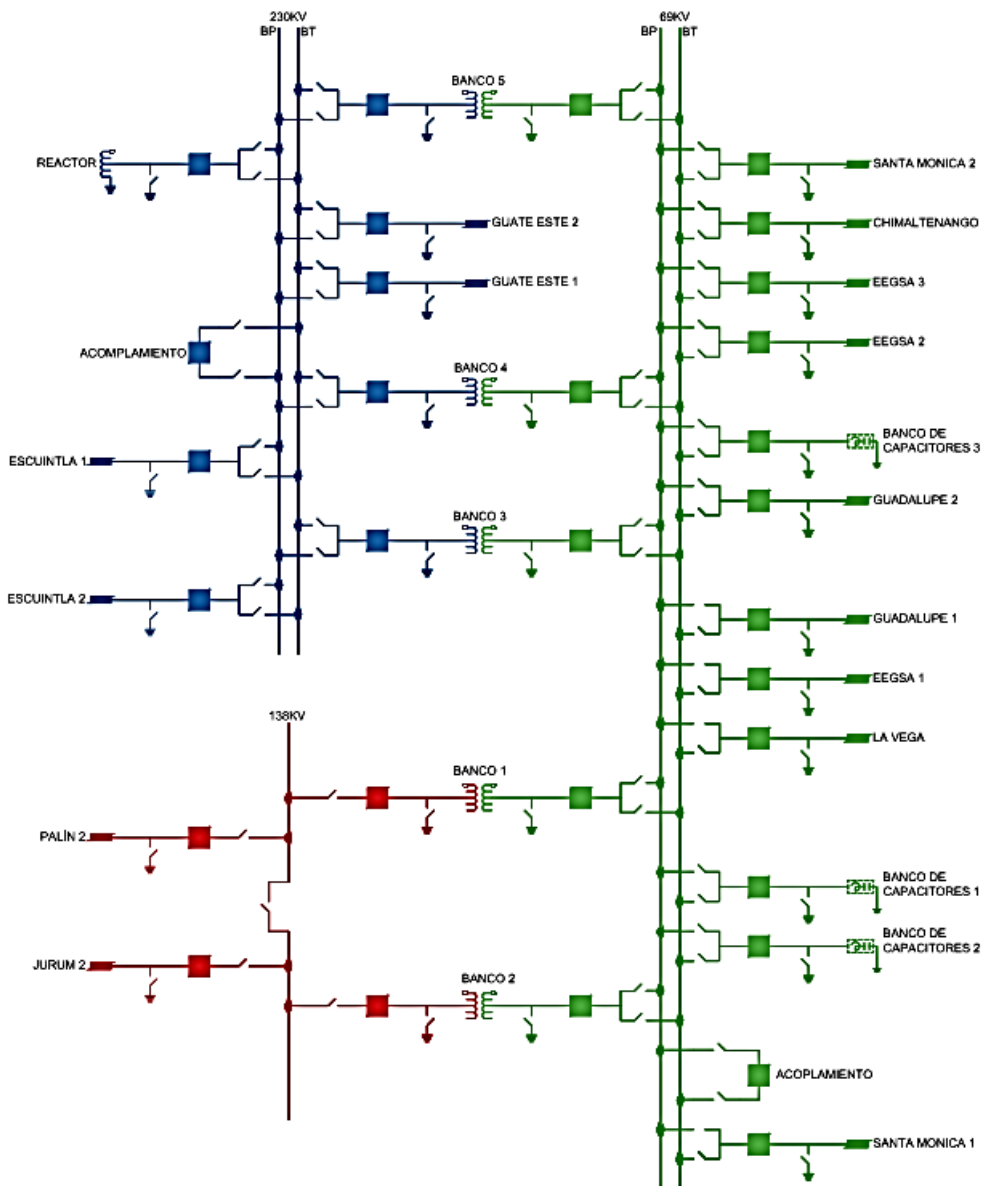
La Subestación Guatemala Sur es considerada una de las principales subestaciones que abastecen y distribuyen energía eléctrica a la mayor parte de la ciudad capital. Actualmente tiene una capacidad instalada de 595 MVA, y opera con voltajes de 230 kV, 138 kV y 69 kV. Dentro de su principal infraestructura se tiene:

- Cinco bancos de transformación, 595 MVA.
- Sistema SCADA de supervisión, control y adquisición de Datos.
- Equipo primario, interruptores, seccionadores, CT, PT.
- Dos transformadores para servicios auxiliares 13,8 kV / 220 V
- Equipo de protección, control y medición.
- Equipo de comunicaciones.
- Unidades de medición fasorial, PMU.

La subestación Guatemala Sur, fue construida en el año 1960 para abastecer de energía al área sur de la ciudad capital de Guatemala y desde entonces ha sufrido varias ampliaciones y cambios por la creciente demanda de

energía que se ha presentado. Debido a la gran capacidad de potencia la Subestación Guatemala Sur es considerada la barra de referencia para el SNI.

Figura 93. Diagrama unifilar Subestación Guatemala Sur



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.1.1. Sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur

La ingeniería para el sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur se encuentra bajo un diseño centralizado en donde todas las señales provenientes de los transformadores de medida se dirigen hacia una sala de relés ubicada en el sótano de la subestación, dichas señales de corriente y de tensión llegan a los diferentes relés de protección empleados para la protección de las diferentes bahías. En la sala de relés también se encuentra la RTU la cual es la encargada de procesar la información de los relés y medidores para proporcionar la información necesaria a la sala de mando y al SCADA de la subestación.

Figura 94. Sala de relés de Subestación Guatemala Sur



Fuente: elaboración propia, sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

3.1.2. Adquisición de datos

La adquisición de datos correspondiente a la señalización local como alarmas, posición de equipos primarios y mediciones se logra por medio de los relés microprocesados y medidores multifuncionales con los que cuenta la subestación. Para las bahías de 230 kV, los relés se encuentran en las casetas cercanas a los equipos primarios como en un sistema descentralizado o distribuido, mientras que para las bahías de 138 kV y 69 kV los relés de protección y medidores multifuncionales se encuentran en la sala de relés ubicada en el sótano de la subestación siendo este un sistema centralizado.

Figura 95. Relés de protección en bahías de 69 kV



Fuente: elaboración propia, sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

Las unidades multifuncionales de medida y relés de protección conectados a los devanados secundarios de los transformadores de medida envían la información a la RTU de la subestación a través de salidas analógicas y por medio de protocolos de comunicación. La RTU se encarga de obtener las señales de todos los relés y de las unidades multifuncionales de medida para luego enviarlas digitalmente a la sala de control en donde se encuentra el SCADA, el cual mediante un software se interpretan las señales enviadas por la RTU para controlar y supervisar en tiempo real todos los procesos que se llevan dentro de la subestación.

Figura 96. **Unidad Terminal Remota RTU**



Fuente: elaboración propia, sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

3.1.3. Comunicación hacia sala de mando

La comunicación hacia la sala de mando de la subestación se realiza por medio de la RTU, la cual al ser un dispositivo basado en microprocesadores permite obtener señales independientes de los procesos y enviarlas a la sala de mando para su posterior procesamiento. Dentro de la Subestación Guatemala Sur la RTU actúa como medio sensor y actuador con los operadores de la sala de control por medio de módulos de entradas y salidas digitales conectados en forma cableada hacia los equipos controladores.

3.2. Análisis de burden de la Subestación Guatemala Sur con sistema centralizado

Debido a las largas distancias de cableado entre los transformadores de medida y los relés de protección de las bahías de 69 kV y 138 kV ubicados en la sala de relés de la subestación es importante considerar el burden conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente ya que durante condiciones de falla externa los transformadores de corriente pueden saturarse provocando una operación indebida de las protecciones de la subestación. Además, un elevado burden puede provocar la fatiga de los transformadores de corriente y mediciones incorrectas.

3.2.1. Burden en bahías de 69 kV

Para la determinación del burden teórico de las bahías de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur, se realizaron medidas de distancia desde los transformadores de corriente para las fases S, ubicados en el patio de la subestación hacia la sala de relés en donde se encuentran los relés de protección, estas medidas se realizaron con un odómetro el cual es un dispositivo

mecánico que consta de una rueda y permite determinar la distancia en función del número de vueltas que esta gira.

En la siguiente tabla se detallan las distancias de cableado en cada una de las bahías de 69 kV hacia la sala de relés obtenidas con el odómetro, así como las protecciones empleadas para cada una de las bahías, protección principal, protección de respaldo y protección diferencial de barras, las cuales están conectadas en serie a un mismo núcleo de cada transformador de corriente.

Tabla II. **Distancias en bahías de 69 kV con sistema centralizado**

Bahía	Relés de Protección	Distancia entre relés y CT en m
Santa Mónica 1	SEL 311L + SEL 321 + SIEMENS 7SS60	186
Acoplamiento	SEL 351 + SIEMENS 7SS60	191
Banco de Capacitores 2	SEL 351 + SIEMENS 7SS60	196
Banco de Capacitores 1	SEL 351 + SIEMENS 7SS60	206
La Vega	SEL 311C + SEL 351 + SIEMENS 7SS60	211
EEGSA 1	SEL 311C + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	221
Guadalupe 1	SEL 311C + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	241
Guadalupe 2	SEL 311L + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	246
Banco de Capacitores 3	SEL 351 + SIEMENS 7SS60	251
EEGSA 2	SEL 311C + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	261
EEGSA 3	SEL 311C + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	266
Chimaltenango	SEL 311C + SEL 551 + SIEMENS 7SS60	276
Santa Mónica 2	SEL 311L + SEL 321 + SIEMENS 7SS60	281

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Para la determinación del burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente se deben considerar las impedancias del cable, de los relés de protección y de los blocks de prueba. En la siguiente tabla se muestran los valores de impedancia de cada uno de los elementos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente.

Tabla III. **Elementos en bahías de 69 kV con sistema centralizado**

Elemento	Impedancia
Cable 4G6, AWG 2X10	0,0039 Ω/m
Relés de protección de distancia SEL 321, SEL 311L, SEL 311C	0,0011 Ω
Relés de protección de sobrecorriente SEL 351, SEL 551	0,0011 Ω
Relé de protección diferencial de barras SIEMENS 7SS60	0,0050 Ω
Block de pruebas	0,0500 Ω

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

La impedancia total o burden en los devanados secundarios de los transformadores de corriente se calcula como la impedancia total en serie de los elementos involucrados. Para el cable su valor de impedancia se determina multiplicando la distancia del cable por el valor de la impedancia por metro proporcionada por el fabricante, el resultado se debe multiplicar por dos, debido al cable de neutro que retorna al transformador de corriente, como se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Santa Mónica 1.

$$Z_L = 2 * Z_{cable\ ohm/m} * Distancia$$

$$Z_L = 2 * 0,0039 \frac{\Omega}{m} * 186 m$$

$$Z_L = 1,4508 \Omega$$

La impedancia total de los relés de protección dependerá de los relés de protección que se encuentran conectados en serie al núcleo del transformador de corriente destinado para la protección, ya que en ocasiones algunos de los esquemas de protección emplean una protección de respaldo conectado en serie a la protección principal en el mismo núcleo del transformador de corriente, como

se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Santa Mónica 1 en donde se cuenta con protección principal y de respaldo conectada en serie a la protección diferencial de barra, como se muestra en la tabla II.

$$Z_P = Z_{SEL\ 311L} + Z_{SEL\ 321} + Z_{SIEMENS\ 7SS60}$$

$$Z_P = 0,0011\ \Omega + 0,0011\ \Omega + 0,0050\ \Omega$$

$$Z_P = 0,0072\ \Omega$$

Para las bahías de 69 kV se emplean 2 blocks de prueba por relés para la realización de mediciones por lo que el valor de la impedancia del block de pruebas deberá multiplicarse por dos.

$$Z_{BL} = 2 * 0,050\ \Omega$$

$$Z_{BL} = 0,1\ \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias totales de cada uno de los elementos involucrados.

Tabla IV. **Impedancias en bahías de 69 kV con sistema centralizado**

Bahía	Impedancia total del cable en Ω	Impedancia total de equipos de protección en Ω	Impedancia total de block de pruebas en Ω
Santa Mónica 1	1,4508	0,0072	0,1000
Acoplamiento	1,4898	0,0061	0,1000
Banco de Capacitores 2	1,5288	0,0061	0,1000
Banco de Capacitores 1	1,6068	0,0061	0,1000

Continuación de la tabla IV.

La Vega	1,6458	0,0072	0,1000
EEGSA 1	1,7238	0,0072	0,1000
Guadalupe 1	1,8798	0,0072	0,1000
Guadalupe 2	1,9188	0,0072	0,1000
Banco de Capacitores 3	1,9578	0,0061	0,1000
EEGSA 2	2,0358	0,0072	0,1000
EEGSA 3	2,0748	0,0072	0,1000
Chimaltenango	2,1528	0,0072	0,1000
Santa Mónica 2	2,1918	0,0072	0,1000

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De lo anterior el burden total en devanados secundarios para la bahía Santa Mónica 1 se calcula mediante la ecuación 2,3 de la siguiente manera

$$Z_b = 1,4508 \Omega + 0,0072 \Omega + 0,1000 \Omega$$

$$Z_b = 1,5580 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo de burden total conectado en los devanados secundarios de los CT's de 69 kV.

Tabla V. **Burden total en bahías de 69 kV con sistema centralizado**

Bahía	Burden total en Ω
Santa Mónica 1	1,5580
Acoplamiento	1,5959
Banco de Capacitores 2	1,6349
Banco de Capacitores 1	1,7129
La Vega	1,7530
EEGSA 1	1,8310
Guadalupe 1	1,9870
Guadalupe 2	2,0260
Banco de Capacitores 3	2,0640

Continuación de la tabla V.

EEGSA 2	2,1430
EEGSA 3	2,1820
Chimaltenango	2,2600
Santa Mónica 2	2,2990

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Como se puede observar en la tabla V a medida que la distancia entre los transformadores de corriente y la sala de relés es mayor, el burden en devanados secundarios también lo será. En la siguiente tabla se muestran las capacidades de carga y burden nominales de los transformadores de corriente basados en la norma IEEE C57.13 y en las características de los transformadores de corriente empleados para las bahías de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla VI. **Burden estándar de CT en bahías de 69 kV**

Bahías	RTC	Clase de CT	Capacidad en VA	Burden nominal en Ω
Santa Mónica 1	600/5	C200	50	2
Acoplamiento	800/5	C200	50	2
Banco de Capacitores 2	600/5	C400	100	4
Banco de Capacitores 1	600/5	C400	100	4
La Vega	600/5	C200	50	2
EEGSA 1	600/5	C200	50	2
Guadalupe 1	600/5	C200	50	2
Guadalupe 2	600/5	C200	50	2
Banco de Capacitores 3	600/5	C400	100	4
EEGSA 2	600/5	C200	50	2
EEGSA 3	600/5	C200	50	2
Chimaltenango	600/5	C200	50	2
Santa Mónica 2	600/5	C200	50	2

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Al comparar los datos de la tabla V con las capacidades de carga y burden estándar de la tabla VI se puede observar que las bahías de 69 kV de la

Subestación Guatemala Sur presentan un elevado burden como consecuencia de las largas distancias de cables y al sistema de protección, control y medición centralizado. Para el caso de las bahías EEGSA 2, EEGSA3, Chimaltenango y Santa Mónica 2 el burden conectado en el secundario de sus respectivos transformadores de corriente es superior al burden nominal establecido por la norma IEEE C57.13, esto puede traer como consecuencia la saturación de los transformadores de corriente durante condiciones de falla externa que pueden provocar una mala operación de las protecciones en especial de la protección diferencial de barras además de proporcionar mediciones incorrectas debido al elevado burden conectado en los mismos.

Para las bahías Guadalupe 1 y Guadalupe 2 el burden conectado en los devanados secundarios de sus transformadores de corriente se encuentra en el límite de su capacidad nominal, por lo que en general es necesario de una descentralización del sistema en especial para todas las bahías de 69 kV. Los cálculos de burden realizados se compararon con las pruebas realizadas mediante el equipo de prueba Omicrom CT-Analyzer.

Figura 97. **Equipo de prueba CT-Analyzer**



Fuente: elaboración propia, bahías de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

Figura 98. Prueba de burden con equipo CT-Analyzer



Fuente: elaboración propia, Sección de Protecciones. Subestación Guatemala Sur.

La figura 98 muestra la prueba de burden efectuada al transformador de corriente de la fase S de la bahía EEGSA 1 con el equipo Omicrom CT Analyzer y se puede observar un burden de 1,8549 Ω el cual es un valor cercano al burden teórico calculado en el que se obtuvo un valor de 1,8310 Ω . Esto comprueba la necesidad de descentralizar el sistema para las bahías de 69 kV con el fin de reducir los puntos de falla y el burden garantizando una correcta operación de la protección diferencial de barra, así como mediciones correctas.

3.2.2. Burden en bahías de 138 kV

Para la determinación del burden teórico de las bahías de 138 kV de la Subestación Guatemala Sur, al igual que con las bahías de 69 kV se tomaron como referencia los transformadores de corriente de las fases S de cada una de las bahías y se midieron las respectivas distancias entre los transformadores de corriente y los relés de protección ubicados en la sala de relés en el sótano de la subestación.

En la siguiente tabla se detallan las distancias de cableado de cada una de las bahías de 138 kV hacia la sala de relés obtenidas con el odómetro, así como las protecciones empleadas para cada una de las bahías, protección principal, protección de respaldo y protección diferencial de barras, las cuales están conectadas en serie a un mismo núcleo de cada transformador de corriente.

Tabla VII. Distancias en bahías de 138 kV con sistema centralizado

Bahía	Relé de Protección	Distancia entre relés y CT en m
Palín 2	SEL 321 + SEL 321 + SEL 487B	135
Jurún Marinalá	SEL 321 + SEL 321 + SEL 487B	110
Banco de Transformadores 1	SEL 387 + SEL 501 + SEL 487B	135
Banco de Transformadores 2	SEL 387 + SEL 501 + SEL 487B	105

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

En la siguiente tabla se muestran los valores de impedancia de los elementos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente.

Tabla VIII. **Elementos en bahías de 138 kV con sistema centralizado**

Elemento	Impedancia
Cable 4G6, AWG 2X10	0,0039 Ω/m
Relés de protección de distancia SEL 321, SEL 311L, SEL 311C	0,0011 Ω
Relés de protección de sobrecorriente SEL 351, SEL 551	0,0011 Ω
Relé de protección diferencial de barras SEL 487B	0,0055 Ω
Block de pruebas	0,0500 Ω

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

Para el cálculo de burden teórico en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de 138 kV al igual que para las bahías de 69 kV se determina la impedancia total en serie de los elementos involucrados en donde para el cable su valor de impedancia se calcula multiplicando la distancia del cable por el valor de la impedancia por metro proporcionado por el fabricante del conductor y el resultado se debe multiplicar por dos debido al cable de neutro que retorna al transformador de corriente, como se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Palín 2.

$$Z_L = 2 * Z_{cable\ ohm/m} * Distancia$$

$$Z_L = 2 * 0,0039 \frac{\Omega}{m} * 135\ m$$

$$Z_L = 1,0530\ \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias totales de los cables, relés de protección y block de prueba conectados a los secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 138 kV.

Tabla IX. **Impedancias en bahías de 138 kV con sistema centralizado**

Bahía	Impedancia total del cable en Ω	Impedancia de equipos de protección en Ω	Impedancia total de block de pruebas en Ω
Palín 2	1,0530	0,0077	0,1000
Jurún Marinalá	0,8580	0,0077	0,1000
Banco de Transformadores 1	1,0530	0,0077	0,1000
Banco de Transformadores 2	0,8190	0,0077	0,1000

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De lo anterior el burden total en devanados secundarios se calcula mediante la ecuación 2,3 de la siguiente manera:

$$Z_b = 1,0530 \Omega + 0,0077 \Omega + 0,1000 \Omega$$

$$Z_b = 1,1607 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo de burden total conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 138 kV.

Tabla X. **Burden total en bahías de 138 kV con sistema centralizado**

Bahía	Burden total en Ω
Palín 2	1,1607
Jurún Marinalá	0,9657
Banco de Transformadores 1	1,1607
Banco de Transformadores 2	0,9267

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

En la tabla X se observa el burden conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente correspondientes a las bahías de 138 kV, en donde al compararlos con las capacidades de carga y burden nominales basados en la norma IEEE C57.13 y en las características de los transformadores de corriente que se observan en la tabla XI se puede constatar que las bahías Palín 2 y Jurún Marinalá presentan un burden aceptable. Para la bahía del banco de transformadores 2 el burden se encuentra en el límite de su capacidad nominal, mientras que para la bahía del banco de transformadores 1 el burden calculado es mayor al burden nominal del transformador de corriente, por lo que es necesario de una descentralización del sistema.

Tabla XI. **Burden estándar de CT en bahías de 138 kV**

Bahías	RTC	Clase de CT	Capacidad en VA	Burden nominal en Ω
Palín 2	600/5	C200	50	2
Jurún Marinalá	600/5	C200	50	2
Banco de Transf. 1	300/5	2,5	25	1
Banco de Transf. 2	300/5	2,5	25	1

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.3. Análisis de burden de la Subestación Guatemala Sur con sistema descentralizado

La descentralización del sistema de protección, control y medición tenía como objetivo la reducción del burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente como consecuencia de las largas distancias de cableado hacia la sala de relés en el sistema centralizado para las bahías de 69 kV y 138 kV, por lo que en el presente subcapítulo se analiza el efecto en el burden de los transformadores de corriente al reducir las distancias de cableado.

3.3.1. Burden en bahías de 69 kV

La determinación del burden teórico de las bahías de 69 kV en el sistema descentralizado de la Subestación Guatemala Sur, se realiza con el procedimiento descrito anteriormente obteniendo las distancias de cableado de los núcleos de transformadores de corriente de las fases S hacia los tableros de PCYM ubicados en las casetas de la subestación por medio de un odómetro.

En la siguiente tabla se detallan las distancias de cableado de cada una de las bahías de 69 kV hacia sus respectivos tableros de PCYM ubicados en las casetas, así como las protecciones conectadas a los núcleos más cargados para cada una de las bahías considerando que para el sistema de protección de 69 kV no se cuenta con una protección diferencial de barras descentralizada.

Tabla XII. Distancias en bahías de 69 kV con sistema descentralizado

Bahía	Relé de Protección	Distancia entre relés y CT en m
Santa Mónica 1	SEL 351 + SEL 311L	35
Acoplamiento	SEL 351	40
Banco de Capacitores 2	SEL 351 + SEL 451	45
Banco de Capacitores 1	SEL 351 + SEL 451	55
La Vega	SEL 311C + SEL 311C	40
EEGSA 1	SEL 311C	30
Guadalupe 1	SEL 311C	35
Guadalupe 2	SEL 311C + SEL 311C	25
Banco de Capacitores 3	SEL 351 + SEL 451	45
EEGSA 2	SEL 311C	30
EEGSA 3	SEL 311C	20
Chimaltenango	SEL 311C	25
Santa Mónica 2	SEL 311C	30

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Considerando las impedancias de los cables, relés de protección y blocks de prueba en la siguiente tabla se muestran los valores de impedancia de cada uno de los elementos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente.

Tabla XIII. **Elementos en bahías de 69 kV con sistema descentralizado**

Elemento	Impedancia
Cable 4G6, AWG 2X10.	0,0033 Ω /m
Relés de protección de distancia SEL 311L, SEL 311C	0,0011 Ω
Relés de protección de sobrecorriente SEL 351, SEL 451	0,0011 Ω
Block de pruebas	0,0500 Ω

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

La impedancia total o burden en los devanados secundarios de los transformadores de corriente se calcula como la impedancia total en serie de los elementos involucrados. Para el cable su valor de impedancia se determina multiplicando la distancia del cable por el valor de la impedancia por metro proporcionada por el fabricante, el resultado se debe multiplicar por dos, debido al cable de neutro que retorna al transformador de corriente, como se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Santa Mónica 1.

$$Z_L = 2 * Z_{cable\ ohm/m} * Distancia$$

$$Z_L = 2 * 0,0033 \frac{\Omega}{m} * 35 m$$

$$Z_L = 0,2310 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias totales de cada uno de los elementos involucrados, considerando que se tienen 2 blocks de prueba por tablero de PCYM, las respectivas impedancias de los relés de protección que se encuentran en serie según los datos de la tabla XIII y la impedancia total del cable que depende de la longitud.

Tabla XIV. **Impedancias en bahías de 69 kV con sistema descentralizado**

Bahía	Impedancia total del cable en Ω	Impedancia total de equipos de protección en Ω	Impedancia total de block de pruebas en Ω
Santa Mónica 1	0,2310	0,0022	0,1000
Acoplamiento	0,2640	0,0011	0,1000
Banco de Capacitores 2	0,2970	0,0022	0,1000
Banco de Capacitores 1	0,3630	0,0022	0,1000
La Vega	0,2640	0,0022	0,1000
EEGSA 1	0,1980	0,0011	0,1000
Guadalupe 1	0,2310	0,0011	0,1000
Guadalupe 2	0,1650	0,0022	0,1000
Banco de Capacitores 3	0,2970	0,0022	0,1000
EEGSA 2	0,1980	0,0011	0,1000
EEGSA 3	0,1320	0,0011	0,1000
Chimaltenango	0,1650	0,0011	0,1000
Santa Mónica 2	0,1980	0,0011	0,1000

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De lo anterior el burden total en devanados secundarios se calcula mediante la ecuación 2,3 de la siguiente manera:

$$Z_b = 0,2310 \Omega + 0,0022 \Omega + 0,1000 \Omega$$

$$Z_b = 0,3332 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo de burden total conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 69 kV con el sistema descentralizado.

Tabla XV. **Burden total en bahías de 69 kV con sistema descentralizado**

Bahía	Burden total en Ω
Santa Mónica 1	0,3332
Acoplamiento	0,3651
Banco de Capacitores 2	0,3992
Banco de Capacitores 1	0,4652
La Vega	0,3662
EEGSA 1	0,2991
Guadalupe 1	0,3321
Guadalupe 2	0,2672
Banco de Capacitores 3	0,3992
EEGSA 2	0,2991
EEGSA 3	0,2331
Chimaltenango	0,2661
Santa Mónica 2	0,2991

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Como se puede observar en la tabla XV el burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente se redujo considerablemente al descentralizar el sistema, dichos valores son aceptables en base a las capacidades de carga y burden de los transformadores de corriente empleados en la Subestación Guatemala Sur según la norma IEEE C57.13.

En la siguiente tabla se muestra la comparación de los resultados del análisis de burden en el sistema centralizado con el sistema descentralizado de las bahías de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XVI. **Comparación de burden en bahías de 69 kV**

Bahía	Burden en sistema centralizado en Ω	Burden en sistema descentralizado en Ω	% de reducción de burden
Acoplamiento	1,5580	0,3332	78,61
Santa Mónica	1,5959	0,3651	77,12
B.C 1	1,6349	0,3992	75,58
B.C 2	1,7129	0,4652	72,84
La Vega	1,7530	0,3662	79,11
EEGSA 1	1,8310	0,2991	83,66
Guadalupe 1	1,9870	0,3321	83,29
Guadalupe 2	2,0260	0,2672	86,81
B.C 3	2,0639	0,3992	80,66
EEGSA 2	2,1430	0,2991	86,04
EEGSA 3	2,1820	0,2331	89,32
Chimaltenango	2,2600	0,2661	88,23
Santa Mónica 2	2,2990	0,2991	86,99

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Mediante los datos de la tabla XVI se puede observar una considerable reducción del burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente con el sistema de protección, control y medición descentralizado, obteniéndose en promedio una reducción del 82 % del burden secundario en los transformadores de corriente de las bahías de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur al descentralizar el sistema.

Esta reducción en el burden secundario de los transformadores de corriente garantiza una correcta operación del sistema de protección, control y medición al tener valores de burden óptimos en donde los transformadores de corriente no alcancen niveles de saturación ante fallas externas o realicen mediciones inexactas como consecuencia de un elevado burden.

3.3.2. Burden en bahías de 138 kV

La determinación del burden teórico de las bahías de 138 kV en el sistema descentralizado de la Subestación Guatemala Sur, se realiza con el procedimiento descrito en los análisis anteriores.

En la siguiente tabla se detallan las distancias de cableado de cada una de las bahías de 138 kV hacia sus respectivos tableros de PCYM ubicados en las casetas, así como las protecciones conectadas a los núcleos de protección empleadas para cada una de las bahías. Para el sistema de protección de las bahías de 138 kV las protecciones principales y de respaldo, así como de protección diferencial de barra de las bahías Palín 2 y Jurún Marinalá se encuentran en núcleos separados. Para las bahías de los Bancos de transformadores 1 y 2 la protección diferencial de barra y la protección diferencial de transformador comparten un mismo núcleo, mientras que las protecciones de sobrecorriente se encuentran en núcleos diferentes, por lo que para este análisis se consideraron los núcleos de los CT con las impedancias más elevadas y sus respectivas protecciones.

Tabla XVII. Distancias en bahías de 138 kV con sistema descentralizado

Bahía	Relé de Protección	Distancia entre relés y CT en m
Palín 2	ABB REB670	50
Jurún Marinalá	ABB REB670	48
Banco de Transf. 1	SEL 387 + ABB REB670	96
Banco de Transf.2	SEL 387 + ABB REB670	101

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Considerando las impedancias de los cables, relés de protección y blocks de prueba en la siguiente tabla se muestran los valores de impedancia de cada uno de los elementos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente.

Tabla XVIII. **Elementos en bahías de 138 kV con sistema descentralizado**

Elemento	Impedancia
Cable 4G6, AWG 2X10	0,0033 Ω/m
Relé de protección diferencial SEL 387	0,0011 Ω
Relé de protección diferencial de barra ABB REB	0,0060 Ω
Block de pruebas	0,0500 Ω

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

La impedancia total o burden en los devanados secundarios de los transformadores de corriente se calcula como la impedancia total en serie de los elementos involucrados. Para el cable su valor de impedancia se determina multiplicando la distancia del cable por el valor de la impedancia por metro proporcionada por el fabricante, el resultado se debe multiplicar por dos, debido al cable de neutro que retorna al transformador de corriente, como se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Palín 2.

$$Z_L = 2 * Z_{cable\ ohm/m} * Distancia$$

$$Z_L = 2 * 0,0033 \frac{\Omega}{m} * 50 m$$

$$Z_L = 0,3300 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias totales de cada uno de los elementos involucrados, considerando los blocks de prueba que tiene cada tablero de PCYM, las impedancias de los relés de protección y la impedancia total del cable en función de su longitud.

Tabla XIX. Impedancias en bahías de 138 kV con sistema descentralizado

Bahía	Impedancia total del cable en Ω	Impedancia total de equipos de protección en Ω	Impedancia total de block de pruebas en Ω
Palín 2	0,3300	0,0060	0,1000
Jurún Marinalá	0,3168	0,0060	0,1000
Banco de Transf. 1	0,6336	0,0071	0,2000
Banco de Transf.2	0,6666	0,0071	0,2000

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De lo anterior el burden total en devanados secundarios se calcula mediante la ecuación 2,3 de la siguiente manera:

$$Z_b = 0,3300 \Omega + 0,0060 \Omega + 0,1000 \Omega$$

$$Z_b = 0,4360 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo de burden total conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 138 kV con el sistema descentralizado.

Tabla XX. **Burden total en bahías de 138 kV con sistema descentralizado**

Bahía	Burden total en Ω
Palín 2	0,4330
Jurún Marinalá	0,4228
Banco de Transf. 1	0,8407
Banco de Transf.2	0,8737

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Como se puede observar en la tabla XX el burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente se redujo considerablemente al descentralizar el sistema, dichos valores son aceptables en base a las capacidades de carga y burden de los transformadores de corriente empleados en la Subestación Guatemala Sur según la norma IEEE C57.13.

En la siguiente tabla se muestra la comparación de los resultados del análisis de burden en el sistema centralizado con el sistema descentralizado de las bahías de 138 kV de la subestación Guatemala Sur.

Tabla XXI. **Comparación de Burden en bahías de 138 kV**

Bahía	Burden en sistema centralizado en Ω	Burden en sistema descentralizado en Ω	% de reducción de burden
Palín 2	1,1607	0,4330	62,69
Jurún Marinalá	0,9657	0,4228	56,22
Banco de Transf.1	1,1607	0,8407	27,57
Banco de Transf.2	0,9267	0,8737	5,71

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Mediante los datos de la tabla XXI se puede observar una considerable reducción del burden conectado en los secundarios de los transformadores de

corriente de las bahías Palín 2 y Jurún Marinalá, mientras que para las bahías de los bancos de transformadores donde las mediciones de corriente son tomadas de los CT de los bushing de los transformadores de potencia la reducción del burden es menor debido a la distancias entre los mismos y las casetas, sin embargo la impedancia secundaria conectada en estos CT es aceptable en base a las características de los transformadores de corriente empleados y a la norma IEEE C57.13 que establece los valores de cargas nominales y burden estándar.

3.4. Descentralización del sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur

La descentralización del sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur consiste en la integración de 22 tableros de PCYM para las bahías de 69 kV y 138 kV, dichos tableros se ubican dentro de las casetas que se encuentran cercanas a los equipos de patio en la subestación, con el objetivo de reducir las distancias de cableado y por consiguiente el burden conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente, que como se analizó en el capítulo anterior este es elevado especialmente para las bahías de 69 kV.

Como parte de la descentralización del sistema se busca reemplazar el cableado que se encuentra hacia la sala de relés por cableado nuevo hacía las casetas de la subestación, así como actualizar los relés de protección empleados para las bahías de 69 kV y 138 kV incluyendo además la implementación de la protección diferencial de barra para la barra colectora de 230 kV la cual no cuenta con un esquema de protección diferencial.

Figura 99. **Caseta Subestación Guatemala Sur**



Fuente: elaboración propia, caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

3.4.1. Requerimientos del cableado para el sistema de protección, medición y control

El cableado del sistema de protección, medición y control debido a los niveles relativamente bajos de tensión y de corriente que manejan los diferentes equipos modernos de protección, medición y control deben ser lo suficientemente inmunes a interferencias electromagnéticas producidas por las altas corrientes de corto circuito del sistema de potencia, a los campos electromagnéticos generados por la operación de los equipos de patio y a la influencia de las descargas electroatmósfericas. Entre algunas otras recomendaciones y requisitos técnicos para la instalación del cableado del sistema de protección, control y medición se consideró los siguiente:

- Para la reducción de las interferencias electromagnéticas se deben emplear cables apantallados de baja resistencia.

- Los aislamientos deben tener propiedades de resistencia ante aceites y químicos, los cuales pueden llegar a deteriorar los conductores.
- Para la instalación se deben separar los cables de los circuitos de diferentes niveles de tensión o de señales, esto mediante cables multiconductores separados.
- No se deben mezclar dentro de un mismo multiconductor, conductores de corriente con conductores de tensión o conductores de corriente alterna con conductores de corriente directa.
- Los conductores de un circuito deben ir en el mismo cable multiconductor.
- En los circuitos de protección y medida, el neutro se debe poner a tierra en un único punto el cual corresponde a la estrella de los transformadores de corriente.

3.4.2. Calibre de conductores

En general el cableado para la descentralización del sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur se clasifica en los siguientes tipos de cables

- Cables de medición y protección: son los cables usados para la medición y protección que se conectan a los transformadores de corriente y transformadores de tensión. Para los cables conectados a los transformadores de corriente se empleó un calibre de conductor AWG 10, considerando mantener el burden nominal de los mismos, mientras que para los cables conectados a los transformadores de tensión se utilizó un

calibre AWG 12 considerando las caídas de tensión debido a las distancias.

- Cables de control: son los cables empleados para el control de los cambios de estado en la operación de los diferentes equipos de la subestación incluyendo los cables para señales de falla de interruptor, estados de interruptor, estados de seccionadores de barra, señales de sincronismo, disparos de diferencial de barra entre otros. Para los cables de control se seleccionó el calibre AWG 12.
- Cables de mando y señalización: estos son los cables destinados a alimentar los diferentes dispositivos de alarmas y de mando incluyendo cableado del mímico y cuadros de alarmas, para los cuales se seleccionó un calibre conductor AWG 14.

En la siguiente tabla se resumen los calibres de conductores empleados para la descentralización del sistema.

Tabla XXII. **Calibre de conductores**

Elemento	Calibre de Conductor
CT de protección y medición	4x10 AWG
PT de barra	4X12 AWG
Señales de falla de interruptor	4x12 AWG
Señales de sincronismo	4x12 AWG
Estados de interruptor, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4X12 AWG
Estados de seccionador, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4x12 AWG
Disparos, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4x12 AWG
Bloqueos por 50BF	4X12 AWG
Mando y señalización de seccionadores de barra	9x14 AWG
Mando y señalización de seccionadores de línea	9x14 AWG
Mando y señalización de seccionadores de tierra	9x14 AWG

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Figura 100. **Bobinas de cable de control multiconductor**



Fuente: elaboración propia, bahías de 230 kV, Subestación Guatemala Sur.

3.4.3. Montaje de tableros y cableado de control

Para la descentralización del sistema de protección, medición y control se realizó el montaje de 22 tableros de PCYM los cuales se ubicaron dentro de las casetas de la subestación, estos tableros de PCYM albergan los diferentes IED para cada una de las bahías de los campos de 69 kV y 138 kV que presentan un elevado burden en los secundarios de los transformadores de corriente, y la protección diferencial para la barra colectora de 230 kV.

Figura 101. **Montaje de tableros de PCYM**



Fuente: elaboración propia, caseta 1, Subestación Guatemala Sur.

Con los tableros de PCYM montados e instalados dentro de cada una de las casetas de la subestación, se procedió al tendido de los cables de medición y protección, cables de control, así como los cables de mando y señalización. Dicho tendido se realizó a través de las canaletas del patio de la subestación en donde los cables se dirigen vía subterránea desde los diferentes equipos de patio como transformadores de medida, seccionadores e interruptores de potencia hacia los tableros de PCYM cercanos los cuales albergan los diferentes IED empleados para la protección, control y medición de las bahías de la subestación Guatemala Sur.

Figura 102. **Tendido de cables hacia tableros de PCYM**



Fuente: elaboración propia, bahías de 69 kV, Subestación Guatemala Sur.

Los cables tendidos vía subterránea desde los equipos de patio hacia los tableros de PCYM se incorporan a los tableros de PCYM desde la parte inferior y estos se distribuyen en borneras que se encuentran dentro de los mismos las cuales están debidamente identificadas mediante letras y números con el objetivo de identificar el origen es decir los equipos de patio y el destino de los diferentes cables empleados para la descentralización del sistema. Este procedimiento se realiza debidamente mediante planillas y planos los cuales indican el número de la bornera a la cual se debe dirigir cada cable.

Figura 103. **Integración de cableado a tableros de PCYM**



Fuente: elaboración propia, tablero de PCYM bahía EEGSA1, Subestación Guatemala Sur.

Cada uno de los cables se etiquetan para que estos puedan ser identificados dentro de los tableros PCYM y además poder determinar la ruta que estos siguen dentro del tablero hacia el equipo de destino como relés de protección, controladores de bahías, medidores multifuncionales. La forma de etiquetar los cables consiste en un sistema compuesto por letras y números donde se establece la procedencia del cable y el lugar de destino del mismo. La siguiente serie de letras y números ejemplifica el procedimiento seguido para el etiquetado de los cables:

18G/-a/19

14TCT/W2

Donde la primera fila indica el destino del cable es decir el tablero 18G que corresponde al tablero de protección diferencial de barra 138 kV y el borner -a19 en donde se encuentra el cable conectado, mientras que la segunda fila indica la

procedencia del cable es decir el transformador de corriente 14TCT y el núcleo del transformador de corriente empleado para la medición de corriente es decir el núcleo W2.

Figura 104. **Embornado y etiquetado de tableros de PCYM**



Fuente: elaboración propia, tablero de PCYM bahía EEGSA1, Subestación Guatemala Sur.

En la siguiente tabla se resumen cada uno de los tableros de PCYM y la respectiva caseta en la que se encuentra, así como el código que los identifica.

Tabla XXIII. **Distribución de tableros de PCYM**

Código del tablero	Bahía	Caseta	Nivel de tensión equipo primario
1G	Santa Mónica 1	1	69 kV
2G	Acople 69 kV	1	69 kV

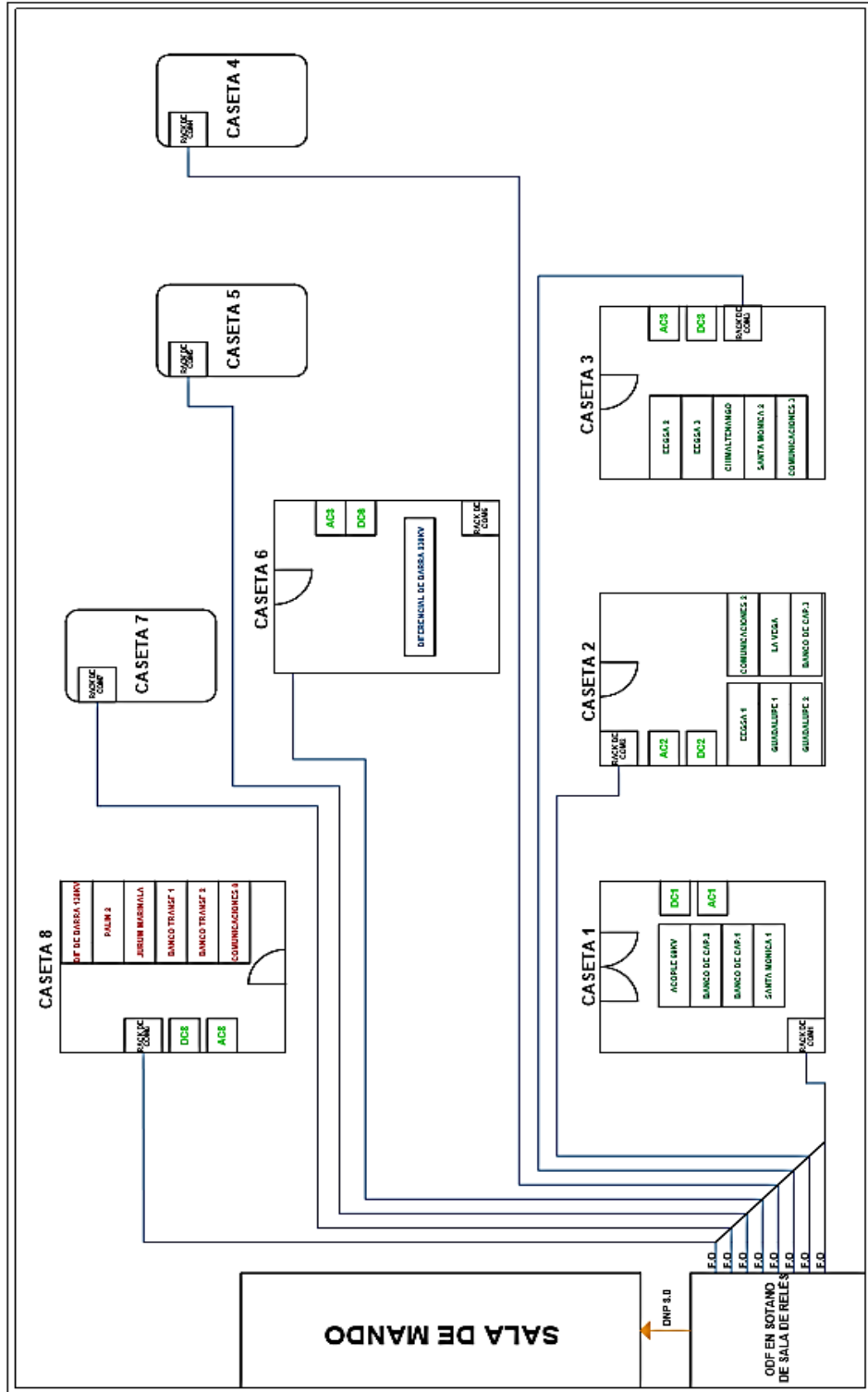
Continuación de la tabla XXIII.

3G	Banco de Cap. 2	1	69 kV
4G	Banco de Cap. 1	1	69 kV
5G	La Vega	2	69 kV
6G	EEGSA 1	2	69 kV
7G	Guadalupe 1	2	69 kV
8G	Guadalupe 2	2	69 kV
9G	Banco de Cap. 3	2	69 kV
2K	Comunicaciones 2	2	69 kV
10G	EEGSA 2	3	69 kV
11G	EEGSA 3	3	69 kV
12G	Chimaltenango	3	69 kV
13G	Santa Mónica 2	3	69 kV
3k	Comunicaciones 3	3	69 kV
14G	Jurum Marinala	8	138 kV
15G	Palín 2	8	138 kV
16G	Banco Transf. 2	8	138 kV
17G	Banco Transf. 1	8	138 kV
18G	Dif de Barra 138 KV	8	138 kV
8K	Comunicaciones 8	8	138 kV
19G	Dif de Barra 230 KV	6	230 kV

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016

En el siguiente esquema se muestra la distribución de cada uno de los tableros de PCYM dentro de las casetas de la subestación. Cada caseta cuenta con dos tableros de distribución de corriente alterna y directa para alimentación de iluminación, aire acondicionado y los equipos dentro de los tableros de PCYM, también cada caseta cuenta con un rack de comunicaciones en donde son centralizadas las señales de cada uno de los tableros de PCYM de la caseta para luego ser enviada dicha información por medio de un cableado de fibra óptica hacia la sala de relés en donde se centraliza la información de todas las casetas y esta es procesada por la una unidad centralizadora para enviarla a la sala de mando y al sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA.

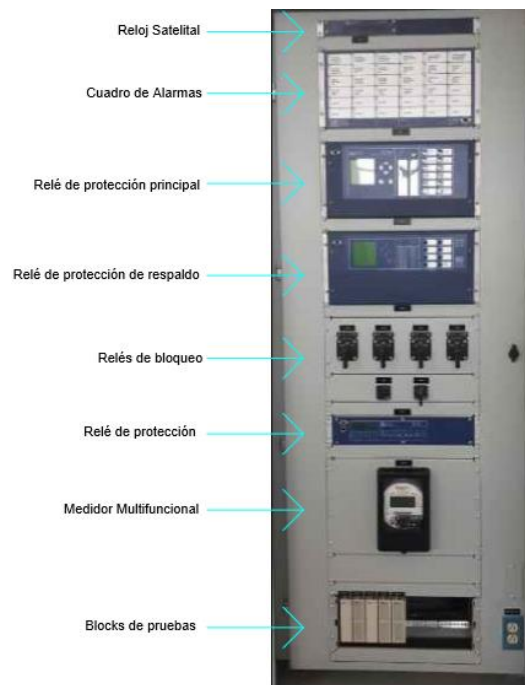
Figura 105. Distribución de casetas y tableros de PCYM



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

La estructura general de un tablero de PCYM consta de un conjunto de blocks de prueba en donde los técnicos pueden conectarse para realizar las respectivas mediciones de continuidad o de corriente para la identificación de circuitos, mediante peinetas de prueba las cuales tiene la finalidad de aislar una parte del circuito para la medición y cerrar la estrella de los transformadores de corriente para garantizar la seguridad durante las mediciones. Los tableros de PCYM también cuentan con medidores multifuncionales los cuales despliegan las medidas de corriente, voltaje además de fasores de las bahías del respectivo tablero y por último el conjunto de IED, relés de protección principal y de respaldo, cuadro de alarmas, relojes de sincronización de tiempo y GPS, controladores de bahía, que cumplen con las tareas de protección, supervisión y control de las líneas de transmisión o equipos de potencia de la subestación.

Figura 106. **Tablero de PCYM**



Fuente: elaboración propia, tablero de PCYM bahía Banco de capacitores 2, Subestación Guatemala Sur.

Los tableros de comunicaciones corresponden a los tableros que albergan los IED que se encargan de las funciones de centralización de los datos de cada caseta, los cuales consisten en controladores de bahía que ejecutan comandos para el control de interruptores y seccionadores, y unidades concentradoras de datos modernas los cuales reciben la información de cada uno de los relés de protección y envían dicha información hacia los switches de comunicaciones en una red LAN.

Figura 107. **Tablero de comunicaciones**



Fuente: elaboración propia, tablero de comunicaciones 2K caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

3.4.4. Montaje y conexionado de tableros de servicios auxiliares

Dentro de las casetas de la subestación se instalaron tableros de distribución de corriente directa para alimentar a cada uno de los IED, relés de protección, controladores de bahías, cuadro de alarmas, switches de comunicación, unidades terminales remotas, así como tableros de corriente alterna para la iluminación y aire acondicionado de las casetas. Estos consisten en barras de cobre que obtienen la energía de los tableros principales de corriente alterna y directa que se encuentran en el sótano de la subestación, a estas barras se conectan los circuitos para la iluminación, aire acondicionado y los diferentes IED con sus respectivas protecciones termomagnéticas para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos que puedan afectar la seguridad del sistema.

Figura 108. **Tablero de distribución de corriente alterna**



Fuente: elaboración propia, caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

Figura 109. **Tablero de distribución de corriente directa**



Fuente: elaboración propia, caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

Los tableros de distribución de corriente alterna y directa se alimentan de tableros principales que se encuentran ubicados en un edificio posterior a la sala de relés en el sótano de la subestación, dichos tableros principales de corriente alterna y corriente directa obtiene la energía de los devanados terciarios de los transformadores de potencia y del banco de baterías respectivamente. El cableado hacia cada una de las casetas y sus tableros de distribución se realiza vía subterránea dentro de las canaletas del patio de la subestación.

Figura 110. **Tablero principal de corriente alterna**



Fuente: elaboración propia, sótano de servicios auxiliares, Subestación Guatemala Sur.

3.5. Ingeniería de integración del sistema de control y red de comunicaciones para sistema descentralizado

El intercambio de datos en las subestaciones eléctricas es posible gracias a las capacidades de comunicación de los diferentes IED y a los protocolos de comunicación empleados para la integración de la información. En el sistema de control y de comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur, dicho intercambio de datos se proporciona a través de redes inteligentes entre los IED los cuales comunican, procesan y reaccionan ante la información proveniente del sistema de potencia. En general las redes inteligentes entre los IED para el sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur se dividen en cuatro niveles jerárquicos los cuales son; el nivel de proceso, nivel bahía, nivel estación y nivel de mando.

3.5.1. Integración del nivel proceso

El nivel de proceso de la Subestación Guatemala Sur corresponde a los dispositivos que están físicamente conectados al sistema de potencia como interruptores de potencia, seccionadores y transformadores de instrumentos para las mediciones de corrientes y voltajes, así como otros dispositivos de instrumentación que recolectan entradas discretas y analógicas para el control de los dispositivos automáticos. Este nivel incluye los cables multiconductores empleados para transportar las mediciones de corriente y voltaje desde los transformadores de corriente y de tensión hacia los relés de protección ubicados en sus respectivos tableros de PCYM.

Figura 111. Nivel proceso Subestación Guatemala Sur



Fuente: elaboración propia, transformadores de medida de 138 kV de bahía Jurun Marinalá, Subestación Guatemala Sur.

La integración del nivel proceso de la Subestación Guatemala Sur para la remodelación del sistema de protección, control medición y comunicaciones abarca la conexión y embornado de los cables multiconductores tendidos con los equipos primarios de potencia de la subestación como seccionadores, interruptores de potencia y transformadores de medida.

Figura 112. **Embornado de cables en CT**



Fuente: elaboración propia, transformadores de medida de 138 kV de bahía Jurum Marinala, Subestación Guatemala Sur.

3.5.2. Integración del nivel de bahía

El nivel de bahía de la Subestación Guatemala Sur está conformado por los IED que proporcionan las funciones de protección, control, medición y supervisión. Estos crean información a partir de las señales provenientes de los dispositivos del nivel de proceso. Los dispositivos del nivel bahía incluyen relés de protección, medidores multifuncionales, controladores de automatización y controladores de bahía. En el nivel de bahía de la Subestación Guatemala Sur los datos de los relés de protección de cada tablero PCYM son unificados y procesados asignándoles estampas de tiempo mediante el controlador de automatización SEL 3530 RTAC que se comunica a los relés de protección por medio de la interfaz de comunicación RS-232.

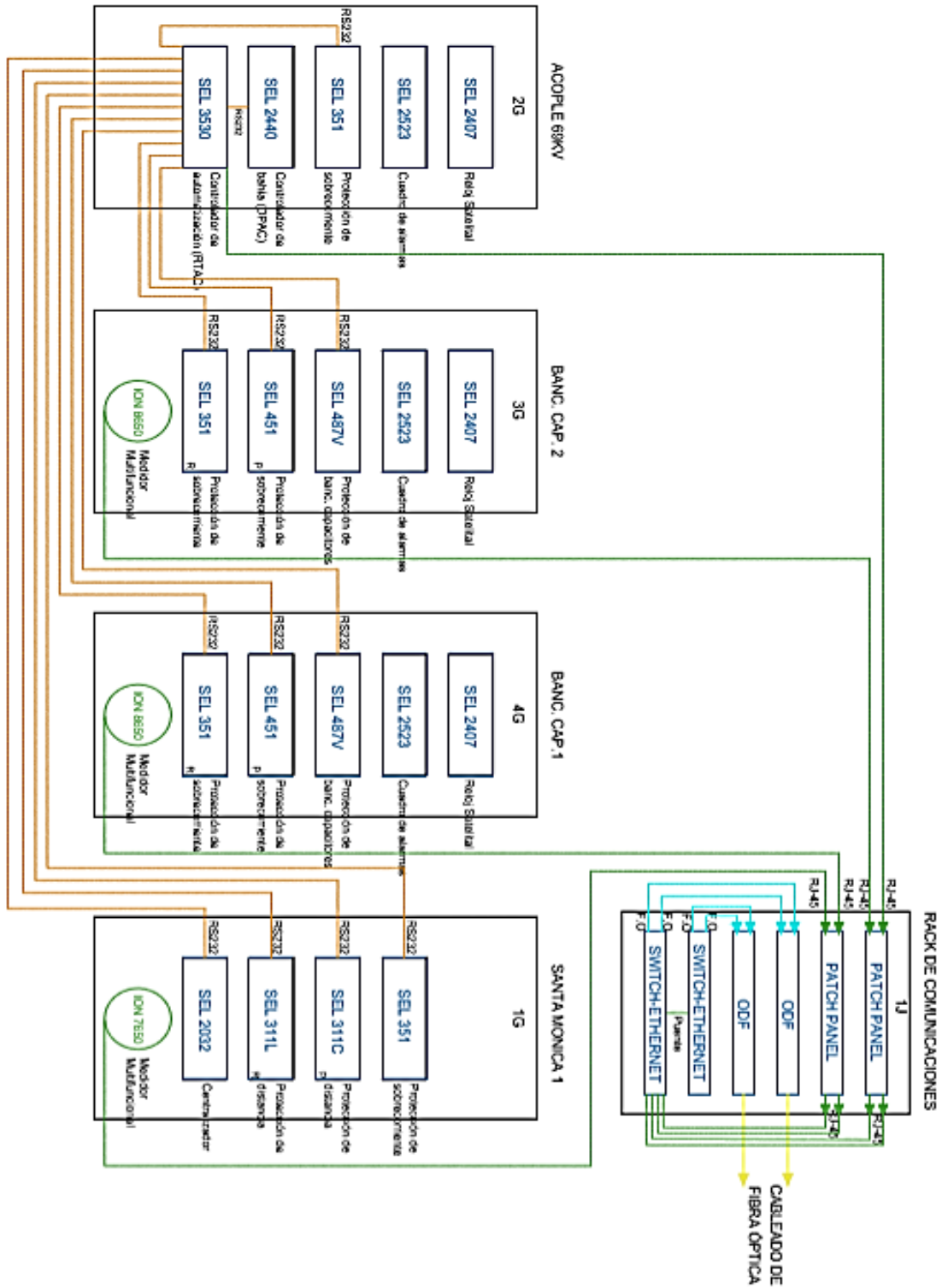
EL dispositivo SEL 3530 RTAC se encarga de integrar los datos provenientes de cada relé de protección por medio de la interfaz RJ-45 a una red de comunicaciones ethernet proporcionada por dos switches de comunicación

que se encuentran dentro del rack de comunicaciones de cada caseta de la subestación. En el rack de comunicaciones se encuentran los patch panel los cuales integran las mediciones de los medidores multifuncionales de cada tablero PCYM y los datos del dispositivo SEL 3530 RTAC a la interfaz RJ-45, para luego conectarse a los puertos de los switches de comunicación. Se emplean dos switches de comunicación como medida de redundancia de la red ethernet por lo que mediante un puente se transmite la información de un switch ethernet al otro.

Los datos salen de los switches Ethernet en fibra óptica hacia un ODF que posteriormente se integra mediante un cableado subterráneo de fibra óptica multimodo hacia la sala de relés en el sótano de la subestación. Los dispositivos SEL 2440 DPAC de cada caseta realizan las funciones de controladores de bahía ejecutando comandos para la apertura y cierre de los seccionadores e interruptores de las bahías correspondientes, estos se comunican por medio de la interfaz de comunicación RS-232 al controlador de automatización SEL 3530 RTAC de la caseta para enviar y recibir las señales de control provenientes de la sala de mando.

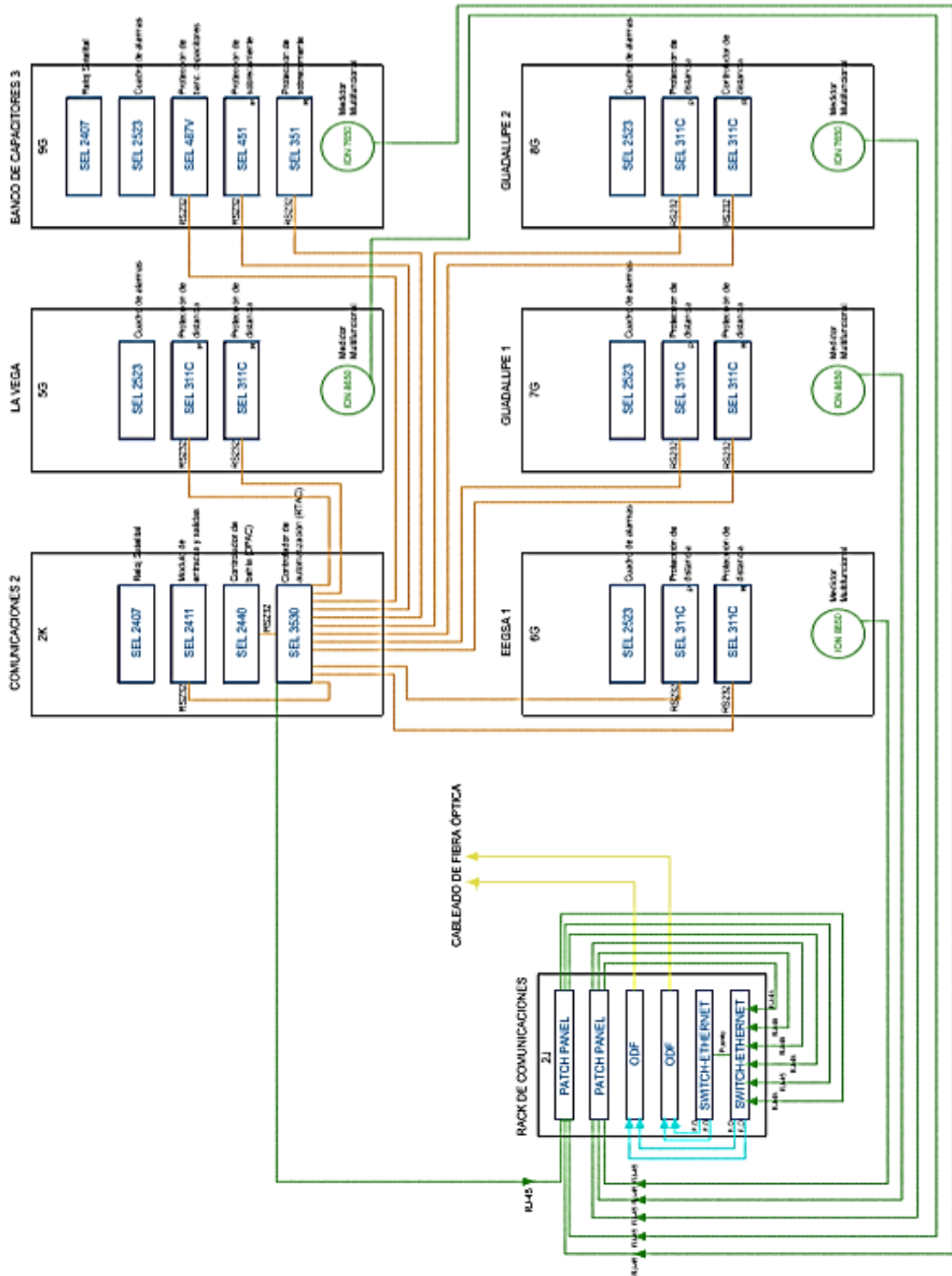
En los siguientes esquemas se muestra el nivel de bahía de las casetas de 69 kV y 138 kV de la Subestación Guatemala Sur para la descentralización y remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones. Es importante hacer mención que para las bahías de 230 kV el sistema se encuentra descentralizado por lo que cada caseta cuenta con una red de comunicaciones ethernet en donde llega la información de los relés de bahías y de los medidores como en los campos de 69 kV, por lo que solo se procedió a la integración del cableado de fibra óptica hacia la sala de relés en el sótano de la subestación.

Figura 113. Esquema nivel bahía caseta 1



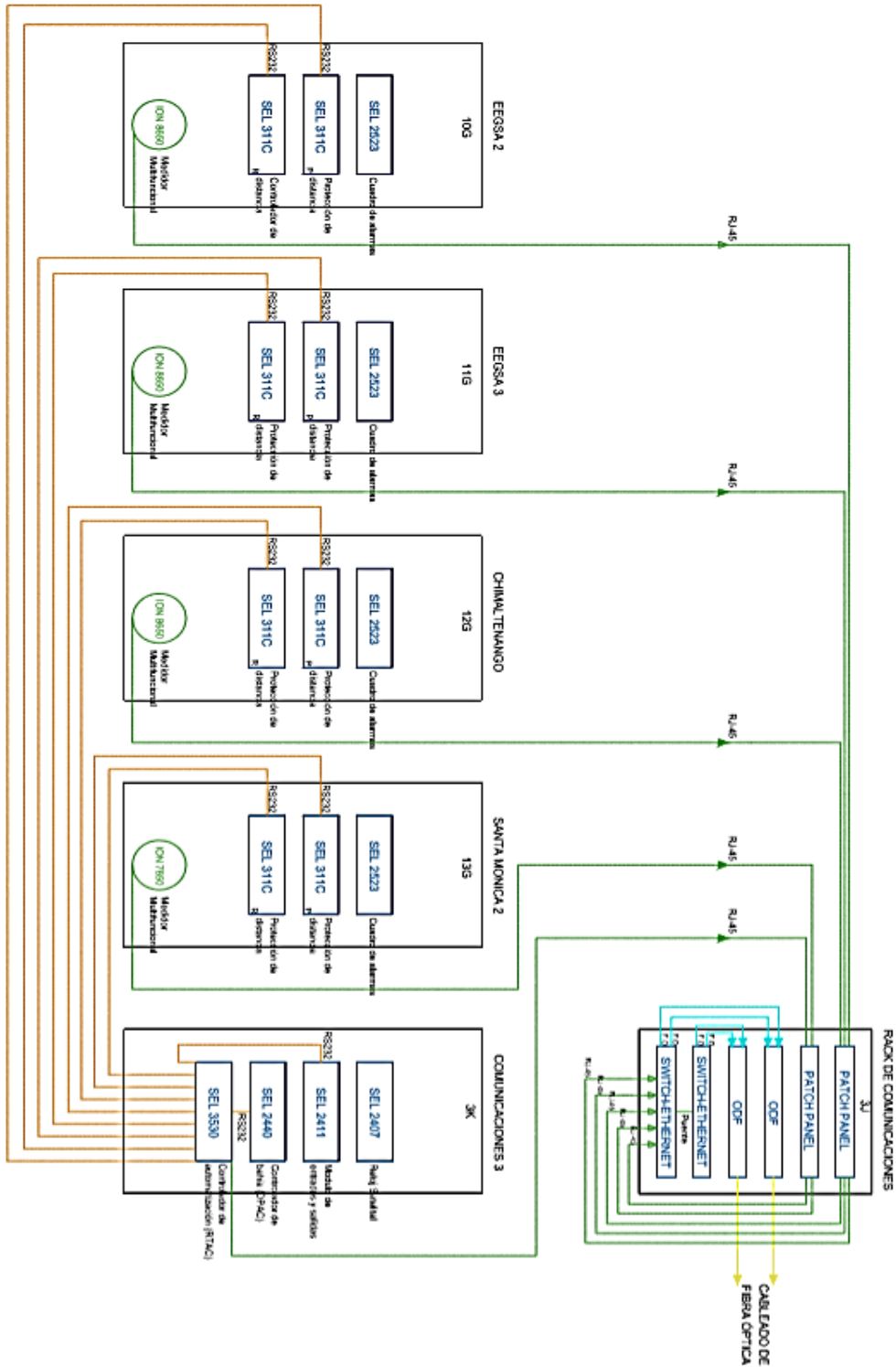
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Figura 114. Esquema nivel bahía caseta 2



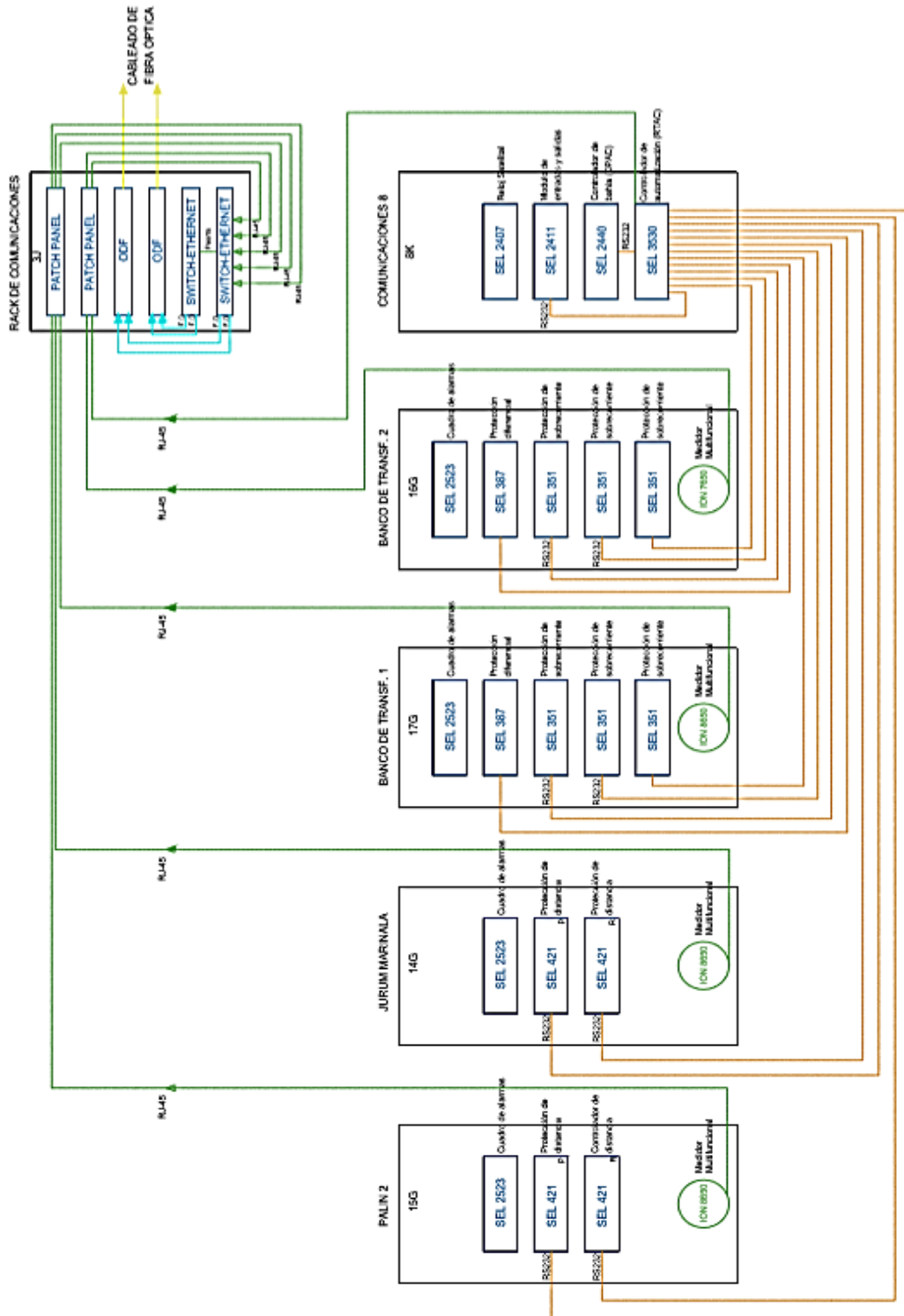
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Figura 115. Esquema nivel bahía caseta 3



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Figura 116. Esquema nivel bahía caseta 8



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Figura 117. **Controladores de automatización**



Fuente: elaboración propia, tablero de comunicaciones 2K de caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

Figura 118. **Rack de comunicaciones**



Fuente: elaboración propia, rack de comunicaciones de caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

3.5.3. Integración del nivel estación

En el nivel estación el cableado de fibra óptica que sale de los dos ODF de cada caseta llega a la sala de relés donde se incorpora a otros dos ODF dentro de un rack de comunicaciones que se encuentra en la sala de relés del sótano de la subestación. A cada uno de los ODF se incorporan 8 buffers de 12 hilos de fibra óptica en donde son fusionadas, por lo que cada uno de los ODF alberga 96 hilos de fibra óptica en total de todas las casetas.

Figura 119. **Distribuidor de fibra óptica en sala de relés**



Fuente: elaboración propia, ODF rack de comunicaciones de sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

Cada grupo de 12 hilos de fibra óptica corresponde a la comunicación de cada caseta con su respectivo ODF, de los cuales solo se emplean dos para la transmisión y recepción de la información, transmisor TX y receptor RX.

Figura 120. **Distribuidores de fibra óptica caseta 2**



Fuente: elaboración propia, ODF en rack de comunicaciones de caseta 2, Subestación Guatemala Sur.

En la figura 120 se observan los distribuidores de fibra óptica de la caseta 2, en donde solo son empleados dos hilos de fibra óptica para la comunicación con los respectivos distribuidores de fibra óptica de la sala de relés. Debido a que la arquitectura de comunicación es en estrella redundante se cuenta con dos switches de comunicación y dos ODF por caseta los cuales se comunican con los dos distribuidores de fibra óptica y a la red ethernet proporcionada por los switches en la sala de relés.

En el siguiente esquema se muestra la arquitectura de comunicación en estrella redundante empleada en la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur.

El tendido del cableado de fibra óptica se llevó a cabo dentro de las canaletas del patio de la subestación al igual que para el cableado de control. Todo el cableado de control y de fibra óptica llega a la fosa de la subestación en donde es incorporado a la sala de relés y al gabinete de comunicaciones en el sótano de la subestación.

Figura 122. **Tendido de cableado de fibra óptica**



Fuente: elaboración propia, fosa, Subestación Guatemala Sur.

Figura 123. **Cableado de fibra óptica en gabinete de comunicaciones**



Fuente: elaboración propia, gabinete de comunicaciones de sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

Los hilos de fibra óptica instalados en los respectivos distribuidores de fibra óptica de cada una de las casetas, así como en los distribuidores de fibra óptica de la sala de relés, son unidas por medio de una fusionadora. El procedimiento general para fusionar dos hilos de fibra óptica consiste primero en retirar cuidadosamente alrededor de 5 cm del forro de las fibras para dejar las fibras al descubierto. Luego cada fibra se introduce por separado a una cortadora para que el extremo de cada fibra sea simétrico y pueda ser introducido en la fusionadora. Se debe introducir un tubo de material termo retráctil en una de las fibras que se va a unir, luego con la fusionadora encendida se abre la tapa de la fusionadora levantando los soportes para después colocar las fibras cercanas a los electrodos de la misma sin hacer contacto.

Figura 124. **Fusiones de fibra óptica**



Fuente: elaboración propia, gabinete de comunicaciones de sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

Una vez realizado dicho procedimiento se cierra la tapa y se presiona el botón que alinea las fibras ópticas y se debe verificar en la pantalla que las fibras estén bien cortadas de lo contrario se deberá volver a cortar la fibra con la cortadora. Una vez verificado el corte se presiona el botón para realizar la fusión de las fibras, en donde en la pantalla del aparato aparecerá la atenuación del empalme la cual debe ser menor a 0,6 dB para que sea aceptable. Después de verificada la atenuación se procede a deslizar el tubo del material termo retráctil

para cubrir la zona del empalme y se coloca dentro del horno de la fusionadora para terminar el proceso de fusión de fibra óptica.

En la sala de relés los distribuidores de fibra óptica se enlazan mediante conectores de fibra óptica ST a los respectivos switches de comunicación para la integración a la red ethernet. Cada uno de los switches de comunicación, incorpora su red ethernet mediante otros dos hilos de fibra óptica a cada uno de los dispositivos SEL 3530 RTAC los cuales cumplen con la función de procesadores de información y de concentradores de datos sustituyendo a la RTU convencional de la subestación, realizando la adquisición de datos de todas las casetas y el control de todos los IED, relés de protección, controladores de bahía, centralizadores, además de almacenar, administrar y hacer disponibles los datos de cada uno de los IED del nivel de bahía.

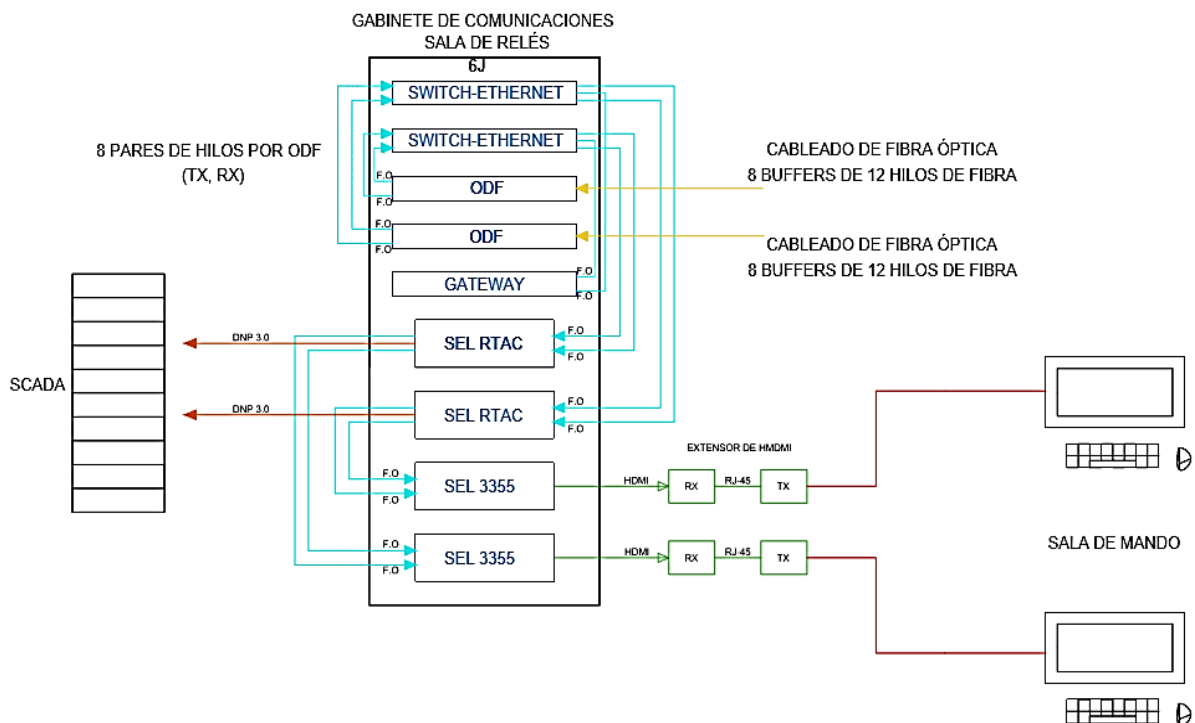
Figura 125. **Gabinete de comunicaciones**



Fuente: elaboración propia, gabinete de comunicaciones de sala de relés, Subestación Guatemala Sur.

Los dispositivos SEL 3530 RTAC de la sala de relés envían los datos que reciben de toda la subestación al sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA mediante el protocolo de comunicación para subestaciones DNP 3.0, de igual forma se conectan a dos computadoras industriales SEL 3355 las cuales procesan la información de cada concentrador de datos SEL 3530 RTAC y mediante el software especializado SURVALENT incorpora los datos de todas las bahías hacia el sistema de la HMI en la sala de mando de la subestación.

Figura 126. Esquema nivel estación Subestación Guatemala Sur

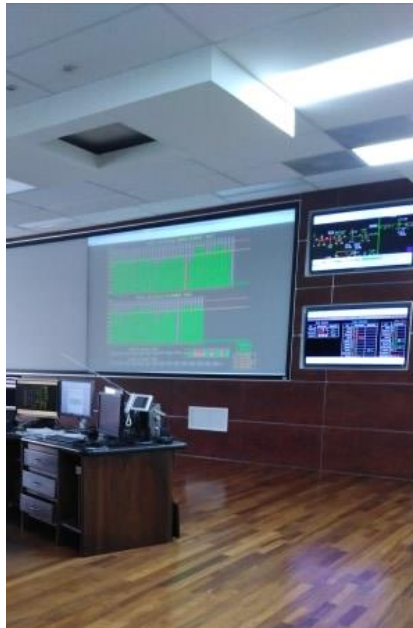


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.5.4. Integración del nivel de mando

El nivel de mando de la Subestación Guatemala Sur está conformado por el sistema de supervisión, control y adquisición de datos ubicado en la sala de mando de la subestación. Este sistema recibe la información proporcionada por las unidades concentradoras de datos SEL RTAC 3530 del nivel de estación mediante el protocolo de comunicación DNP 3.0, realizando funciones de área amplia al proporcionar la información mediante redes de comunicación a otras entidades de la administración, protección, control y supervisión de la energía eléctrica del país. Dentro del sistema de supervisión, control y adquisición de datos también se encuentra la interfaz hombre máquina de la subestación desde donde se supervisan y ejecutan la ordenes remotas de los equipos de patio de toda la subestación.

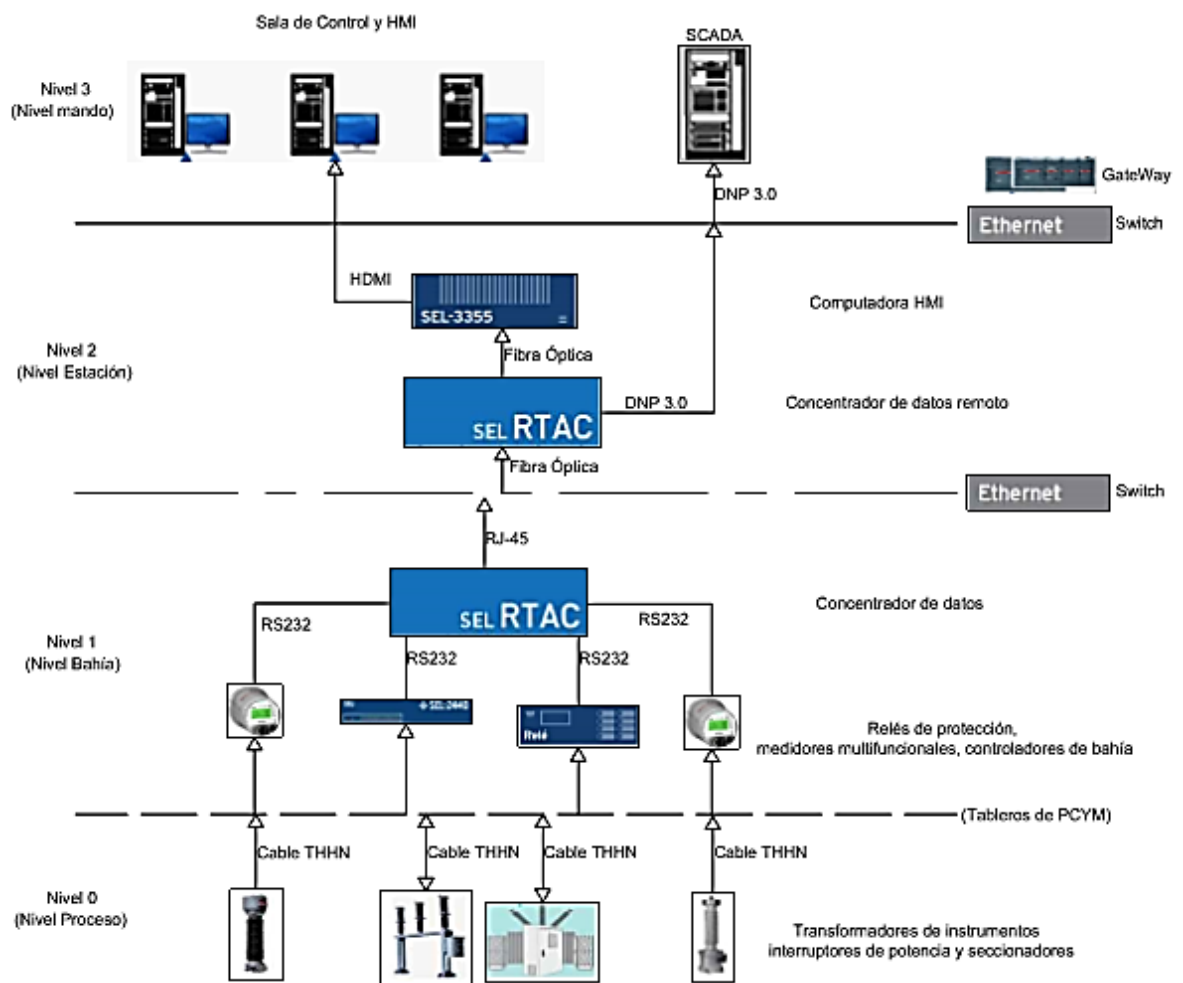
Figura 127. **Sala de mando**



Fuente: elaboración propia, sala de mando, Subestación Guatemala Sur.

En el siguiente esquema se resume la integración completa de los cuatro niveles empleados para el control y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur, nivel proceso, nivel bahía, nivel estación y nivel mando.

Figura 128. **Esquema de integración del sistema de control y comunicaciones de Subestación Guatemala Sur**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.6. Ingeniería de integración de protección diferencial de barra de 230 kV 87B

En el siguiente subcapítulo se detallan la ingeniería y los criterios de ajuste para la protección diferencial de barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur, para la cual se utilizó el relé marca ABB modelo REB670.

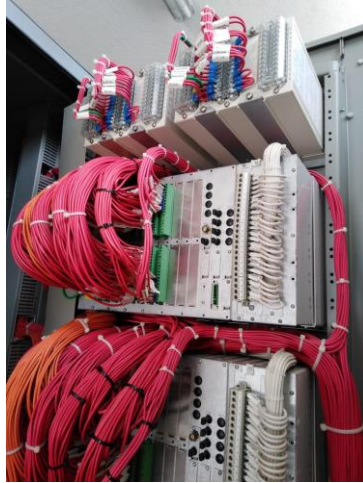
Figura 129. Relé diferencial de barra ABB REB670



Fuente: Protección diferencial de barras ABB REB670. *Manual de instalación y puesta en servicio*. p.1.

Para la integración de la protección diferencial de barra de 230 kV se realizaron las conexiones necesarias para las señales provenientes de los transformadores de corriente, estados de interruptores de potencia, estados de seccionadores de barra, estados de seccionadores de acople, señales de bloqueo por 50 BF y disparos hacia el tablero donde se encuentra el relé de protección diferencial de barra.

Figura 130. **Cableado de protección diferencial de barra**

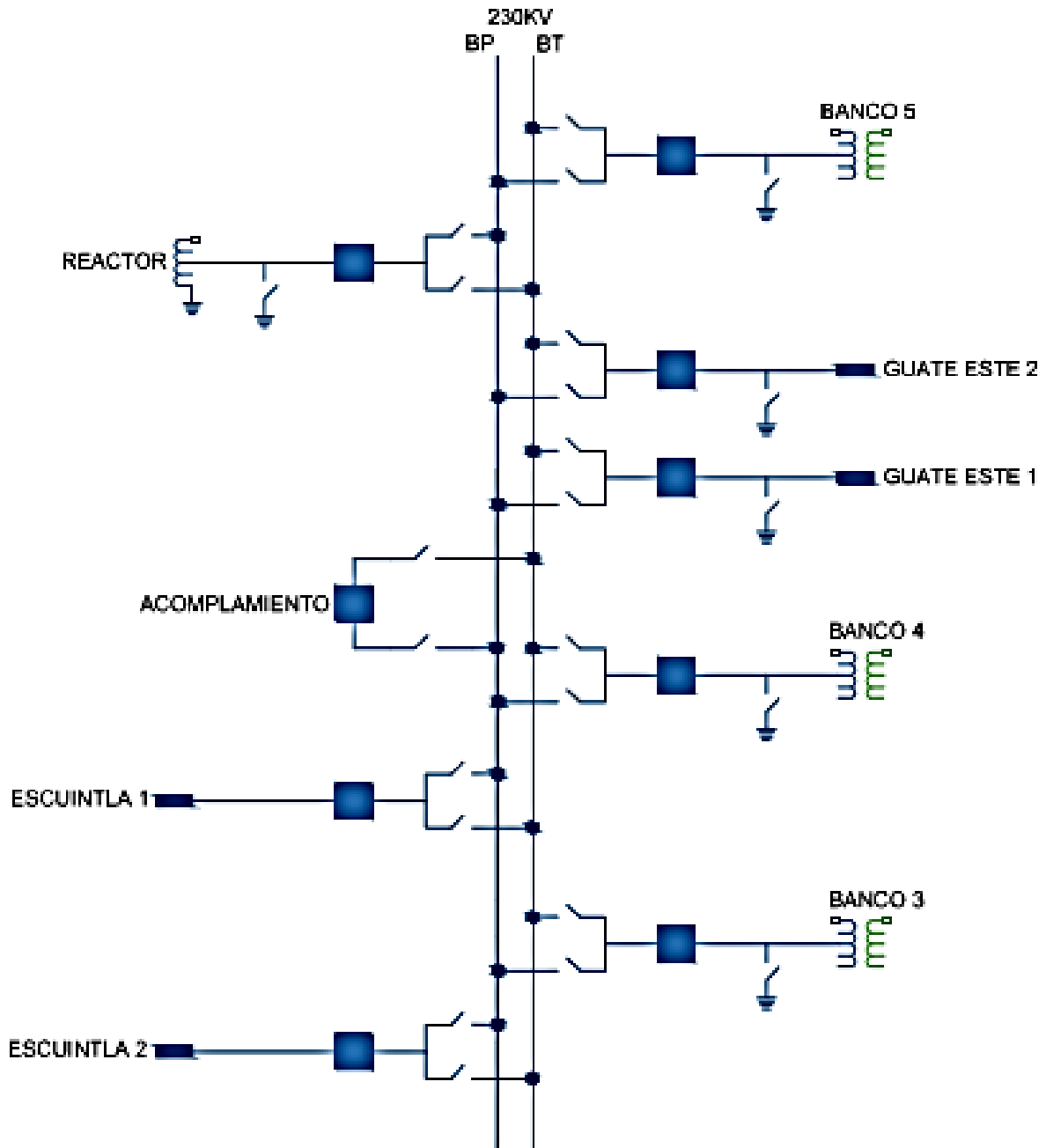


Fuente: elaboración propia, tablero protección diferencial de barra en caseta 6, Subestación Guatemala Sur.

Los criterios para la integración de la protección diferencial de barras de 230 kV deben garantizar que la protección no opere ante condiciones de falla externa es decir fuera de su zona de protección, por lo que el esquema de protección diferencial de barras debe ser absolutamente selectiva. Para asegurar que la protección diferencial de barras sea absolutamente selectiva se deben considerar ciertos factores tales como, los valores de corriente de falla, el dimensionamiento de los transformadores de corriente, su capacidad de carga y burden secundario.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar para las bahías de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur en donde se puede observar la configuración de las bahías de 230 kV la cual es en doble barra con un interruptor de acople, por lo que se consideran dos zonas de protección.

Figura 131. Diagrama unifilar de 230 kV



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.6.1. Análisis de burden

Para la protección diferencial de barras un aspecto importante a considerar es el burden conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente, ya que una elevada impedancia de burden provoca que ante condiciones de falla externa los transformadores de corriente alcancen la región de saturación proporcionando medidas incorrectas, así como la operación indeseada de la protección diferencial de barras. En la siguiente tabla se muestran los datos de los transformadores de corriente para las bahías de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur

Tabla XXIV. Datos de CT en bahías de 230 kV

Bahía	RTC	Clase del CT	Capacidad en VA del CT	Burden nominal en Ω
Escuintla 1	1 200/5	C200	50	2
Escuintla 2	1 200/5	5P10	50	2
Guate Este 1	1 200/5	5P10	50	2
Guate Este 2	1 200/5	C200	50	2
Banco de Transf. 3	400/5	5P20	25	1
Banco de Transf. 5	600/5	C200	50	2
Banco de Transf. 4	400/5	5P20	25	1
Reactor	1 200/5	C400	100	4
Acoplamiento	1 200/5	C200	100	2

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Para la determinación del burden conectado en los secundarios de los transformadores de corriente como se analizó anteriormente es necesario determinar las distancias de los cables de señales que se dirigen de los transformadores de corriente hacia la protección diferencial de barra.

En la siguiente tabla se muestran las distancias del cableado para la protección diferencial de barras de 230 kV, así como las protecciones que se encuentran conectadas en serie al mismo núcleo del transformador de corriente para las bahías correspondientes.

Tabla XXV. **Distancias en bahías de 230 kV**

Bahía	Protección en serie con 87B	Longitud entre relés y CT en m	Longitud entre 87B y cola del CT en m	Longitud entre 87B y CT en m	Longitud total del cable en m
Escuintla 1	SEL 321	43	55		98
Escuintla 2	SEL 321	40	55		95
Guate-Este 1	SEL 321	48	105		153
Guate-Este 2	NINGUNA			105	105
Banco de Transf. 3	SEL 387	55	10		65
Banco de Transf. 5	NINGUNA			165	165
Banco de Transf. 4	SEL 387+SEL 351+SEL 501	75	10		85
Reactor	NINGUNA			173	173
Acoplamiento	NINGUNA			60	60

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Para las bahías que poseen conectadas en serie a la protección diferencial de barra 87B otras protecciones se determinó la longitud entre la protección diferencial y la cola del CT la cual corresponde a la longitud entre los relés de protección que se encuentran ubicados en distinta caseta hacia la protección diferencial de barra ubicada en la caseta 6, como se observa en los datos de la tabla XXV. En la siguiente tabla se muestran los valores de impedancia de los elementos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 230 kV.

Tabla XXVI. Elementos en bahías de 230 kV

Elemento	Impedancia
Cable 4G6, AWG 2X10	0,0033 Ω/m
Relé de protección de distancia SEL 321	0,0011 Ω
Relé de protección diferencial de transformador SEL 387	0,0011 Ω
Relé de protección de sobrecorriente SEL 351	0,0011 Ω
Relé de protección de sobrecorriente SEL 501	0,0064 Ω
Relé de protección diferencial de barra ABB REB670	0,0060 Ω
Block de pruebas	0,0500 Ω

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

Para el cálculo de burden teórico en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de 230 kV se determina la impedancia total en serie de los elementos involucrados en donde para el cable su valor de impedancia se calcula multiplicando la distancia del cable por el valor de la impedancia por metro proporcionado por el fabricante del conductor y el resultado se debe multiplicar por dos debido al cable de neutro que retorna al transformador de corriente, como se muestra en el siguiente cálculo para la bahía Escuintla 1.

$$Z_L = 2 * Z_{cable\ ohm/m} * Distancia$$

$$Z_L = 2 * 0,0033 \frac{\Omega}{m} * 98\ m$$

$$Z_L = 0,6468\ \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias totales de los cables, relés de protección y block de pruebas conectados a los secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 230 kV.

Tabla XXVII. Impedancias en bahías de 230 kV

Bahía	Impedancia total del cable en Ω	Impedancia de equipos de protección en Ω	Impedancia total de block de pruebas en Ω
Escuintla 1	0,6468	0,0071	0,2000
Escuintla 2	0,6270	0,0071	0,2000
Guate-Este 1	1,0098	0,0071	0,2000
Guate-Este 2	0,6930	0,0060	0,1000
Banco de Transf. 3	0,4290	0,0071	0,2000
Banco de Transf. 5	1,0890	0,0060	0,1000
Banco de Transf. 4	0,5610	0,0146	0,3000
Reactor	1,1418	0,0060	0,2000
Acoplamiento	0,3960	0,0060	0,1000

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De lo anterior el burden total en devanados secundario se calcula mediante la ecuación 2,3 de la siguiente manera:

$$Z_b = 0,6468 \Omega + 0,0071 \Omega + 0,2000 \Omega$$

$$Z_b = 0,8539 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo de burden total conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente de las bahías de 230 kV.

Tabla XXVIII. Burden total en bahías de 230 kV

Bahía	Burden total en Ω
Escuintla 1	0,8539
Escuintla 2	0,8341
Guate-Este 1	1,2169
Guate-Este 2	0,7990

Continuación de la tabla XXVIII.

Banco de Transf. 3	0,6361
Banco de Transf. 5	1,1950
Banco de Transf. 4	0,8755
Reactor	1,3478
Acoplamiento	0,5020

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

En la tabla XXVIII se observa el burden conectado en los devanados secundarios de los transformadores de corriente correspondientes a las bahías de 230 kV, en donde al compararlos con las capacidades de carga y burden nominales basados en la norma IEEE C57.13 y en las características de los transformadores de corriente empleados en las bahías de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur en la tabla XXIV se observan que estos presentan un burden aceptable dentro del rango de su capacidad debido a que el sistema se encuentra descentralizado.

3.6.2. Análisis de condiciones de falla externa

Para el análisis de condiciones de falla externa para la protección diferencial de barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur se obtuvieron los datos de las corrientes de falla monofásica máxima mediante el programa ASPEN, el cual es un software especializado que permite visualizar distintos parámetros de la red del SNI. La corriente de falla máxima en barra se determina mediante el dato de la corriente de falla en el acoplamiento de 230 kV, la cual proporcionan el peor escenario para una falla en barra, y corresponde a la aportación de corriente de cada una de las bahías de 230 kV para una falla monofásica a tierra. En la siguiente tabla se muestran las corrientes de falla monofásica máxima para la barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XXIX. **Corrientes de falla monofásica en barra de 230 kV**

Bahía	Aportación de corriente de falla 1Φ en barra en A	Corriente de falla 1Φ externa en A
Escuintla 1	2 211	14 043
Escuintla 2	1 344	14 910
Guate-Este 1	3 776	12 478
Guate-Este 2	3 776	12 478
Banco de Transf. 3	1 558	14 696
Banco de Transf. 5	2 024	14 230
Banco de Transf. 4	1 512	14 742
Reactor	53	16 201
Acople, total en barra	16 254	113 778

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Considerando las corrientes de falla monofásicas a la salida de la bahía de la tabla XXIX la corriente de falla máxima secundaria para los CT de la bahía Escuintla 1 se calcula mediante la ecuación 2.30 de la siguiente manera

$$I_{sec\ max} = \frac{14\ 043}{1\ 200/5}$$

$$I_{sec\ max} = 58,5125\ A$$

Por lo que con el valor de la corriente secundaria máxima calculada anteriormente y el burden total de la tabla XXVIII se calcula el voltaje máximo secundario de los CT para la bahía Escuintla 1 mediante la ecuación 2,31

$$V_{sec\ max} = (58,5125) * (0,8539) (1,10)$$

$$V_{sec\ max} = 54,9602\ V$$

En la siguiente tabla se muestran los cálculos de corriente secundaria máxima y voltaje secundario máximo para los CT de las bahías de 230 kV de la subestación Guatemala Sur.

Tabla XXX. **Corriente y voltaje secundario máximo en CT de 230 kV**

Bahía	RTC	Corriente de falla máxima secundaria en A	Voltaje máximo secundario en V
Escuintla 1	1 200/5	58,5125	54,9602
Escuintla 2	1 200/5	62,1250	56,9989
Guate-Este 1	1 200/5	51,9916	69,5943
Guate-Este 2	1 200/5	51,9916	45,6954
Banco de Transf.3	400/5	183,7000	128,5326
Banco de Transf.5	600/5	118,5833	155,8777
Banco de Transf.4	400/5	184,2750	177,4782
Reactor	1 200/5	67,5041	100,0803
Acoplamiento	1 200/5	67,7250	37,3977

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

El voltaje máximo secundario en bornes se debe comparar con los valores de voltaje de saturación máximos de los transformadores de corriente para garantizar una correcta operación de la protección diferencial de barras ante condiciones de falla externa. En la siguiente tabla se muestran los valores nominales de voltaje de saturación de los transformadores de corriente, así como los valores de voltaje máximo secundario para condiciones de falla externa.

Tabla XXXI. **Comparación de voltajes en CT de bahías de 230 kV**

Bahía	Voltaje máximo secundario	Voltaje de saturación del CT	Descripción
Escuintla 1	54,9602	200	Sin peligro de saturación
Escuintla 2	56,9989	200	Sin peligro de saturación
Guate-Este 1	69,5943	200	Sin peligro de saturación

Continuación de la tabla XXXI.

Guate-Este 2	45,6954	200	Sin peligro de saturación
Banco de Transf.3	128,5326	100	Con peligro de saturación
Banco de Transf.5	155,8777	200	Sin peligro de saturación
Banco de Transf.4	177,4782	100	Con peligro de saturación
Reactor	100,0803	400	Sin peligro de saturación
Acoplamiento	37,3977	200	Sin peligro de saturación

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Mediante los datos de las tablas XXX y XXXI se puede observar que los transformadores de corriente de las bahías de los bancos de transformadores 3, 4 y 5 presentan una relación de transformación muy baja por lo que se supera el valor de 20 veces la corriente nominal según la norma IEEE C57.13, de igual manera el voltaje secundario máximo ante condiciones de falla máxima en los transformadores de corriente de los bancos de transformadores 3 y 4 supera el voltaje de saturación de los mismos, por lo que es recomendable reemplazar los transformadores de corriente con una relación de transformación de 1 200/5 y aumentar el calibre de los conductores para los CT de los bancos 3 y 4 a fin de disminuir el voltaje máximo secundario y evitar una operación indeseada de la protección diferencial de barra ante una falla externa.

3.6.3. Consideraciones generales para ajustes

Para la determinación de los ajustes de la protección diferencial de barra es necesario conocer las aportaciones de cortocircuito de las bahías asociadas a la barra de 230 kV en condiciones de carga mínima. En la siguiente tabla se muestran las aportaciones de cortocircuito para condiciones de carga mínima las cuales fueron tomadas del programa ASPEN. Para las condiciones de carga mínima se consideran fuera de servicio las bahías Guatemala Este 1 y Guatemala Este 2.

Tabla XXXII. **Corrientes de falla con carga mínima para barra de 230 kV**

Bahía	Corriente de falla trifásica en A	Corriente de falla monofásica en A
Escuintla 1	4 061	2 527
Escuintla 2	4 049	1 536
Guate-Este 1	0	0
Guate-Este 2	0	0
Banco de Transf.3	610	1 767
Banco de Transf.5	788	2 296
Banco de Transf.4	891	1 713
Reactor	53	60
Total	10 452	9 899

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Otra consideración que se debe tomar en cuenta son los valores de corriente de carga máxima los cuales se determinan para cada una de las bahías, en el caso de la bahía Guate-Este que presenta una carga de 1340 MVA el cálculo de la corriente de carga se determina de la siguiente manera:

$$I_{carga\ max} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{carga\ max} = \frac{1340 \times 10^6}{\sqrt{3} * 230 \times 10^3}$$

$$I_{carga\ max} = 3\ 363,69\ A$$

En la siguiente tabla se muestran los valores de carga máxima y las relaciones de transformación empleadas para las bahías de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XXXIII. **Corrientes de carga máxima en bahías de 230 kV**

Bahía	MVA	RTC	Corriente de carga Max en A
Guate-Este1	1 340	1 200/5	3 364
Guate-Este2	1 340	1 200/5	3 364
Escuintla 1	1 340	1 200/5	3 364
Escuintla 2	1 340	1 200/5	3 364
Reactor	20	1 200/5	50
Banco de Transf. 3	150	400/5	377
Banco de Transf.4	100	400/5	251
Banco de Transf.5	195	600/5	489

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.6.4. Configuración de zonas de protección

La barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur cuenta con 4 líneas de transmisión, 1 banco de compensación reactiva y 3 bancos de transformación de 230/69 kV como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 131. Cada una de estas bahías se pueden conectar a la barra 1 o a la barra 2 de la subestación mediante los respectivos seccionadores.

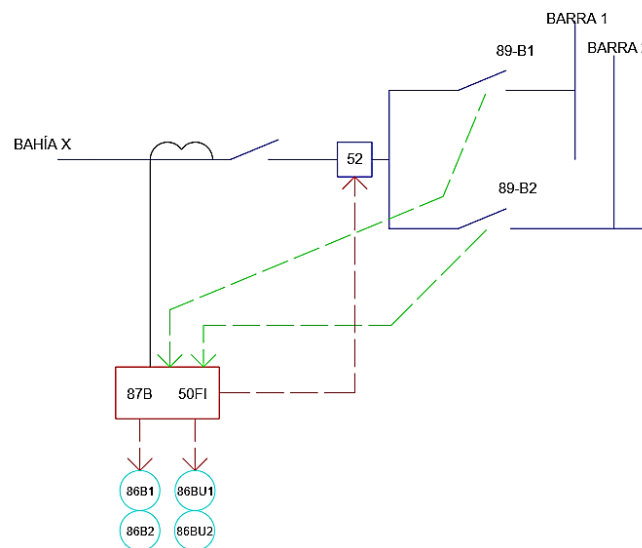
Debido a que la configuración de la Subestación Guatemala Sur es en doble barra para la configuración de las zonas de protección se debe considerar dos zonas de protección definidas por las barras colectoras, zona A y zona B, para que cuando una bahía se conecte a cualquiera de las barras, la corriente de medición entre en la compensación de la respectiva zona de protección, es decir zona A si se conectó a la barra 1 y zona B si se conectó a la barra 2.

Zona 1 = Zona A (barra 1)

Zona 2 = Zona B (barra 2)

Para que el relé diferencial de barra ABB REB670 puede discriminar a que barra se ha conectado una determinada bahía y por consiguiente introducir las mediciones de corriente a su respectiva zona de protección el relé adquiere las señales de los contactos auxiliares de los seccionadores para determinar si se encuentra abierto o cerrado como se muestra en la siguiente figura.

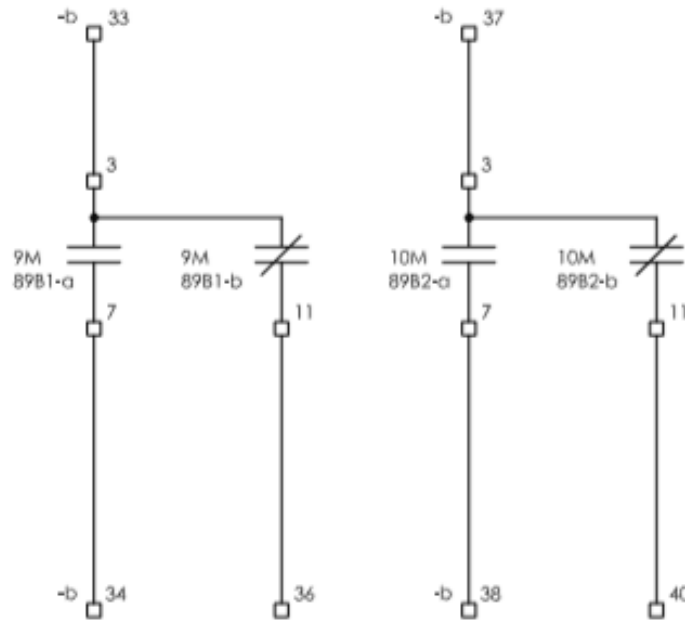
Figura 132. **Señales por bahía para protección diferencial de barras**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Para el caso en el que ambos seccionadores de barra se encuentran cerrados en una determinada bahía, esta se conectará en ambas zonas de protección, zona A y zona B. En la siguiente figura se muestra un diagrama de las entradas de señales obtenidas de los contactos auxiliares del seccionador de la bahía Escuintla 2.

Figura 133. Estados de seccionador B1, B2



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Para la correcta detección de las zonas de protección el relé ABB REB670 requiere de los estados de los contactos auxiliares del seccionador es decir el contacto 89BP-a normalmente abierto de posición cerrado y el contacto 89BP-b normalmente cerrado de posición abierto como se aprecia en la figura 133.

Dentro de la configuración del relé la función encargada para la detección del estado de los seccionadores es la función con la identificación IEC 61850 denominada SWSGGIO. A esta función se le debe configurar el modo de operación y el retardo de tiempo para mostrar una alarma ante el fallo de uno de los contactos auxiliares. En la siguiente tabla se muestran las opciones de ajuste para la configuración de la función SWSGGIO.

Tabla XXXIV. **Grupo de ajustes de función SWSGGIO**

Nombre	Valores (rango)	Unidad	Etapa	Predeterminado	Descripción
OperMode	Off Esquema1_RADSS S Esquema2_INX ForzarAbierto ForzarCerrado	-	-	Off	Modo de operación de conmutador (esquema 1, esquema 2 o forzado)
tAlarm	0.00 - 6000.00	s	0.01	15.00	Retardo de tiempo de alarma para estado anormal de contacto auxiliar

Fuente: Protección diferencial de barras ABB REB670. *Manual de instalación y puesta en servicio*. p.152.

El grupo de ajuste de operación OperMode determina la forma en la que el relé discrimina entre la apertura y cierre de un seccionador, el cual puede ser configurado seleccionando uno de los valores de la tabla XXXIV.

- Esquema1_RADSS: considera que el seccionador está abierto únicamente cuando el contacto auxiliar normalmente abierto está en 0 y el contacto auxiliar normalmente cerrado está en 1. Para las demás posibles combinaciones el seccionador estará cerrado.
- Esquema2_INX: considera al seccionador abierto o cerrado cuando los contactos auxiliares emiten una señal clara de su posición abierta o cerrada, de lo contrario el relé considera la última posición del seccionador.
- ForzarAbierto: independientemente de las señales de los contactos auxiliares se considera al seccionador abierto.
- ForzarCerrado: independientemente de las señales de los contactos auxiliares se considera al seccionador cerrado.

Para la configuración de la función para la detección de los estados de los seccionadores se emplea el modo de operación Esquema1_RADSS, con una configuración de alarma sin retardo de tiempo.

$$SWSGGIO = Esquema1_RADSS$$

$$tAlarm = 0,00 \text{ seg}$$

Debido a la cantidad de bahías conectadas a las barras colectoras se emplean tres unidades ABB REB670 para la supervisión de cada una de las fases. Como se observa en diagrama unifilar de la figura 131, se cuenta con 9 interruptores de potencia los cuales tienen asociados 3 transformadores de corriente de las fases R, S y T, por lo que el total de señales de corriente es de 27 señales.

Cada módulo del REB670 dispone de 12 señales de entrada, por lo que el esquema de la protección diferencial de barra queda compuesto por tres unidades REB670 para cada una de las tres fases, 87B-A, 87B-B y 87B-C, las cuales recibirán cada una un total de 9 señales de corriente. En la siguiente tabla se muestra la asignación de las zonas de protección.

Tabla XXXV. **Asignación de zonas de protección para 87B 230 kV**

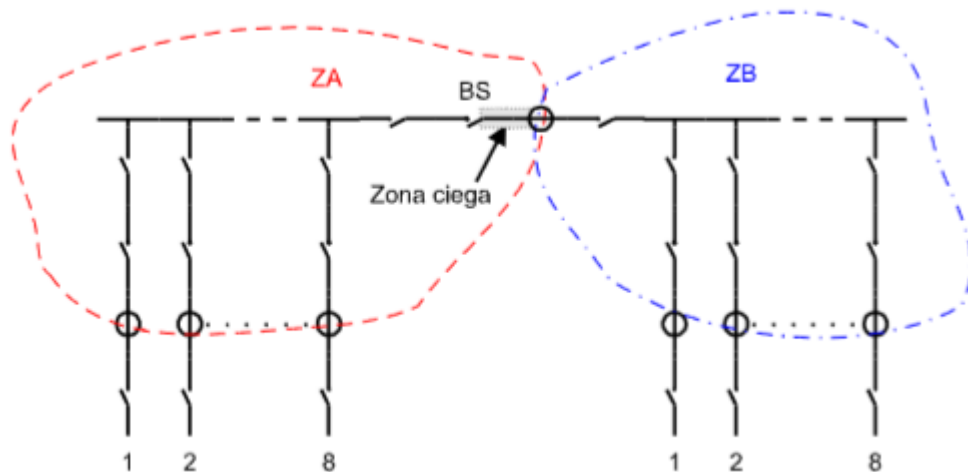
Fase	Seccionador	Zona	Relé
I _R	Barra 1	A	87B-A
	Barra 2	B	
I _S	Barra 1	A	87B-B
	Barra 2	B	
I _T	Barra 1	A	87B-C
	Barra 2	B	

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.6.5. Lógica de disparo del interruptor de acople

La lógica de disparo del interruptor de acople es un mecanismo para evitar una mala operación de la protección de barras ante fallas en el interruptor de acople. Debido a que la barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur posee un interruptor de tanque vivo solo se cuenta con un juego de CT ubicado en un solo lado del interruptor por lo que existen un punto ciego para fallas que se puedan originar entre el transformador de corriente y el interruptor de potencia como se muestra en la siguiente figura.

Figura 134. Zona ciega protección diferencial de barra



Fuente: Protección diferencial de barras ABB REB670. *Manual de instalación y puesta en servicio*. p.102.

Con el interruptor de acople cerrado si se origina una falla en el punto ciego al formar parte de la zona A de protección se produce una operación de la protección diferencial disparando el interruptor de acople y los demás interruptores asociados con la barra 1, sin embargo, la falla se puede seguir alimentando desde la barra 2 pero al estar ubicada fuera de la zona de protección

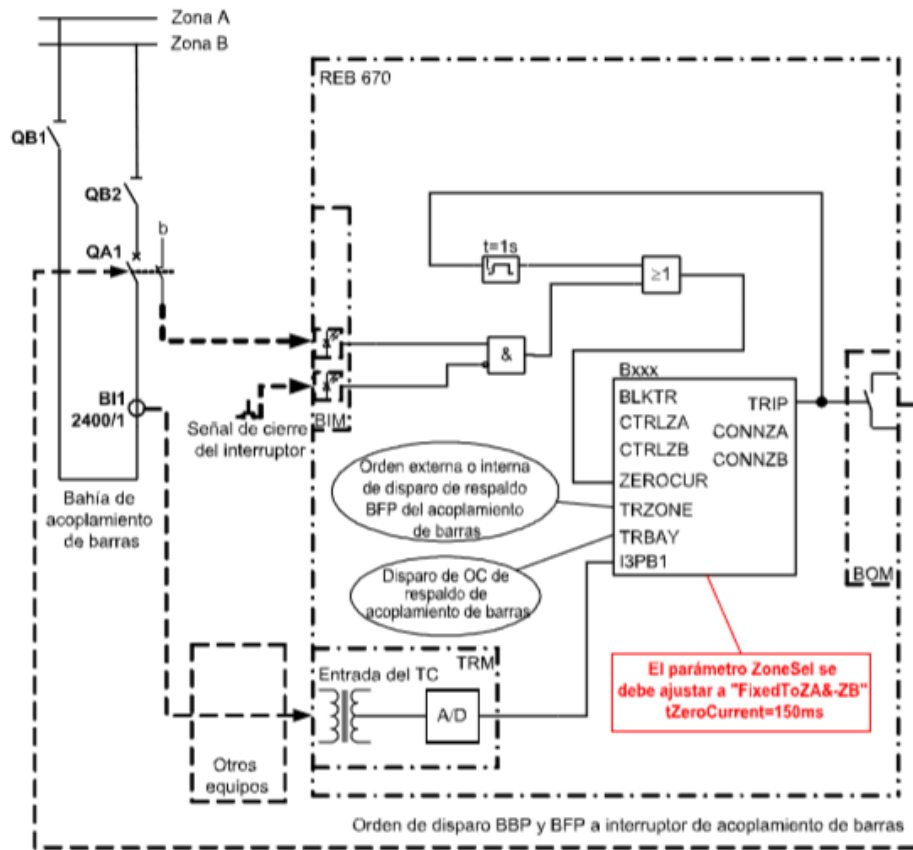
B la barra 2 queda desprotegida y sin despejar la falla. Este mismo problema se origina si el interruptor se encuentra abierto antes de que se origina la falla. Para corregir esta deficiencia de la protección diferencial de barra se emplea una lógica que desconecta o deshabilita las entradas de corriente de los CT del interruptor de acoplamiento que necesita las siguientes señales para su funcionamiento.

- Señal del contacto normalmente cerrado del interruptor de seccionamiento o de acoplamiento de barras.
- Señal del circuito de cierre del interruptor de seccionamiento o de acoplamiento de barras cuando se quiera cerrar el interruptor.

En la lógica de disparo del interruptor de acople del relé ABB REB670 cuando el interruptor de acople está abierto se activa una señal de bloqueo debido a la entrada binaria proveniente del contacto normalmente cerrado del interruptor de acople, esta señal de bloqueo se denomina ZEROCURR y es activada después de 80 ms, definidos en el ajuste tZeroCurrent que corresponde al tiempo de retardo para forzar las entradas de corriente a cero que se configuran dentro de la función principal de la protección diferencial de barra con la identificación IEC 61850 denominada BUSPTRC del relé ABB REB670.

Cuando el interruptor de acople se cierra la entrada binaria proveniente del circuito de cierre del interruptor de acople desbloquea la función ZEROCURR para que el relé vuelva a integrar la medición de corrientes de los CT del interruptor de acople. En la siguiente figura se muestra el esquema de la lógica de disparo del interruptor de acople empleado por el relé ABB REB670.

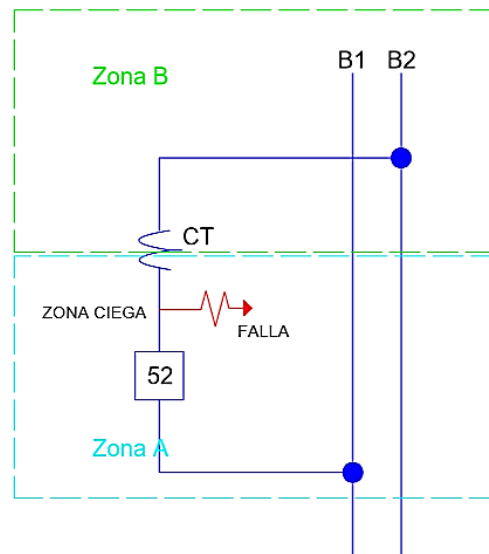
Figura 135. Lógica de disparo de interruptor de acople



Fuente: Protección diferencial de barras ABB REB670. *Manual de instalación y puesta en servicio*. p.103.

Para el caso de la subestación Guatemala Sur el interruptor de acople se encuentra en el lado de la barra 1 mientras que los transformadores de corriente en el lado de la barra 2 como se muestra en la figura 136, por lo que la falla entre el interruptor y los transformadores de corriente deberá ser detectada por la zona A de barra 1, y liberada por la zona B de barra 2.

Figura 136. **Sección de acople en 230 kV de Subestación Guatemala Sur**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

La lógica de disparo secuencial ante una falla entre el interruptor de acople y los transformadores de corriente asociados en la Subestación Guatemala Sur que conlleva a la pérdida de las dos barras será entonces la siguiente:

- La falla es detectada por la zona A, debido a la circulación de corriente saliendo del CT desde barra 1 y dirigiéndose a la barra 2.
- Se genera el disparo sobre el interruptor de acople y los interruptores asociados a la barra 1, sin dispararse los interruptores asociados a la barra 2.
- La misma señal de disparo sobre el interruptor activa la variable de bloqueo de la lógica interna del relé llamada ZEROCUR, bloqueando la medición de corrientes.

- Una vez disparado el interruptor de acople se elimina la falla detectada por la Zona A y mediante la lógica interna del relé pasa a ser detectada por la Zona B, ya que las corrientes que lleguen a circular por los transformadores de corriente de las bahías del acople ya no forman parte de su compensación generando una corriente diferencial y por consiguiente el disparo sobre todos los interruptores asociados a la barra 2.

3.6.6. Ajuste de corriente mínima de operación

El valor de la corriente mínima de operación es decir la corriente mínima diferencial debe ser ajustado para proporcionar una adecuada sensibilidad ante fallas internas, por lo que se deben considerar los siguientes criterios para su ajuste.

- Corriente de falla mínima: Esta corriente corresponde a la corriente de falla monofásica en barra en condiciones de carga mínima que según la tabla XXXII es de 9 899 A.
- Corriente máxima: Esta es la corriente que circula en la rama con mayor carga la cual según la tabla XXXIII corresponde a 3 364 A, sin embargo, debido a que este valor de corriente es superior a la corriente nominal primaria de los transformadores de corriente se toma el valor de corriente nominal de los mismos el cual corresponde a 1 200 A.

De lo anterior al comparar ambas corrientes la corriente mínima de operación o PickUp se debe ajustar de manera que este se encuentra por debajo de la corriente de falla mínima y ligeramente superior al valor de la corriente máxima primaria de los CT es decir entre 1 200 A y 9 899 A. El

fabricante del relé REB670 recomienda un ajuste entre el 50 % y 150 % de la corriente nominal primaria del CT más grande, por lo que para este ajuste se tomará un valor ligeramente superior al valor de la corriente máxima nominal primaria de los CT de 1 250 A. El ajuste del nivel de operación de protección se realiza mediante la función DiffOperLev en valores de amperios primarios.

$$DiffOperLev = 1\ 250\ A$$

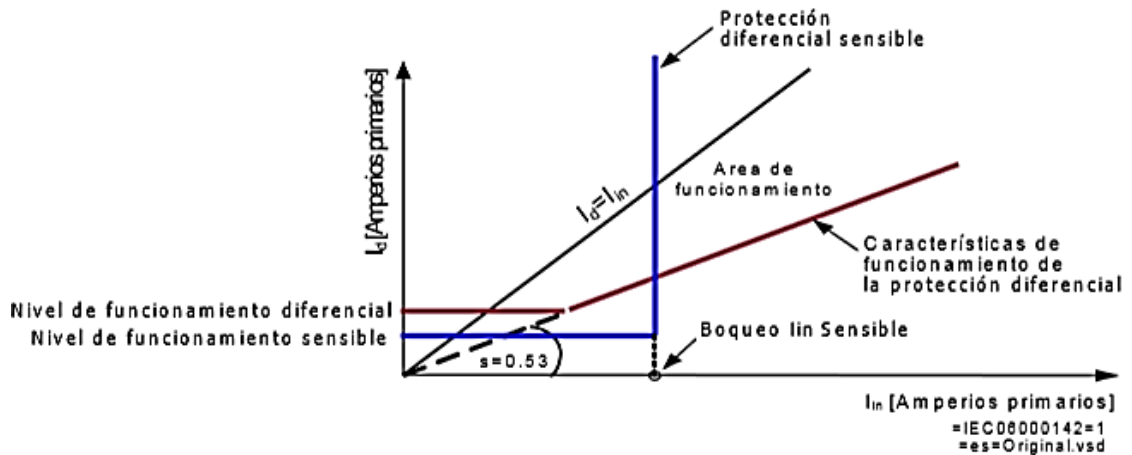
3.6.6.1. Selección de modo de disparo

El modo de disparo de la protección diferencial puede ser seleccionado mediante la función DiffTripOut del relé ABB REB670, este campo puede ser configurado como una salida de disparo denominada SelfReset que proporciona una reposición automática de la protección o configurado como una salida de disparo denominada Latched la cual mantiene el disparo y solo puede ser reseteada de forma manual o si se interrumpe la alimentación del relé. Para la protección diferencial de barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur se ajusta con la siguiente configuración de modo de disparo.

$$DiffTripOut = SelfReset$$

Otra característica importante del modo de disparo de la protección diferencial es la pendiente de la protección diferencial la cual es la relación entre la corriente diferencial y la suma de las corrientes de las ramas o corriente de restricción. Para la protección diferencial de barras ABB REB670 este valor está ajustado a un valor fijo del 53 % y no puede ser modificado.

Figura 137. Pendiente de protección diferencial de barras REB670



Fuente: Protección diferencial de barras ABB REB670. *Manual de instalación y puesta en servicio*. p.30.

3.6.7. Ajuste de corriente de detección de CT abierto

El ajuste de corriente de detección de CT abierto se establece mediante la función *OCTOPerLev* en el relé REB670. Este parámetro permite la estabilidad de la protección ante circuitos abiertos o en cortocircuito que se pueden originar en los secundarios de los transformadores de corriente. El valor de la corriente de ajuste para la detección de CT abierto generalmente se configura en un 10 % del valor establecido en el ajuste de la corriente mínima de operación *DiffOperLevel*, por lo que el ajuste queda como:

$$OCTOPerLev = (DiffOperLevel)(0,10)$$

$$OCTOPerLev = (1\ 250\ A)(0,10)$$

$$OCTOPerLev = 125\ A$$

Cuando se presentan problemas en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente o en condiciones anormales de carga la protección diferencial puede ser bloqueada al instante arrojando una alarma. Esta alarma puede ser configurada como SlowOCTOper que proporciona un tiempo de retardo para mostrar la alarma o como FastOCTOper que muestra la alarma de forma instantánea.

Ambas configuraciones se pueden habilitar con la opción de bloqueo de la operación diferencial o en modo supervisión en caso de tenerse corrientes secundarias mayores. Para el ajuste de la protección diferencial de barra de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur se optó por la siguiente configuración de alarma con un tiempo de retardo de 5 seg.

$$\textit{FastOCTOper} = \textit{Disabled}$$
$$\textit{SlowOCTOper} = \textit{Supervise}$$
$$t\textit{SlowOCT} = 5 \textit{ seg.}$$

Debido a que se seleccionó el tipo de alarma lento con supervisión de corrientes se debe establecer un nivel de desbloqueo para que opere la protección diferencial. Este parámetro se configura mediante la función OCTReleaseLev del relé y debe ajustarse a un valor ligeramente menor a la corriente de falla en condiciones de carga mínima la cual según la tabla XXXII es de 9 899 A, por lo que se ajusta al siguiente valor de corriente.

$$\textit{OCTReleaseLev} = 9\ 500 \textit{ A}$$

3.6.8. Función de protección contra fallo de interruptor 50 BF

La función de protección contra fallo de interruptor emite una orden de disparo de respaldo a los interruptores adyacentes en caso de no abrirse el interruptor del componente protegido. El relé ABB REB670 puede proporcionar redisparos es decir una segunda señal de disparo al interruptor protegido para aumentar las probabilidades de funcionamiento del interruptor y evitar el redisparo de otras protecciones de respaldo.

Si se recibe un arranque por la función 87B o por alguna protección externa y al mismo tiempo se detecta una circulación de corriente por el interruptor la función 50BF es iniciada. Si el interruptor de potencia se abre satisfactoriamente entonces la función 50BF lo detectara con la medición de una baja corriente y un algoritmo especial basado en la disminución de la corriente de falla. Si la corriente de falla no disminuye después del tiempo ajustado en la función 50BF entonces se ejecuta un disparo hacia la barra correspondiente y de no funcionar un redisparo en un tiempo ajustable.

3.6.8.1. Parámetros de funcionamiento

Para la correcta operación de la protección contra fallo de interruptor 50 BF del relé REB670 es necesario configurar los parámetros de la función 50 BF del relé con la identificación IEC 61850 CCSRBRF. Estos parámetros son los siguientes:

- **I_{Base}**: corresponde a la corriente de base en amperios primarios que sirve como referencia para el ajuste de la protección contra fallo del interruptor, se configura al valor de la corriente nominal primaria del CT donde se efectúa la medición de corriente.

- **FunctionMode:** este parámetro determina la forma en la que se detecta el fallo del interruptor y se puede configurar en el modo **Current** para medición de corriente, modo **Contact** para larga duración de señal de disparo o con ambas opciones **Current&Contact**.
- **RetripMode:** este ajuste indica la forma de funcionamiento de la opción de redisparo, la cual se puede configurar con la opción de comprobación de posición de interruptor **CB Pos Check** o sin comprobación de posición de interruptor **No CB Pos Check**.
- **IP:** corresponde al ajuste del nivel de la corriente para la detección de fallo de interruptor la cual se ajusta a un porcentaje de la corriente base **IBase**.
- **t1:** retardo de tiempo de redisparo en un rango de ajuste de 0 a 60 ms.
- **t2:** retardo de tiempo del disparo de respaldo en un rango de ajuste de 90 a 150 ms.

3.6.8.2. Ajuste de corriente mínima de operación

El ajuste de la corriente mínima de operación para la función de protección 50BF se ajusta mediante la configuración **IP** que corresponde a un porcentaje de la corriente base. Para ello primero se deben ajustar las corrientes base mediante el parámetro **IBase** del relé a un valor correspondiente a la corriente nominal primaria de los CT de cada bahía que se obtiene de la tabla XXIV.

Para las bahías Guatemala Este 1, Guatemala Este 2, Escuintla 1, Escuintla 2 el ajuste de **IBase** queda como:

$$I_{Base} = 1\ 200\ A$$

Para la bahía del reactor el ajuste de IBase queda como:

$$I_{Base} = 400A$$

Para la bahía del banco de transformación 3 el ajuste de IBase queda como:

$$I_{Base} = 400A$$

Para la bahía del banco de transformación 4 el ajuste de IBase queda como:

$$I_{Base} = 400A$$

Para la bahía del banco de transformación 5 el ajuste de IBase queda como:

$$I_{Base} = 600A$$

Mediante las corrientes bases anteriormente calculadas, se determina el ajuste del nivel de corriente de operación del parámetro IP del relé que corresponde a un porcentaje de la corriente base, para ello se emplean las corrientes de carga máxima de la tabla XXXIII aplicando un factor de 1,05 de la siguiente manera.

$$IP = \frac{1,05 * I_{carga\ max}}{I_{Base}} * 100\ %$$

Por lo que para las bahías Guatemala Este 1, Guatemala Este 2, Escuintla 1, Escuintla 2 el ajuste de IP queda como:

$$IP = \frac{1,05 * 1\ 200A}{1\ 200} * 100 \%$$

$$IP = 105 \%$$

Para el reactor el ajuste de IP queda como:

$$IP = \frac{1,05 * 50A}{400} * 100 \%$$

$$IP = 13,12 \%$$

Para el banco de transformadores 3 el ajuste de IP queda como:

$$IP = \frac{1,05 * 377A}{400} * 100 \%$$

$$IP = 98,96 \%$$

Para el banco de transformadores 4 el ajuste de IP queda como:

$$IP = \frac{1,05 * 251A}{400} * 100 \%$$

$$IP = 65,89 \%$$

Para el banco de transformadores 5 el ajuste de IP queda como:

$$IP = \frac{1,05 * 489A}{600} * 100 \%$$

$$IP = 85,57 \%$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes del nivel de corriente de operación IP para la función de protección contra fallo de interruptor 50BF de la protección diferencial ABB REB670 de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XXXVI. **Ajustes de función 50BF para barra de 230 kV**

Bahía	% Ajuste 50BF
Guate-Este1	105
Guate-Este2	105
Escuintla 1	105
Escuintla 2	105
Reactor	13,125
Banco de Transf. 3	98,99
Banco de Transf.4	65,89
Banco de Transf. 5	85,575

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.6.8.3. Ajustes de tiempo

Para el ajuste del tiempo de operación de la función 50 BF se debe considerar el tiempo de operación de redisparo y el tiempo de operación de disparo definitivo. Para el ajuste de tiempo de operación de redisparo se debe considerar el tiempo de operación de la protección principal.

$$t_{operación} = t_{relé} + t_{mecanismo interruptor}$$

$$t_{operación} = 20 \text{ mS} + 30 \text{ mS}$$

$$t_{operación} = 50 \text{ mS}$$

Considerando un tiempo margen de tolerancia de 25 ms el tiempo de redisparo t_1 se calcula de la siguiente manera:

$$t_1 = t_{operación} + t_{margen}$$

$$t_1 = 50 \text{ mS} + 25 \text{ mS}$$

$$t_1 = 75 \text{ mS}$$

El tiempo calculado anteriormente es válido para todos los interruptores de las bahías de 230 kV de la Subestación Guatemala Sur. El ajuste de tiempo de operación de disparo definitivo comienza después del redisparo, dando el tiempo necesario para la apertura del interruptor. Considerando un tiempo de margen de tolerancia de 25 mS, el ajuste de tiempo de operación de disparo definitivo t_2 se calcula de la siguiente manera:

$$t_2 = t_1 + t_{operación} + t_{margen}$$

$$t_2 = 75 \text{ mS} + 50 \text{ mS} + 25 \text{ mS}$$

$$t_2 = 150 \text{ mS}$$

3.6.9. Resumen de ajustes

En la siguiente tabla se muestra los ajustes requeridos por el relé ABB REB670 para la protección diferencial de barras de 230 KV de la subestación Guatemala Sur.

Tabla XXXVII. **Ajuste protección diferencial de barras**

Función	Identificación IEC 61850	Grupo de ajustes	Descripción
Zonas de protección		Zone A, Barra 1 Zone B, Barra 2 -	Selección de zonas de protección
Detección de zonas de protección	SWSGGIO	OperMode = Esquema1_RADSS tAlarm = 0,00 seg	Ajustes requeridos para determinar el estado del seccionador y su configuración de alarma (abierto o cerrado)
Protección diferencial de barra	BUTPTRC	tZeroCurrent = 0,08 seg	Tiempo de retardo para poner en cero entradas de corriente para lógica de disparo de interruptor de acople.
Protección diferencial de barra	BZNTPDIF	DiffOperLev = 1 250 A DiffTrpOut = SelfReset	Ajuste de corriente mínima de

Continuación de la tabla XXXVII.

			operación en amperios primarios y modo de disparo con reposición automática
Protección diferencial de barra	BZNTPDIF	OCTOperLev = 125 A FastOCTOper = Disabled SlowOCTOper = Supervise tSlowOCT = 5 seg OCTReleaseLev = 9 500 A	Ajustes requeridos para la detección de CT abiertos
Protección de fallo de interruptor 50BF	CCSRBRF	Operation = On IBase = 1 200, 400, 600 A FuctionMode = Current Retrip Mode = CB Pos Check IP = 105 %, 13 %, 99 %, 66 %, 86 % t1 = 0,075 seg t2 = 0,15 seg	Ajustes requeridos para la protección de fallo de interruptor 50BF

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.7. Ingeniería de integración para protección de banco de capacitores

Para la protección de los tres bancos de capacitores de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur se emplea el relé de protección de sobrecorriente SEL 351 y el relé de protección y control de banco de capacitores SEL 487, los cuales en conjunto operan para liberar las fallas que se puedan presentar internamente o externamente en las celdas capacitivas del banco de capacitores. Estos relés se encuentran dentro de sus respectivos tableros de PCYM ubicados en las casetas 1 y 2 de la subestación. En la siguiente tabla se muestran los datos generales de cada celda que conforman los bancos de capacitores de 69 kV de

la Subestación Guatemala Sur los cuales cuentan con una capacidad de 10,8 MVAR y se encuentran conectados en estrella sólidamente aterrizada.

Tabla XXXVIII. **Datos de celdas capacitivas en bancos de capacitores**

Marca	Nokian Capacitors
Capacitancia	1,55 uF
Corriente	1,5 A
Resistencia	3 000 KΩ
Temperatura	-10/+45 °C
Potencia	100 kVAR
Voltaje	13 280 V
Frecuencia	60 Hz

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Los bancos de capacitores de la Subestación Guatemala Sur están conformados por 3 grupos de 12 celdas en paralelo es decir 36 celdas por fase para un total de 108 celdas por las tres fases.

Al estar los bancos de capacitores conectados en estrella sólidamente aterrizada el voltaje total por fase de las celdas capacitivas se calcula de la siguiente manera:

$$V_{fase} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}}$$

$$V_{fase} = \frac{69 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 39,8370 \text{ kV}$$

De lo anterior como cada fase está compuesta por 3 grupos de celdas capacitivas, el voltaje por grupo de celdas se calcula de la siguiente manera:

$$V_{grupo} = \frac{V_{fase}}{3}$$

$$V_{grupo} = \frac{39,837 \text{ kV}}{3} = 13,279 \text{ kV}$$

Otro aspecto importante es el cálculo de la capacitancia total por fase, de los datos de la tabla XXXVIII cada celda capacitiva posee una capacitancia de 1,55 uF. Cada grupo alberga 12 celdas capacitivas conectadas en paralelo por lo que el valor de capacitancia por grupo se determina de la siguiente manera:

$$C_{grupo} = 12 * 1,55 \text{ uF} = 18,6 \text{ uF}$$

Dado que por fase se conectan 3 grupos de celdas capacitivas en serie, el valor de la capacitancia total por fase se calcula de la siguiente manera:

$$C_{por\ fase} = \left(\frac{1}{\frac{1}{18,6 \text{ uF}} + \frac{1}{18,6 \text{ uF}} + \frac{1}{18,6 \text{ uF}}} \right)^{-1} = 6,2 \text{ uF}$$

La potencia nominal en kVAR por fase de los bancos de capacitores se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{fase} = \frac{V_{fase}^2 * 2 * \pi * f * C_{fase}}{1\ 000}$$

$$Q_{fase} = \frac{39,837 \text{ kV}^2 * 2 * \pi * 60 * 6,2 \text{ uF}}{1\ 000}$$

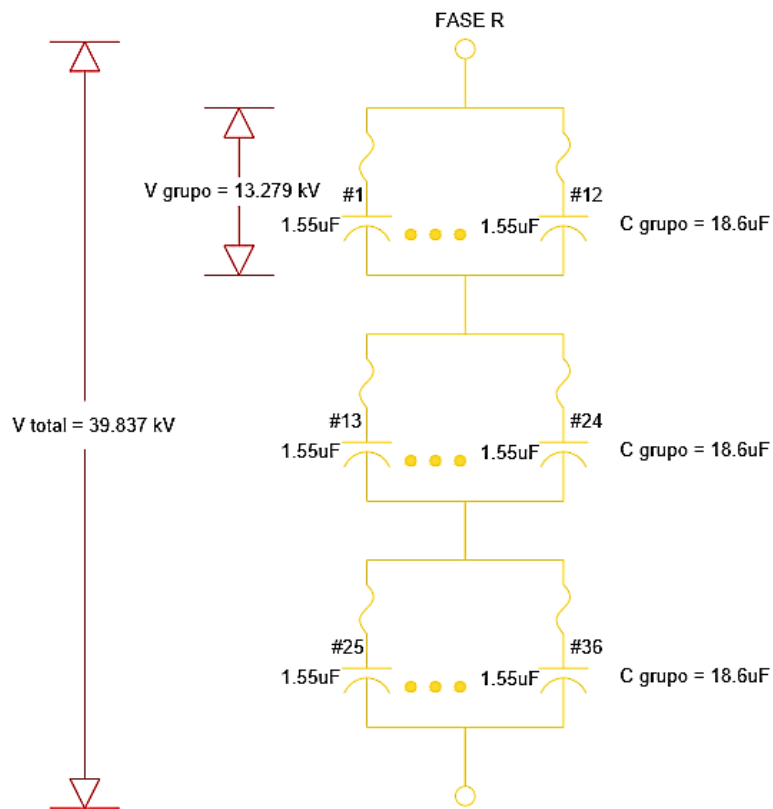
$$Q_{fase} = 3\ 709,33 \text{ kVAR}$$

De lo anterior la potencia nominal en kVAR total es decir por las 3 fases se determina de la siguiente manera:

$$Q_{Total} = Q_{fase} * 3$$

$$Q_{Total} = 3\,709,33 * 3 = 11\,128\text{ kVAR}$$

Figura 138. **Grupos de celdas en bancos de capacitores**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Como dato adicional para el caso del banco de capacitores 1 y 3 estos cuentan con una bobina de amortiguamiento por fase también denominada reactancia de choque la cual permite amortiguar las sobretensiones transitorias y corrientes de inrush que se presentan durante la conexión de los bancos de capacitores al sistema o durante la energización de los mismos.

3.7.1. Cálculo de corriente de inrush en energización aislada

El cálculo de la corriente de inrush se aplica al banco de capacitores 2 de la Subestación Guatemala Sur el cual no cuenta con una bobina de amortiguamiento para sobretensiones transitorias y corrientes de inrush.

Para este cálculo es necesario de la corriente de cortocircuito en la barra de 69 kV de la subestación la cual se obtuvo del programa ASPEN dando como resultado un valor de 33 525 A, así también es necesario conocer la corriente nominal por fase que pasa en las celdas capacitivas la cual se determina de la siguiente manera:

$$I_{nom} = \frac{Q_{Total}}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_{nom} = \frac{11\ 128\ KVar}{\sqrt{3} * 69KV}$$

$$I_{nom} = 93,11\ A$$

De lo anterior el cálculo de la corriente de inrush en energización aislada se determina mediante la ecuación 2,33.

$$I_{Inrush} = \sqrt{2} * \sqrt{33\ 525 * 93,11}$$

$$I_{Inrush} = 2\ 498,60\ A$$

Debido al arreglo de 12 celdas en paralelo, la corriente que circula por cada una de las celdas capacitivas se calcula como:

$$I_{Inrush \text{ x celda}} = \frac{2\,498,60}{12}$$

$$I_{Inrush \text{ x celda}} = 208,22 \text{ A}$$

3.7.2. Cálculo de corriente de inrush por efecto back to back

La corriente de inrush por efecto back to back aumenta a medida que se encuentran más bancos de capacitores previamente energizados, por tal motivo el cálculo de esta corriente se debe realizar mediante las siguientes consideraciones de operación de la Subestación Guatemala Sur.

- Caso 1: energización del banco No. 1 estando el banco No. 2 en servicio.
- Caso 2: energización del banco No. 3 estando el banco No. 1 y el banco No. 2 en servicio.

Para el caso 1 mediante la ecuación 2,34 asumiendo una inductancia entre los bancos de 0,2 mH, el número de bancos en servicio (n=1) y el valor de capacitancia total por fase anteriormente calculada (6,22 uF), la corriente de inrush por efecto back to back se calcula de la siguiente manera:

$$I_{Inrush \text{ back to back}} = \frac{1}{1+1} * 69 \text{ kV} * \sqrt{2} * \sqrt{\frac{2 * 6,2 \mu F}{3 * 0,2 \text{ mH}}}$$

$$I_{Inrush \text{ back to back}} = 7\,014,06 \text{ A}$$

Donde la corriente a través de cada una de las celdas es:

$$I_{Inrush \ x \ celda} = \frac{7\ 014,06}{12} = 584,50 \ A$$

Para el caso 2, donde hay dos bancos de capacitores en servicio (n=2) la corriente de inrush por efecto back to back se calcula de la siguiente manera:

$$I_{Inrush \ back \ to \ back} = \frac{2}{1+2} * 69 \ KV * \sqrt{2} * \sqrt{\frac{2 \ X \ 6,2\ \mu F}{3 \ X \ 0,2\ mH}}$$

$$I_{Inrush \ back \ to \ back} = 9\ 352,08 \ A$$

Donde la corriente a través de cada una de las celdas es:

$$I_{Inrush \ x \ celda} = \frac{9\ 352,08}{12} = 779,34 \ A$$

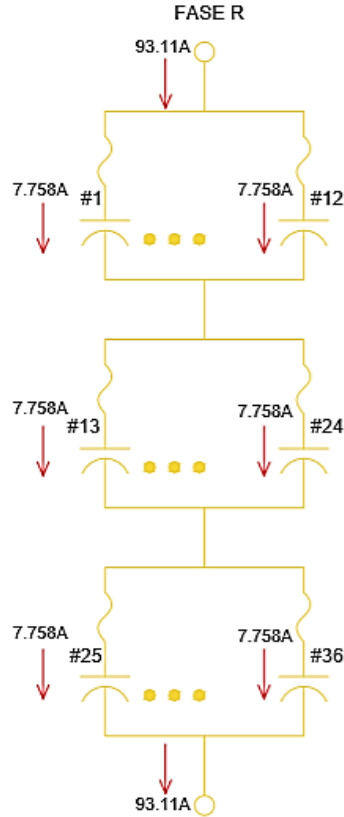
3.7.3. Cálculo de fusibles para protección de celdas capacitivas

El cálculo de los fusibles para la protección de las celdas capacitivas de los bancos de capacitores es útil para la coordinación con la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso 51 F, para ello es necesario de la corriente nominal del banco de capacitores la cual se determinó en el subcapítulo anterior dando como resultado una corriente nominal de 93,11 A. Dicha corriente nominal se reparte entre las 12 celdas en paralelo por lo que dicha corriente se debe dividir por el número de celdas que posee cada grupo.

$$I_{nom \ x \ celda} = \frac{93,11 \ A}{12}$$

$$I_{nom \times celda} = 7,758 A$$

Figura 139. **Esquema de cálculo de corriente en celdas capacitivas**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Según la norma IEEE Std C37.99-2012 establece que el fusible seleccionado debe ser capaz de soportar de 1,25 a 1,35 veces la corriente nominal del capacitor siendo más comúnmente empleado un factor de 1,35 para bancos de capacitores sólidamente aterrizados. Por lo que la corriente que deben soportar los fusibles de cada celda del banco de capacitores es:

$$I_{fusible} = 1,35 * 7,758 A$$

$$I_{fusible} = 10,473 A$$

Del cálculo anterior el valor comercial para los fusibles de protección de las celdas capacitivas será el tipo T de 12 A.

3.7.4. Ajuste de protección de sobrecorriente de fase de tiempo inverso y tiempo definido 50F/51F

El ajuste de la protección de sobrecorriente de fase de tiempo inverso 51F se debe coordinar con la curva característica del fusible seleccionada, la cual de los cálculos anteriores se seleccionó un fusible tipo T de 12 A. Al ser un fusible tipo T este es de acción lenta, ideal para evitar la operación del mismo ante fenómenos transitorios como las corrientes de inrush en el banco de capacitores.

Para la coordinación de la protección de sobrecorriente de fase de tiempo inverso con el fusible, se selecciona como punto de coordinación el nivel de falla más alto soportado por el fusible y el tiempo de interrupción total para este nivel de falla, mediante la curva de interrupción total para el fusible tipo 12T del anexo 2 donde se obtienen los siguientes valores.

$$I_{cc(max)} = 1\,500\text{ A}$$

$$t_{interrupción(fusible)} = 0,01\text{ seg}$$

Con el tiempo de interrupción total del fusible anterior se determina el tiempo de operación del relé de sobrecorriente el cual brindará protección de respaldo para el nivel de falla máximo soportado por el fusible. Entre la curva del fusible y la curva de sobrecorriente para dicho nivel de falla debe existir un tiempo de coordinación entre 0,3 y 0,4 seg, por lo que el tiempo de operación de la función de sobrecorriente de fase de tiempo inverso para el nivel de falla máximo soportado por él fusible se determina como sigue:

$$t_{operación (51F)} = t_{interrupción (fusible)} + t_{margen}$$

$$t_{operación (51F)} = 0,01 \text{ seg} + 0,35 \text{ seg}$$

$$t_{operación (51F)} = 0,36 \text{ seg}$$

El ajuste de PickUp de la función de sobrecorriente de fase de tiempo inverso se determina empleando un factor de 1,10 mediante la ecuación 2,32. La relación de transformación de los CT empleados es de 600/5, por lo que el cálculo se determina de la siguiente manera.

$$I_{PickUp (51F)} = \frac{1,10 \times 93,11 \text{ A}}{120}$$

$$I_{PickUp (51F)} = 0,85 \text{ A (secundarios)}$$

$$I_{PickUp (51F)} = 102,41 \text{ A (primarios)}$$

Debido a que la operación de los relés de protección se debe adecuar a la curva de operación de los fusibles de cada celda, la curva del relé SEL 351 más apropiada para la coordinación con los fusibles es la curva C5, IEC Short Time Inverse. En el anexo 7 se muestran una variedad de curvas C5 del relé SEL 351 que varían en cuanto a su tiempo de operación según el multiplicador de tiempo o time dial correspondiente.

Para la selección del apropiado multiplicador de tiempo se debe determinar a cuantas veces del PickUp M, corresponde el nivel de falla máximo del fusible de 1 500 A visto por él relé, el cual debe ser despejado por el relé en un tiempo de 0,36 seg. Con una relación de transformación de los CT de 600/5 empleado para el relé de sobrecorriente, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$I_{falla (sec)} = \frac{1\ 500\ A}{120} = 12,5\ A$$

$$M = \frac{I_{falla (sec)}}{I_{PickUp (51F)}}$$

$$M = \frac{12,55\ A}{0,85\ A} = 14,70\ veces\ el\ PickUp$$

Con el multiplicador de PickUp M y el tiempo de operación del relé para el nivel de falla máximo soportado por el fusible anteriormente calculados se determina el multiplicador de tiempo o time dial, esto se puede obtener trazando una línea vertical sobre las curvas para el múltiplo de PickUp correspondiente de 14,70 y seleccionando la curva que opere o esté por encima del rango de tiempo de operación anteriormente calculado de 0,36 seg.

Otra forma es mediante la ecuación característica de la curva del relé, la cual se obtiene del manual del relé SEL 351. Para una curva C5, IEC Short Time Inverse la ecuación correspondiente es:

$$T_p = T_D \left(\frac{0,05}{M^{0,04} - 1} \right)$$

Donde:

T_p = tiempo de operación de la protección.

T_D = multiplicador de tiempo o time dial.

M = múltiplo del Pickup del relé.

Despejando el time dial T_D de la ecuación anterior se obtiene:

$$T_D = \frac{T_P(M^{0,04} - 1)}{0,05}$$

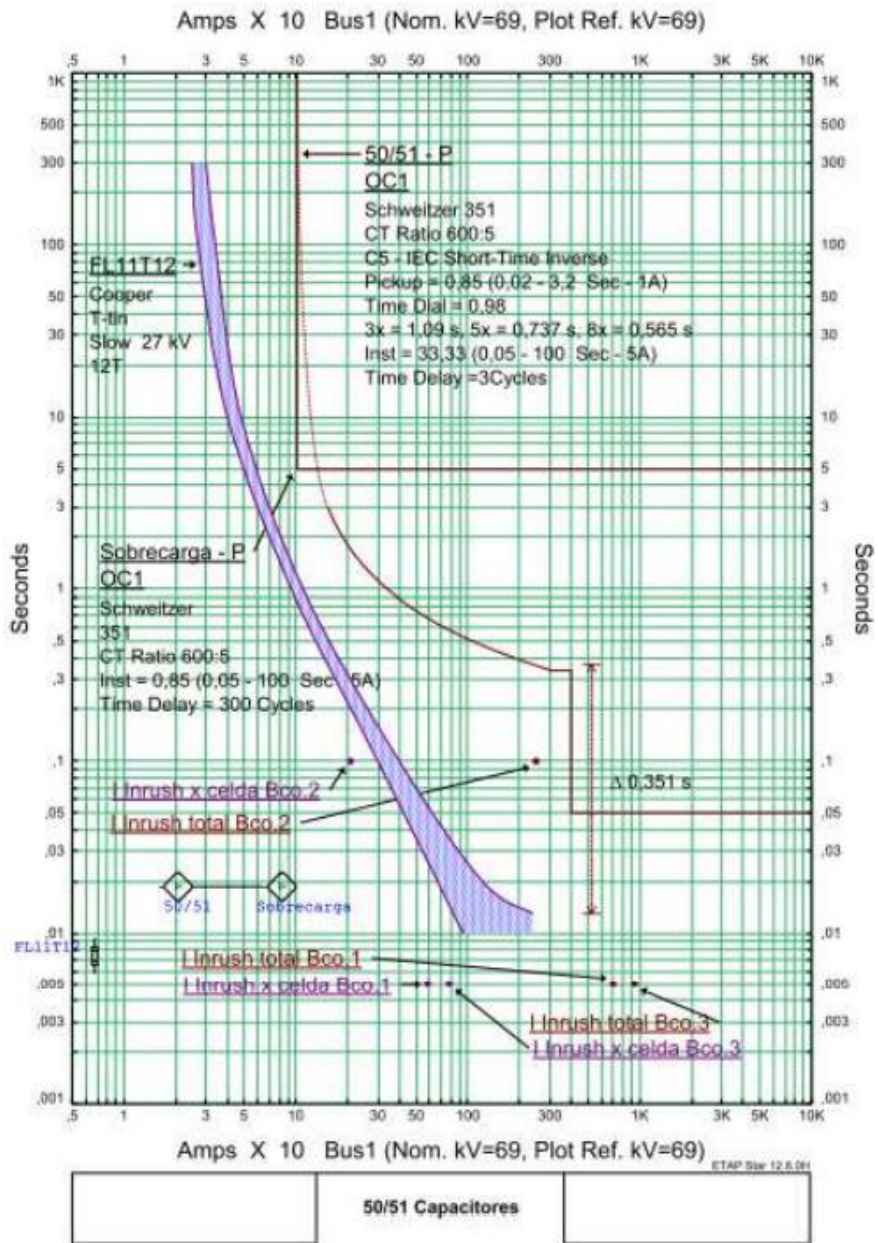
$$T_D = \frac{0,36(14,70^{0,04} - 1)}{0,05} = 0,82$$

El multiplicador de tiempo o time dial para la curva C5 de la función de sobrecorriente de fase de tiempo inverso seleccionado será entonces 0,9 ya que es el ajuste de time dial que se encuentra posterior al valor de 0,82 calculado como se observa en las curvas del relé SEL 351 del anexo 7.

Al final de la curva de sobrecorriente de fase de tiempo inverso se le agrega una función de protección de sobrecorriente de tiempo definido ajustada en 4 000 A como medida de seguridad ante altos niveles de falla. El tiempo de retardo para esta función se escoge en 50 ms para evitar operaciones en falso por las corrientes de inrush anteriormente calculadas.

Adicionalmente también se agrega un elemento de sobrecorriente de tiempo definido como protección de respaldo local por sobrecarga ajustado a un 110 % de la corriente nominal del banco de capacitores y un retardo de tiempo de 5 seg. En la siguiente figura se detalla la coordinación de las funciones de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido con la curva característica del fusible seleccionado mediante el software ASPEN.

Figura 140. Coordinación de funciones 50F/51F de banco de capacitores



Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

3.7.5. Ajuste de protección de sobrecorriente de neutro de tiempo inverso 51N

Para brindar protección de respaldo a la función 51F se emplea una función de sobrecorriente de neutro de tiempo inverso 51N la cual opera con valores de corriente de secuencia cero $3I_0$ para fallas de fase a tierra en donde dichas corrientes de falla retornan por el neutro del banco de capacitores y son detectadas mediante los valores de secuencia cero.

Los ajustes de PickUp del relé SEL 351 se encuentran en un rango entre 0,5-16 A y debido a que los niveles de falla a través del neutro pueden variar se escoge el valor mínimo de PickUp que puede ser detectado por el relé.

$$I_{PickUp (51N)} = 0,5 A \text{ (secundarios)}$$

$$I_{PickUp (51N)} = 0,5A \left(\frac{600}{5} \right) = 60 A \text{ (primarios)}$$

La curva de la función 51N debe coordinarse de manera que esta quede por encima de la curva de la función 51F, por lo que la curva del relé SEL 351 más apropiada para la función 51N es la curva C1, IEC Estándar Inverse del anexo 3.

Para la selección del multiplicador de tiempo o time dial se debe determinar el multiplicador de PickUp M es decir a cuantas veces del ajuste de PickUp corresponde el nivel de falla. Para esta curva se emplea el nivel de falla de la protección de sobrecorriente de fase de tiempo definido 50 F anteriormente definida es decir a 4 000 A.

Con una relación de transformación del CT del neutro del banco de capacitores de 600/5 empleado para el relé de sobrecorriente, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$I_{falla (sec)} = \frac{4\ 000\ A}{120} = 33,33\ A$$

$$M = \frac{I_{falla (sec)}}{I_{PickUp (51N)}}$$

$$M = \frac{33,33\ A}{0,5\ A} = 66,67\ veces\ el\ PickUp$$

Al observar la curva de sobrecorriente de fase de tiempo inverso 51 F para un nivel de falla de 4 000 A, el tiempo de operación corresponde a 0,3 seg, por lo que este tiempo también deberá ser considerado para la operación de la función 51 N.

Con el multiplicador de PickUp M y el tiempo de operación del relé para el nivel de falla de la función 50 F se determina el time dial haciendo uso de la ecuación de la curva de sobrecorriente del relé, la cual se obtiene del manual del relé SEL 351. Para una curva C1, IEC Estándar Inverse, la ecuación correspondiente es:

$$T_P = T_D \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right)$$

Donde:

T_P = tiempo de operación de la protección.

T_D = multiplicador de tiempo o time dial.

M = múltiplo del Pickup del relé.

Despejando el time dial T_D de la ecuación anterior se obtiene:

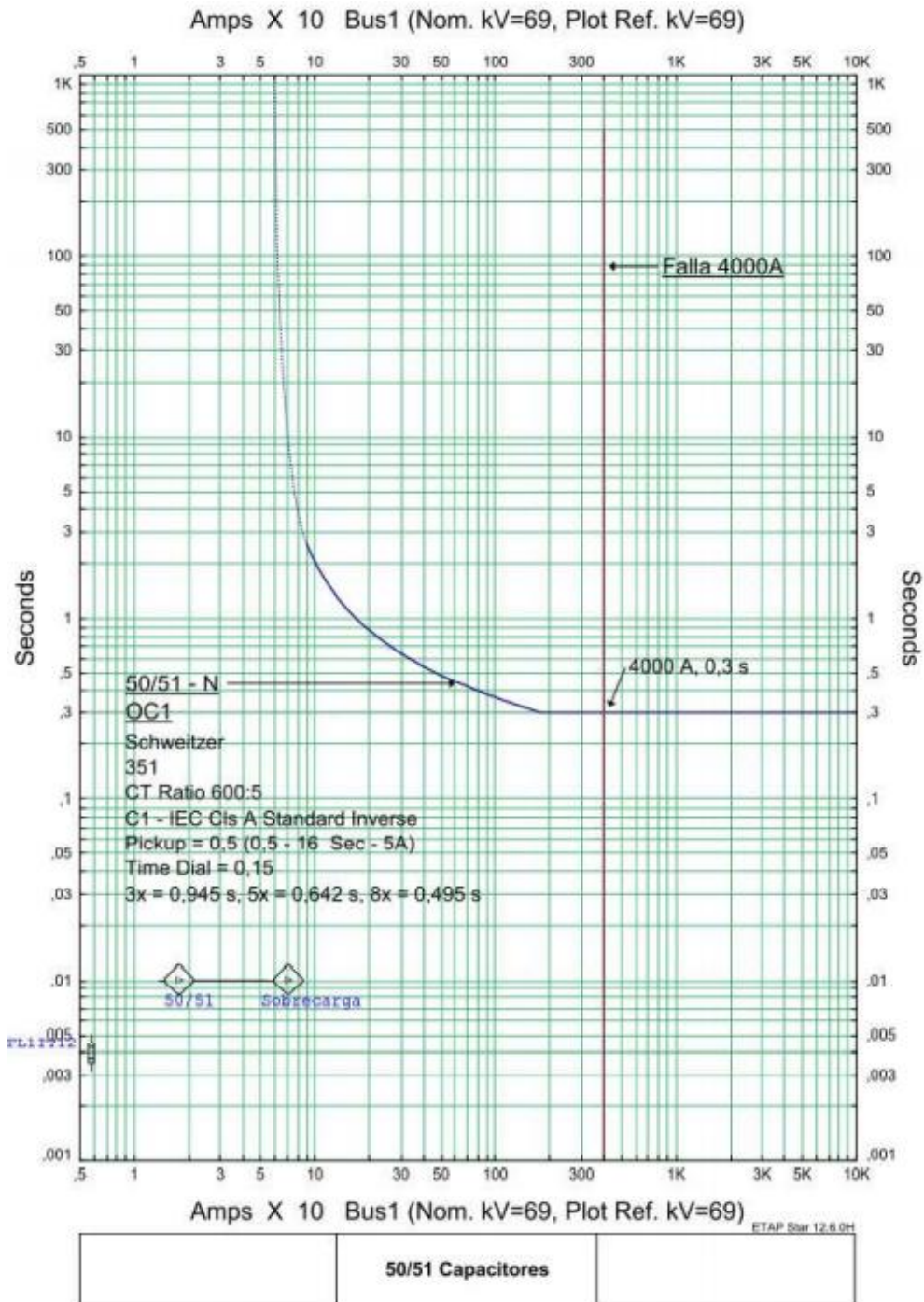
$$T_D = \frac{T_P(M^{0,02} - 1)}{0,14}$$

$$T_D = \frac{0,3(66,67^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,19$$

El multiplicador de tiempo o time dial para la curva C1, IEC Estándar Inverse de la función de sobrecorriente de neutro de tiempo inverso seleccionado será entonces 0,2 ya que es el ajuste de time dial que se encuentra posterior al valor de 0,19 calculado como se observa en las curvas del relé SEL 351 del anexo 3.

En la siguiente figura se muestra la coordinación de la curva de operación de la función de protección de sobrecorriente de neutro 51N para los bancos de capacitores de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur.

Figura 141. Coordinación de función 51N de bancos de capacitores



Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

3.7.6. Protección por desbalance

La protección de desbalance emplea una función de sobrecorriente de neutro de tiempo definido 50 N la cual es la encargada de operar cuando existe un desbalance en el neutro del banco de capacitores por la operación de los fusibles de las celdas capacitivas dejando fuera de servicio a las mismas y provocando un desbalance y sobretensión. Para los ajustes de esta función es necesario elaborar un análisis del comportamiento de los bancos de capacitores cuando fallen o estén fuera de servicio una o más celdas capacitivas.

3.7.6.1. Análisis de tensiones y corrientes en condiciones normales

Para este análisis es necesario determinar la reactancia capacitiva de cada celda la cual se determina de la siguiente manera:

$$X_{c\ celda} = \frac{1}{2 * \pi * f * C}$$

$$X_{c\ celda} = \frac{1}{2 * \pi * 60 * 1,55\ \mu F} = 1\ 711,343\ \Omega$$

Al estar conformado cada grupo por 12 celdas capacitivas en paralelo la reactancia capacitiva por grupo se calcula como:

$$X_{c\ grupo} = \frac{1\ 711,343\ \Omega}{12}$$

$$X_{c\ grupo} = 142,612\ \Omega$$

Debido a que cada fase está conformada por 3 grupos en serie de celdas capacitivas la reactancia capacitiva por fase del banco de capacitores se calcula de la siguiente manera:

$$X_{c\ fase} = 142,612 * 3 = 427,836 \Omega$$

La corriente que circula por cada fase de los bancos de capacitores es decir por cada grupo de celdas capacitivas se determina de la siguiente manera:

$$I_{fase} = \frac{V_{fase}}{X_{c\ fase}}$$

$$I_{fase} = \frac{69\ KV/\sqrt{3}}{427,836\ \Omega} = 93,11\ A$$

Al haber 12 celdas capacitivas por grupo, la corriente que pasa por cada una de las celdas será entonces:

$$I_{por\ celda} = \frac{93,11\ A}{12} = 7,759\ A$$

Donde la tensión por grupo y por celda será:

$$V_{grupo} = I_{fase} * X_{c\ grupo}$$

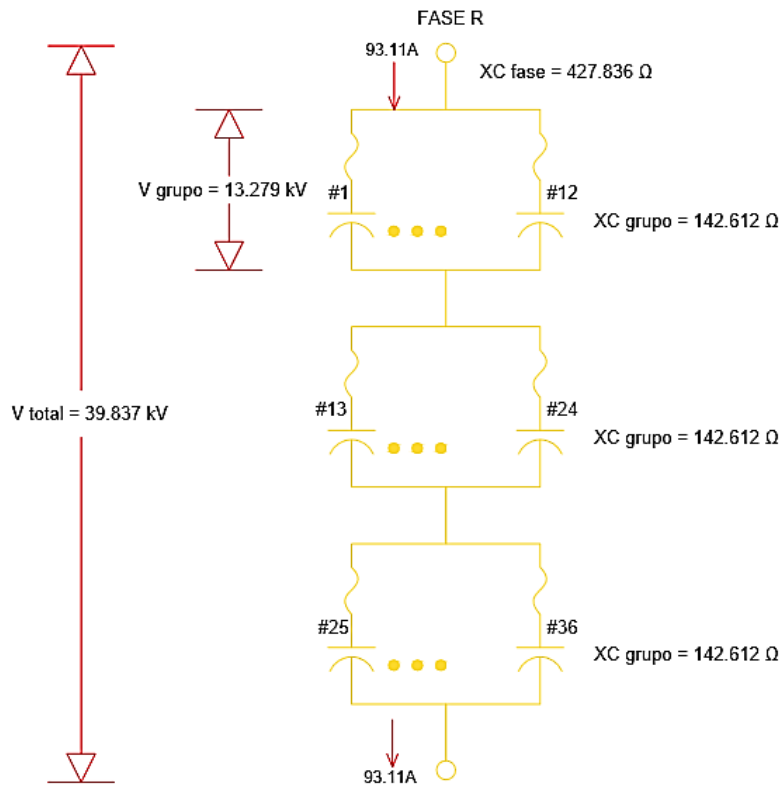
$$V_{grupo} = 93,11 * 142,612 = 13,279\ KV$$

Al ser un sistema balanceado dado que el banco de capacitores opera en condiciones normales para este análisis la corriente que debe circular por el neutro del mismo debe ser igual a cero.

$$I_{neutro} = 3I_0 = |\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C|$$

$$|93,11[0^0 A + 93,11[240^0 A + 93,11[120^0 A| = 0 A$$

Figura 142. **Banco de capacitores bajo condiciones normales**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.7.6.2. Análisis de tensiones y corrientes con una celda capacitiva en cortocircuito

Cuando una celda del banco de capacitores se encuentra en corto circuito la reactancia capacitiva del grupo es cero por lo que la reactancia total tiende a disminuir. Como consecuencia la tensión en el grupo de la celda cortocircuitada

es cero hasta que el fusible se funda, mientras que en los grupos sanos seguirá siendo la misma tensión anteriormente calculada.

$$X_{c \text{ grupo fallado}} = 0 \Omega$$

$$X_{c \text{ grupo sano}} = 142,612 \Omega$$

Cuando existe una celda capacitiva en cortocircuito la reactancia de dicho grupo es cero por lo que la reactancia por fase se calcula de la siguiente manera:

$$X_{c \text{ fase}} = 142,61 * 2 = 285,22 \Omega$$

Como consecuencia de la reducción de la reactancia por fase la corriente que pasa en la fase correspondiente, por el fusible y la celda cortocircuitada, así como por los grupos aumenta, esta se calcula de la siguiente manera:

$$I_{\text{fase}} = \frac{V_{\text{fase}}}{X_{c \text{ fase}}}$$

$$I_{\text{fase}} = \frac{69/\sqrt{3} \text{ KV}}{285,22 \Omega} = 139,67 \text{ A}$$

El valor de corriente de fase anteriormente calculado equivale al 150 % de la corriente de fase en condiciones normales de operación. Con dicho aumento en la corriente el voltaje en los grupos de celdas capacitivas sanas sin falla aumenta, este se calcula de la siguiente manera:

$$V_{\text{grupo sano}} = I_{\text{fase}} * X_{c \text{ grupo sano}}$$

$$V_{\text{grupo sano}} = 139,67 * 142,61$$

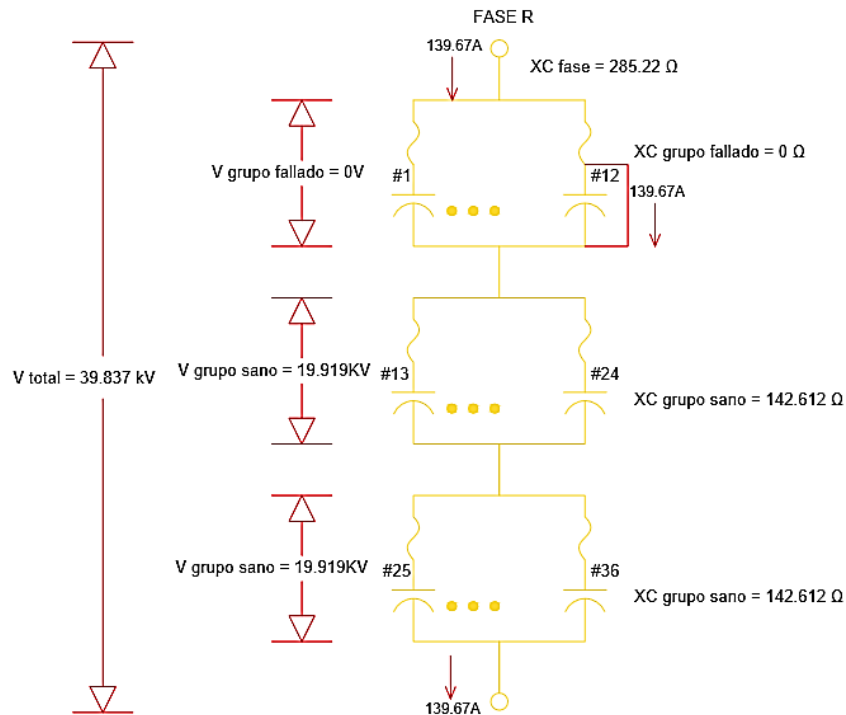
$$V_{\text{grupo sano}} = 19,918 \text{ KV}$$

Este valor de voltaje equivale al 150 % de la tensión en condiciones normales de operación. Asumiendo que la fase fallada es la fase R, entonces la corriente que circula por el neutro se calcula de la siguiente manera:

$$I_{\text{neutro}} = 3I_0 = |\vec{IA} + \vec{IB} + \vec{IC}|$$

$$|139,67[0^\circ \text{ A} + 93,11[240^\circ \text{ A} + 93,11[120^\circ \text{ A}] = 46,56 \text{ A}$$

Figura 143. Banco de capacitores con una celda en cortocircuito



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.7.6.3. Análisis de tensiones y corrientes con una celda fuera de servicio

Una celda capacitiva queda fuera de servicio cuando se ha dado la operación de su fusible a causa de una sobrecorriente o un cortocircuito, cuando esto sucede la reactancia capacitiva en el grupo cambia y por consiguiente la tensión. Para este análisis se vuelve a calcular la reactancia de cada celda capacitiva como sigue.

$$X_{c\ celda} = \frac{1}{2 * \pi * 60 * 1,55\ \mu F} = 1\ 711,343\ \Omega$$

La reactancia para los grupos sanos en la que sus 12 celdas capacitivas se encuentran operando se determina de la siguiente manera:

$$X_{c\ grupo\ sano} = \frac{1\ 711,343\ \Omega}{12}$$

$$X_{c\ grupo\ sano} = 142,612\ \Omega$$

Para el grupo fallado en el que una celda se queda fuera de servicio la reactancia aumenta como se muestra en el siguiente cálculo:

$$X_{c\ grupo\ fallado} = \frac{1\ 711,343\ \Omega}{11}$$

$$X_{c\ grupo\ fallado} = 155,577\ \Omega$$

De lo anterior la reactancia total para la fase de análisis se determina de la siguiente manera:

$$X_{C \text{ fase}} = X_{C \text{ grupo fallado}} + 2 * X_{C \text{ grupo sano}}$$

$$X_{C \text{ fase}} = 155,577 \Omega + 2 * 142,612 \Omega$$

$$X_{C \text{ fase}} = 440,801 \Omega$$

La corriente que circulará por la fase correspondiente del banco de capacitores y por cada grupo de celdas será:

$$I_{\text{fase}} = \frac{69 \text{ kV} / \sqrt{3}}{440,801 \Omega} = 90,375 \text{ A}$$

Este valor de corriente equivale 97,06 % de la corriente de fase en condiciones normales de operación, por lo que cuando existe una celda fuera de servicio la corriente de fase disminuye ligeramente. Al haber 11 celdas capacitivas operando en el grupo con falla la corriente que circulará por cada celda capacitiva será entonces

$$I_{\text{celda en grupo con falla}} = \frac{90,375}{11} = 8,216 \text{ A}$$

Lo cual indica un incremento en la corriente por celda en el grupo con falla ya que el cálculo anterior equivale al 105,9 % de la corriente por celda en condiciones normales de operación.

La tensión en el grupo con la celda fallada se calcula de la siguiente manera:

$$V_{\text{grupo fallado}} = I_{\text{fase}} * X_{C \text{ grupo fallado}}$$

$$V_{\text{grupo fallado}} = 90,375 * 155,577$$

$$V_{\text{grupo fallado}} = 14,060 \text{ kV}$$

La tensión del grupo con falla equivale al 105,88 % de la tensión en los grupos bajo condiciones normales de operación por lo que en el grupo fallado la tensión se incrementa levemente.

La tensión en los grupos sanos se calcula de la siguiente manera:

$$V_{\text{grupo sano}} = I_{\text{fase}} * X_c \text{ grupo sano}$$

$$V_{\text{grupo sano}} = 90,375 * 142,612$$

$$V_{\text{grupo sano}} = 12,888 \text{ kV}$$

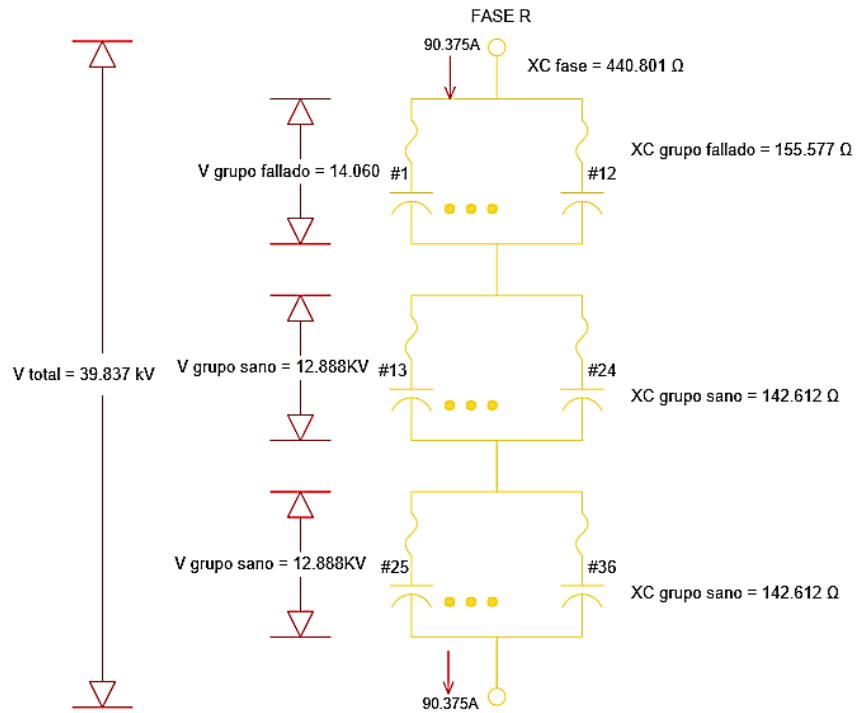
La tensión del grupo sano calculada equivale al 97,05 % de la tensión de los grupos bajo condiciones normales de operación. Asumiendo que la fase fallada es la fase R, entonces la corriente que circula por el neutro se calcula de la siguiente manera:

$$I_{\text{neutro}} = 3I_0 = |\vec{IA} + \vec{IB} + \vec{IC}|$$

$$|90,375[0^0 \text{ A} + 93,11[240^0 \text{ A} + 93,11[120^0 \text{ A}] = 2,74 \text{ A}$$

En la siguiente figura se detallan los cálculos para el análisis de tensiones y corrientes con una celda capacitiva fuera de servicio.

Figura 144. Banco de capacitores con una celda fuera de servicio



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

El procedimiento anterior se vuelve a repetir para dos celdas capacitivas fuera de servicio, así como tres celdas capacitivas fuera de servicio a fin de obtener el comportamiento del banco de capacitores ante la ausencia de celdas capacitivas.

En la siguiente tabla se resumen los datos calculados del análisis de tensiones y cortocircuitos para las condiciones antes mencionadas.

Tabla XXXIX. **Desbalance en banco de capacitores de 69 kV**

Parámetro	Condiciones normales	Con 1 celda en cortocircuito	Con 1 celda fuera de servicio	Con 2 celdas fuera de servicio	Con 3 celdas fuera de servicio
Tensión en grupos sanos	13,279 kV	19,919 kV 150 %	12,888 kV 97,05 %	12,449 kV 93,72 %	11,951 kV 90 %
Tensión en grupo con falla	-----	0,00 kV	14,060 kV 105,88 %	14,939 kV 112,5 %	15,935 kV 120 %
Corriente por fase	93,11 A	139,67 A 150 %	90,375 A 97,1 %	87,294 A 93,8 %	83,802 A 90 %
Corriente por celda en grupo fallado	7,759 A	-----	8,216 A 105,9 %	8,729 A 112,5 %	9,311 A 120 %
Corriente en fusible con celda en cortocircuito	-----	139,67 A			
Corriente de neutro	0 A	46,56 A	2,74 A	5,82 A	9,31 A

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

De la tabla XXXIX se puede observar que a medida que quedan fuera de servicio más celdas capacitivas ocurre un incremento en la tensión del grupo con la celda fallada.

Según la norma IEEE Std18 establece que la sobretensión en las celdas capacitivas no dañadas del grupo con falla no debe exceder del 110 % de su tensión nominal. Con una celda fuera de servicio la sobretensión en el grupo fallado es de 105,88 % y la corriente que circula por las celdas restantes es de 105,9 % mayor a la nominal, por lo que el banco de capacitores podrá seguir funcionando.

3.7.6.4. Ajustes de la función 50 N

Los ajustes de la función 50 N para la protección contra desbalances en los bancos de capacitores deben considerar un ajuste de alarma, un ajuste por un primer disparo y otro ajuste por un segundo disparo.

Para el ajuste de alarma se considera el 80 % de la corriente que circula por el neutro cuando el banco posee una celda fuera de servicio en un tiempo definido de 5 seg. Del análisis del subcapítulo anterior la corriente que pasa por el neutro cuando hay una celda fuera de servicio tiene un valor de 2,74 A, y teniéndose una relación de transformación de 90/5 para el CT de neutro del banco de capacitores 1 el ajuste se calcula mediante la ecuación 2,35 de la siguiente manera:

$$I_{P.U \text{ alarma banco } 1} = \frac{0,8 \times 2,74 \text{ A}}{90/5}$$

$$I_{P.U \text{ alarma banco } 1} = 0,122 \text{ A}$$

Para el banco de capacitores 2 y 3 se tiene una relación de transformación del CT de neutro de 10/5 por lo que el ajuste se calcula como:

$$I_{P.U \text{ alarma bancos } 2 \text{ y } 3} = \frac{0,8 \times 2,74 \text{ A}}{10/5}$$

$$I_{P.U \text{ alarma bancos } 2 \text{ y } 3} = 1,096 \text{ A}$$

Para el ajuste del primer disparo se considera el 80 % de la corriente que circula por el neutro de los bancos de capacitores con 2 celdas fuera de servicio en un tiempo definido de 5 seg. De los datos de la tabla XXXIX se obtiene una

corriente de neutro de 5,82 A y teniéndose una RTC de 90/5 para el banco de capacitores 1 el ajuste se calcula mediante la ecuación 2,35 de la siguiente manera:

$$I_{P.U \text{ primer disparo banco } 1} = \frac{0,8 \times 5,82 \text{ A}}{90/5}$$

$$I_{P.U \text{ primer disparo banco } 1} = 0,259 \text{ A}$$

Para el banco de capacitores 2 y 3 se tiene una relación de transformación del CT de neutro de 10/5 por lo que el ajuste se calcula como:

$$I_{P.U \text{ primer disparo bancos } 2 \text{ y } 3} = \frac{0,8 \times 5,82 \text{ A}}{10/5}$$

$$I_{P.U \text{ primer disparo bancos } 2 \text{ y } 3} = 2,328 \text{ A}$$

Para el ajuste de segundo disparo se considera el 80 % de la corriente que circula por el neutro de los bancos de capacitores con 3 celdas fuera de servicio ya que bajo estas condiciones de operación se provoca un desbalance más severo. El tiempo de operación se toma en 800 ms el cual es un tiempo ligeramente superior al de la curva de libramiento total del fusible como se ve en la figura 145. De los datos de la tabla XXXIX se obtiene una corriente de neutro de 9,31 A y teniéndose una RTC de 90/5 para el banco de capacitores 1 el ajuste se calcula mediante la ecuación 2,35 de la siguiente manera:

$$I_{P.U \text{ segundo disparo banco } 1} = \frac{0,8 \times 9,31 \text{ A}}{90/5}$$

$$I_{P.U \text{ segundo disparo banco } 1} = 0,414 \text{ A}$$

Para el banco de capacitores 2 y 3 el ajuste se calcula como:

$$I_{P.U \text{ segundo disparo bancos 2 y 3}} = \frac{0,8 \times 9,31 \text{ A}}{10/5}$$

$$I_{P.U \text{ segundo disparo bancos 2 y 3}} = 3,724 \text{ A}$$

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de desbalance (50 N) de los bancos de capacitores de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XL. **Ajustes de protección de desbalance 50N**

	50N Alarma t=5 seg	50N Disparo primer escalón t=5 seg	50N Disparo segundo escalón t=800 ms
Pickup para banco de capacitores 1	0,122 A	0,259 A	0,414 A
Pickup para bancos de capacitores 2 y 3	1,096 A	2,338 A	3,724 A

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.7.6.5. **Ajuste de protección contra baja tensión 27B y sobre tensión 59B**

Para la protección contra sobre tensión en barra de los bancos de capacitores se debe ajustar a un 112 % de la tensión nominal con un retardo de tiempo de 2 seg, y esta se determina mediante la ecuación 2,36 de la siguiente manera:

$$PickUp_{(59B)} = \frac{1,12 * 69 \text{ kV}}{690}$$

$$PickUp_{(59B)} = 112 \text{ V}$$

La protección contra baja tensión 27B de los bancos de capacitores se ajusta al 80 % de la tensión nominal con un retardo de 2 seg. Para estos ajustes se toma la relación de transformación de los transformadores de tensión RTP la cual es de 690/1 para los 3 bancos. El ajuste de pickup para la protección contra baja tensión 27B se determina mediante la ecuación 2,37 de la siguiente manera:

$$PickUp_{(27B)} = \frac{0,8 * 69 \text{ kV}}{690}$$

$$PickUp_{(27B)} = 80 \text{ V}$$

3.8. Ingeniería de integración para protección de distancia en líneas de transmisión de 69 kV

Para la protección de distancia en las líneas de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur se emplean los relés de protección SEL 311C y 311L. Dependiendo de la forma de disparo del interruptor asociado a la línea de transmisión se utilizan los relés SEL 311C para disparos tripolares y los relés SEL 311L que cuentan con lógica avanzada para disparos monopolares.

Debido a que la Subestación Guatemala Sur cuenta con 9 líneas de transmisión para la distribución de energía en 69 kV para este capítulo se realizará el análisis y la ingeniería a detalle correspondientes a los ajustes de la protección de distancia de la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega, el procedimiento a seguir, así como la ingeniería a detalle son similares para establecer las configuraciones de las demás protecciones de distancia asociadas a las líneas de transmisión restantes de la Subestación Guatemala Sur, por lo que al final se detallarán los ajustes de cada protección.

3.8.1. Datos generales de impedancias

Para la determinación de los ajustes de las zonas de protección de distancia es necesario conocer los valores de impedancias de secuencia positiva de las líneas de transmisión adyacentes asociadas a la línea de transmisión en análisis para este caso la línea Guatemala Sur-La Vega. En la siguiente tabla se detallan los valores de impedancia de secuencia positiva correspondientes al sistema de distribución para la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega.

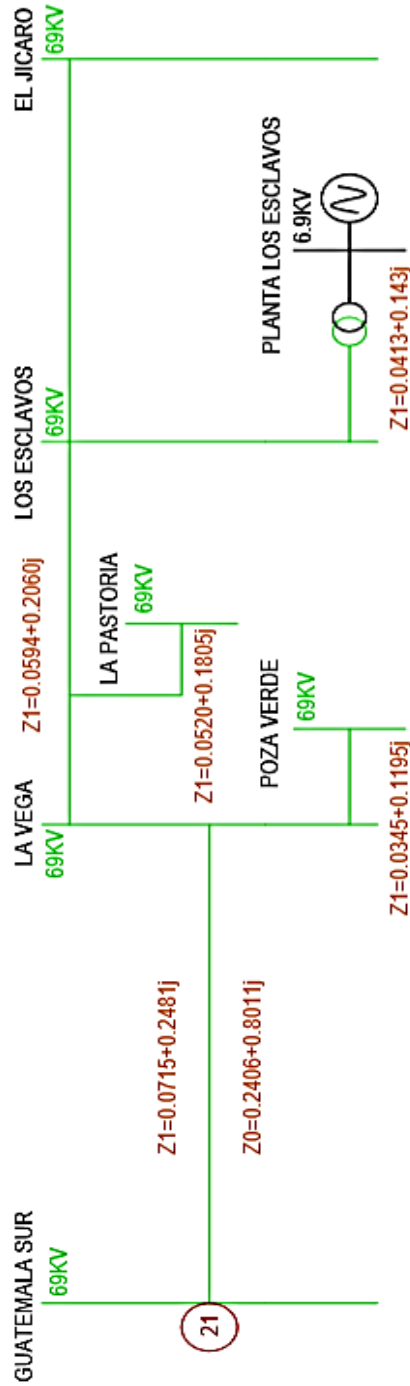
Tabla XLI. **Impedancias de secuencia positiva en p.u**

Nombre de la línea	Abreviatura	Impedancia de secuencia positiva Z_1 p.u
Guatemala Sur-La Vega	GS-LV	0,0715+0,2481j
La Vega-Poza Verde	LV-PV	0,0345+0,1195j
La Vega-La Pastoría	LV-LP	0,0520+0,1805j
La Vega-Los Esclavos	LV-LE	0,0594+0,2060j
Los Esclavos-Planta Los Esclavos	LE-PE	0,0413+0,143j

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por sección de protecciones, Subestación Guatemala Sur.

En la figura 146 se muestra el diagrama unifilar asociado con la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega, donde se detallan las subestaciones adyacentes, así como los valores de impedancia en valores por unidad correspondientes a cada una de las líneas de transmisión.

Figura 146. Diagrama unifilar para línea Guatemala Sur-La Vega



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

3.8.2. Conversión de impedancias

Debido a que los datos de la tabla XLI se obtuvieron del software Aspen los valores de impedancia de las líneas de transmisión del sistema nacional interconectado SNI se encuentran en valores primarios por unidad como se muestra en la figura 147, por lo que primero se deben convertir a valores de impedancia primaria real.

Figura 147. Datos de impedancia

GSU2 69.kV - LVG 69.kV

Name= gsu-lvg-69 Ckt ID= 1

Length= 25 km Type Horz. Dove

Branch Parameters

R= 0.0715 X= 0.2481 Recompute from table

R0= 0.2406 X0= 0.80114

G1= 0 B1= 0.0042 G2= 0 B2= 0.0042

G10= 0 B10= 0.00216 G20= 0 B20= 0.00216

Current Ratings (A)

A: 450.166 B: 527.146 C: 530 D: 600

I²T Rating = 0 Amp² Sec

Metered at: GSU2 69. kV

Memo:
GSU-LVG-69, 25 kms

Date In-service: N/A Out-of-service: N/A

Tags: None

Mutuals... OK Cancel Help

Last changed Dec 10, 2018

Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

Para convertir los valores de impedancia en p.u a valores reales primero se debe determinar la impedancia base, para ello se emplea una base de tensión de 69 kV correspondiente a la tensión nominal de la línea y una base de potencia aparente de 100 MVA la cual corresponde a la base de potencia para el SNI. La impedancia base se calcula mediante la ecuación 2,14 de la siguiente manera:

$$Z_{base} = \frac{(69 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6}$$

$$Z_{base} = 47,61 \Omega$$

Con la impedancia base, se pueden determinar los valores de impedancia reales de las líneas de transmisión, para la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega la impedancia real en valores primarios se calcula mediante la ecuación 2,12.

$$Z_{real} = Z_{p.u} * Z_{base}$$

$$Z_{real} = (0,0715 + 0,2481j) * (47,61)$$

$$Z_{real} = 3,4041 + 11,8120j \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran los valores reales de impedancias de secuencia positiva para las líneas de transmisión asociadas con la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega.

Tabla XLII. **Impedancias de secuencia positiva en ohmios primarios**

Nombre de la línea	Abreviatura	Impedancia de secuencia positiva Z_1 en Ω
Guatemala Sur-La Vega	GS-LV	3,4041+11,8120j
La Vega-Poza Verde	LV-PV	1,6425+5,6894j
La Vega-La Pastoría	LV-LP	2,4757+8,5936j
La Vega-Los Esclavos	LV-LE	2,8280+9,8077j
Los Esclavos-Planta Los Esclavos	LE-PE	1,9663+6,8082j

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Debido a que los ajustes de los relés de protección de distancia SEL 311C y SEL 311L se ingresan en valores secundarios, los datos de impedancia de la tabla XLII se deben convertir a valores secundarios, dada una relación de transformación de 1 200/5 para los CT y de 690/1 para los PT las impedancias de secuencia positiva en ohmios secundarios se determinan mediante la ecuación 2,18 como se muestra para la línea de transmisión Guate Sur-La Vega.

$$Z_{1(GS-LV)sec} = (3,4041 + 11,8120j \Omega) * \left(\frac{240}{690}\right)$$

$$Z_{1(GS-LV)sec} = 1,1840 + 4,1085j \Omega$$

$$Z_{1(GS-LV)sec} = 4,28[73,92^0 \Omega$$

En la siguiente tabla se muestran las impedancias de secuencia positiva en valores secundarios de las líneas de transmisión asociadas para la determinación de los ajustes de protección de distancia.

Tabla XLIII. **Impedancias de secuencia positiva en ohmios secundarios**

Nombre de la línea	Abreviatura	Z_1 en Ω secundarios notación rectangular	Z_1 en Ω secundarios notación polar
Guatemala Sur-La Vega	GS-LV	1,1840+4,1085j	4,28[73,92 ⁰
La Vega-Poza Verde	LV-PV	0,5713+1,9789j	2,06[73,90 ⁰
La Vega-La Pastoría	LV-LP	0,8611+2,9891j	3,11[73,93 ⁰
La Vega-Los Esclavos	LV-LE	0,9836+3,4114j	3,55[73,92 ⁰
Los Esclavos-Planta Los Esclavos	LE-PE	0,6839+2,3681j	2,46[73,89 ⁰

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.8.3. Análisis para fallas de fase

Para la protección contra fallas de fase se emplea una característica de protección de distancia tipo mho con tres zonas de protección. Debido a que la característica de disparo del interruptor para la bahía de la línea Guatemala Sur-La Vega es tripolar se emplea el relé SEL 311C, al cual se le ajustan las zonas de protección de forma independiente en la dirección frontal a la ubicación del relé para este caso en la dirección frontal a la Subestación Guatemala Sur. Los cálculos de alcance para cada zona de protección se determinan mediante las impedancias de secuencia positiva en ohmios secundarios de las líneas de transmisión usando la notación polar para facilitar los cálculos de la tabla XLIII.

3.8.3.1. Ajuste de alcance para zona 1

El ajuste de alcance para la zona 1 se determina considerando el 85 % de la línea protegida por el relé de distancia que corresponde a la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega como se muestra en la figura 146. De los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 1 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 1} = 0,85 * Z_{1\ (GS-LV)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 1} = 0,85 * 4,28[73,92^0$$

$$Z_{zona\ 1} = 3,64[73,92^0\ \Omega$$

El tiempo de operación para la zona 1 se ajusta sin retardo de tiempo es decir en un tiempo instantáneo.

$$t_{zona\ 1} = Instantáneo$$

3.8.3.2. Ajuste de alcance para zona 2

El ajuste de alcance para la zona 2 se determina considerando el 100 % de la línea protegida por el relé de distancia más el 50 % de la línea adyacente más corta que para este caso corresponde a la línea de transmisión La Vega-Poza Verde como se muestra en la figura 146. De los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 2 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 2} = Z_{1\ (GS-LV)\ sec} + 0,5Z_{1\ (LV-PV)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 2} = 4,28[73,92^0 + 0,5 * 2,06[73,90^0$$

$$Z_{zona\ 2} = 5,31[73,92^0\ \Omega$$

Debido a que el alcance de la zona 2 de la protección de distancia se emplea para brindar protección de respaldo para la línea adyacente más corta el tiempo de operación para la zona 2 se debe ajustar considerando un retardo de tiempo

de 0,3 seg es decir 18 ciclos a manera que la protección principal de distancia ubicada en la subestación La Vega libere antes la falla.

$$t_{zona\ 2} = 18\ \text{ciclos}$$

3.8.3.3. Ajuste de alcance para zona 3

El ajuste de alcance para la zona 3 se determina considerando el 100 % de la línea protegida por el relé de distancia más el 100 % de la línea adyacente más larga para este caso la línea La Vega-Los Esclavos más el 25 % de la línea adyacente a esta última más corta que corresponde a la línea Los Esclavos-Planta los Esclavos como se muestra en la figura 146. De los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 3 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 3} = Z_{1\ (GS-LV)\ sec} + Z_{1\ (LV-LE)\ sec} + 0,25Z_{1\ (LE-PE)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 3} = 4,28[73,92^0 + 3,55[73,92^0 + 0,25 * 2,46[73,89^0$$

$$Z_{zona\ 3} = 8,45[73,91^0\ \Omega$$

Debido a que el alcance de la zona 3 de la protección de distancia se emplea para brindar protección de respaldo para las líneas adyacentes correspondientes a la línea La Vega-Los Esclavos y la línea Los Esclavos-Planta Los Esclavos el tiempo de operación para la zona 3 se debe ajustar considerando un retardo de tiempo de 0,8 seg es decir 48 ciclos a manera que la protección principal de distancia ubicada en la subestación Los Esclavos libere antes la falla y de fallar la protección de distancia en la zona 2 de la Subestación La Vega que opera

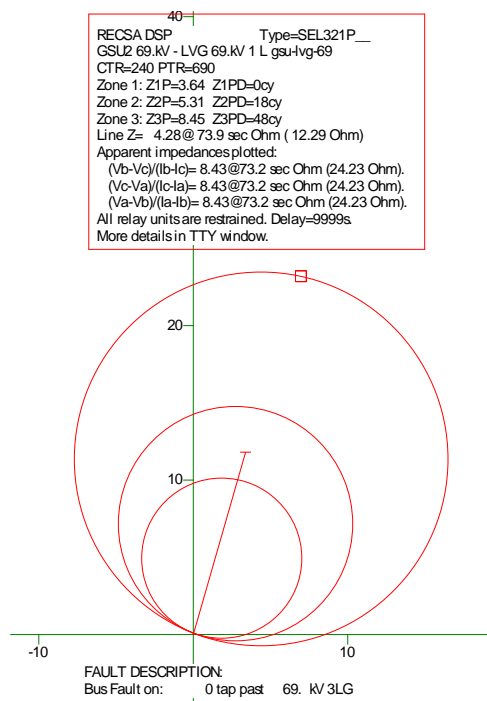
como respaldo pueda despejar la falla antes que el tiempo de operación para la zona 3 de la protección de distancia ubicada en la Subestación Guatemala Sur.

$$t_{zona\ 3} = 48\ \text{ciclos}$$

3.8.3.4. Descripción de ajustes

. En la figura 148 se detalla la característica tipo mho de la protección de distancia empleada para la cobertura de fallas de fase, obtenida mediante el software Aspen y los cálculos anteriormente realizados.

Figura 148. **Característica mho para fallas de fase**



Fuente: elaboración propia, empleando software *Aspen*.

A fin de demostrar la influencia de las corrientes de infeed que ocasionan un incremento en la impedancia medida ubicándola fuera de su zona protección

y que difiere de la impedancia real que existe de la ubicación del relé a la falla como se mencionó en el capítulo 2, los ajustes de las zonas de protección calculados anteriormente se realizaron sin considerar el efecto infeed, sin embargo, para el siguiente análisis se considerará dicho efecto.

3.8.4. Análisis para fallas a tierra

Para la protección contra fallas de tierra los relés SEL 311C emplean una característica de protección de distancia tipo mho y otra cuadrilateral. Para las fallas a tierra al igual que para las fallas de fase se emplean tres zonas de protección que se ajustan de forma independiente en la dirección frontal a la ubicación del relé.

3.8.4.1. Característica mho

Los cálculos de alcance para las zonas de protección de la característica mho corresponden a los mismos determinados para el análisis de fallas de fase, sin embargo, en este análisis se considerará el efecto infeed. En la siguiente tabla se muestran los valores de las constantes de infeed para las tres zonas de protección obtenidas mediante el software Aspen.

Tabla XLIV. **Constantes de infeed**

Zona de protección	Valor de constante infeed
Zona 1	$K_1 = 0$
Zona 2	$K_2 = 0,524$
Zona 3	$K_3 = 0,085$

Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

3.8.4.1.1. Alcance de zona 1

El ajuste de alcance para la zona 1 se determina considerando el 85 % de la línea protegida por el relé de distancia que corresponde a la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega como se muestra en la figura 146. Debido a que la zona 1 no se ve afectada por efecto infeed de los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 1 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 1} = 0,85 * Z_{1(GS-LV)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 1} = 0,85 * 4,28|73,92^0$$

$$Z_{zona\ 1} = 3,64|73,92^0\ \Omega$$

El tiempo de operación para la zona 2 se ajusta con retardo de tiempo al igual que el criterio seleccionado para el análisis de fallas de fase.

$$t_{zona\ 1} = Instantáneo$$

3.8.4.1.2. Alcance de zona 2

El ajuste de alcance para la zona 2 se determina considerando el 100 % de la línea protegida por el relé de distancia más el 50 % de la línea adyacente más corta que para este caso corresponde a la línea de transmisión La Vega-Poza Verde como se muestra en la figura 146. Con la constante de infeed correspondiente a la zona 2 de la tabla XLIV y los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 2 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 2} = Z_{1\ (GS-LV)\ sec} + 0,5 * (1 + K_2) * Z_{1\ (LV-PV)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 2} = 4,28[73,92^0 + 0,5 * (1 + 0,524) * 2,06[73,90^0$$

$$Z_{zona\ 2} = 5,85[73,91^0\ \Omega$$

El ajuste del tiempo de operación para la zona 2 corresponde al mismo criterio seleccionado del análisis anterior para fallas de fase.

$$t_{zona\ 2} = 18\ \text{ciclos}$$

3.8.4.1.3. Alcance de zona 3

El ajuste de alcance para la zona 3 se determina considerando el 100 % de la línea protegida por el relé de distancia más el 100 % de la línea adyacente más larga para este caso la línea La Vega-Los Esclavos más el 25 % de la línea adyacente a esta última más corta que corresponde a la línea Los Esclavos-Planta los Esclavos como se muestra en la figura 146. Con la constante de infeed correspondiente a la zona 3 de la tabla XLIV y los datos de impedancias secundarias de la tabla XLIII el ajuste de alcance para la zona 3 se determina de la siguiente manera:

$$Z_{zona\ 3} = Z_{1\ (GS-LV)\ sec} + (1 + K_3) * Z_{1\ (LV-LE)\ sec} + 0,25 * (1 + K_3) * Z_{1\ (LE-PE)\ sec}$$

$$Z_{zona\ 3} = 4,28[73,92^0 + (1 + 0,085) * 3,55[73,92^0 + 0,25 * (1 + 0,085) * 2,46[73,89^0$$

$$Z_{zona\ 3} = 8,80[73,92^0\ \Omega$$

El tiempo de operación para la zona 3 se ajusta con retardo de tiempo al igual que el criterio seleccionado para el análisis de fallas de fase.

$$t_{zona\ 3} = 48\ \text{ciclos}$$

3.8.4.2. Característica cuadrilateral

Para los ajustes de la característica cuadrilateral empleada en la protección de fallas a tierra se deben considerar los ajustes de alcance reactivo y de alcance resistivo que corresponden al cruce por cero de eje X y Y en el diagrama R-X respectivamente.

3.8.4.2.1. Alcance reactivo

Para el cálculo del alcance reactivo de la zona 1 de protección de la característica cuadrilateral se toma como ajuste el valor de la componente reactiva del alcance de zona 1 de la característica mho.

$$Z_{zona\ 1} = 3,64 \angle 73,92^\circ\ \Omega$$

$$X_{zona\ 1} = 3,64 * \sin(73,92^\circ)$$

$$X_{zona\ 1} = 3,50\ \Omega$$

Para la zona 2 al igual que para el alcance reactivo de la zona 1 se toma como ajuste el valor del componente reactivo del alcance de zona 2 de la característica mho.

$$Z_{zona\ 2} = 5,85 \angle 73,91^\circ\ \Omega$$

$$X_{zona\ 2} = 5,85 * \sin(73,91^{\circ})$$

$$X_{zona\ 2} = 5,62\ \Omega$$

Para el alcance reactivo de la zona 3 de protección de la característica cuadrilateral al igual que para las zonas anteriores se toma como valor de ajuste la componente reactiva del alcance de zona 3 de la característica mho.

$$Z_{zona\ 3} = 8,80 \angle 73,92^{\circ}\ \Omega$$

$$X_{zona\ 3} = 8,80 * \sin(73,92^{\circ})$$

$$X_{zona\ 3} = 8,46\ \Omega$$

Es común que en ocasiones el criterio de ajuste para el alcance reactivo de la característica cuadrilateral se tome al mismo valor de la impedancia del alcance de la característica mho es decir $Z_{zona} = X_{zona}$.

3.8.4.2.2. Alcance resistivo

Para la determinación del alcance resistivo de la zona 1 se considera la componente resistiva del alcance de zona 1 en la característica mho que debe dar cobertura a resistencias de falla típicas entre los 6 Ω y 20 Ω primarios, es por ello que la característica cuadrilateral se emplea para fallas a tierra a manera de cubrir la resistencia de falla que poseen los árboles, ramas u otros objetos que puedan tener contacto entre una fase y la tierra.

Para el ajuste resistivo de la zona 1 se selecciona una resistencia de falla de 12 Ω , por lo que el ajuste del alcance resistivo se determina de la siguiente manera.

$$Z_{zona\ 1} = 3,64 \angle 73,92^\circ \Omega$$

$$R_{zona\ 1} = 3,64 * \cos 73,92^\circ + 12 * \left(\frac{240}{690}\right)$$

$$R_{zona\ 1} = 5,18 \Omega$$

Para el ajuste resistivo de la zona 2 al igual que para la zona 1 se considera la componente resistiva del ajuste de alcance de la zona 2 para la característica mho que debe dar cobertura a una resistencia típica de falla de 12 Ω , por lo que el ajuste de alcance resistivo para esta zona se determina de la siguiente manera.

$$Z_{zona\ 2} = 5,85 \angle 73,91^\circ \Omega$$

$$R_{zona\ 2} = 5,85 * \cos 73,92^\circ + 12 * \left(\frac{240}{690}\right)$$

$$R_{zona\ 2} = 5,80 \Omega$$

La determinación del alcance resistivo para la zona 3 debe cubrir la máxima resistencia de falla contemplando una distancia de separación mínima entre la zona más externa de protección y la zona de carga entre el 20 % y 25 % a fin de evitar operaciones indebidas. Para el ajuste de alcance resistivo de esta zona se debe determinar primero la impedancia de carga mediante la ecuación 2,24, con una tensión nominal de 69 kV y una capacidad de transmisión de 87 MVA para

la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega la impedancia de carga se determina de la siguiente manera:

$$Z_{carga} = \frac{(69 \times 10^3)^2}{87 \times 10^6} \angle 30^\circ$$

$$Z_{carga} = 54,72 \angle 30^\circ \Omega \text{ primarios}$$

Convirtiendo la impedancia de carga a valores de secundario mediante la ecuación 2,18 se tiene:

$$Z_{carga (sec)} = 54,72 \angle 30^\circ * \left(\frac{240}{690}\right)$$

$$Z_{carga (sec)} = 19,03 \angle 30^\circ \Omega$$

Donde las componentes reactivas y resistivas de la impedancia de carga se expresan de la siguiente manera:

$$R_{carga} = 19,03 * \cos(30^\circ)$$

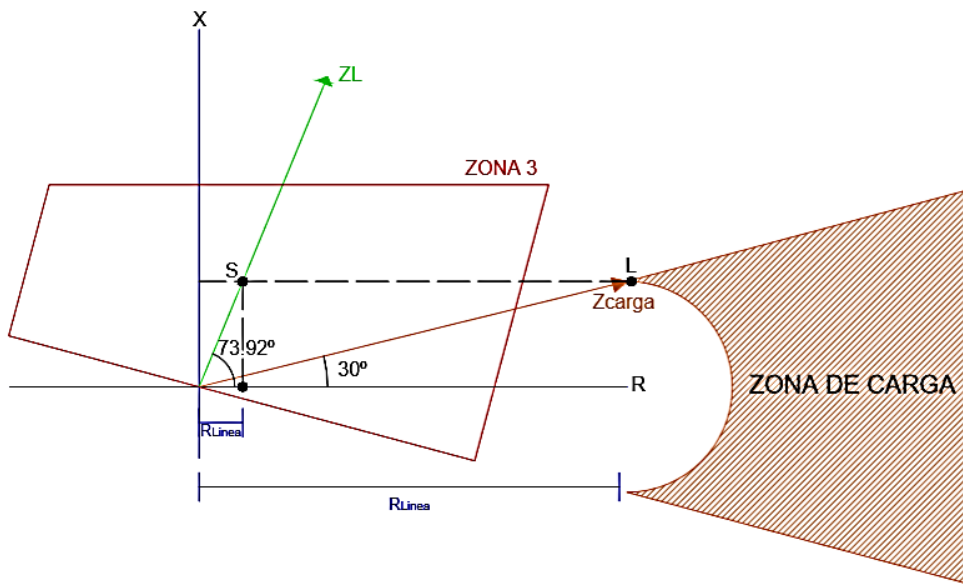
$$R_{carga} = 16,48 \Omega$$

$$X_{carga} = 19,03 * \sin(30^\circ)$$

$$X_{carga} = 9,51j \Omega$$

En la siguiente figura se muestra el esquema para el análisis de la zona más externa considerando la impedancia de carga de la línea de transmisión.

Figura 149. **Análisis de zona externa cuadrilateral**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD Electrical 2019.

Del esquema anterior se debe determinar la distancia SL la cual corresponde a la distancia entre el alcance de impedancia de la línea S y el punto de la zona de carga L. Al observar la figura 149 la distancia SL se expresa como:

$$SL = R_{carga} - R_{linea}$$

La componente resistiva de la impedancia de la línea al punto S se puede calcular determinado el alcance de la impedancia de la línea al punto S sabiendo la componente reactiva de la impedancia de carga como se muestra en la figura 149.

De lo anterior el alcance de la impedancia de la línea al punto S se determina de la siguiente manera:

$$\sin(73,92^\circ) = \frac{X_{carga}}{Z_s}$$

$$Z_s = \frac{X_{carga}}{\sin(73,92^\circ)} = \frac{9,51}{\sin(73,92^\circ)} = 9,90 \Omega$$

Por lo que la componente resistiva del alcance de impedancia de la línea al punto S corresponde a:

$$R_{linea} = Z_s * \cos(73,92^\circ)$$

$$R_{linea} = 9,90 \cos(73,92^\circ)$$

$$R_{linea} = 2,74 \Omega$$

Con los valores de la resistencia de la línea al punto S y la resistencia de la impedancia de carga se puede determinar la distancia SL como sigue la cual se utilizará para verificar el alcance resistivo de la zona más externa de la característica cuadrilateral.

$$SL = 16,48 \Omega - 2,74 \Omega$$

$$SL = 13,74 \Omega$$

Del análisis anterior el alcance resistivo para la zona 3 que corresponde a la zona más externa de la protección de distancia para la línea de transmisión

Guatemala Sur-La Vega se ajustara al 75 % de la distancia SL para proporcionar un margen de separación del 25 %.

$$R_{zona3} = 0,75 * SL$$

$$R_{zona3} = 0,75 * 13,74 \Omega$$

$$R_{zona3} = 10,30 \Omega$$

3.8.4.3. Cálculo de factor de compensación residual

Debido a que la medición efectuada por los relés de distancia se ve afectada por la impedancia de tierra y de los cables de guarda por donde retorna la corriente de cortocircuito durante fallas a tierra como se mencionó en el capítulo 2, se debe determinar el factor de compensación para que el relé pueda ajustar el valor correspondiente a la medición correcta.

Para el relé SEL 311C el factor de compensación residual se calcula mediante la ecuación 2,23. De la tabla XLIII se obtiene la impedancia de secuencia positiva en ohmios secundarios para la línea Guatemala Sur-La Vega que tiene valor de 4,28[7,28°. La impedancia de secuencia cero se obtiene de la figura 147 la cual tiene un valor de:

$$Z_0 = 0,2406 + 0,8011j p.u$$

Este valor de impedancia en valores por unidad se debe expresar en ohmios reales primarios mediante la ecuación 2,12, empleando la impedancia base de 47,61 Ω anteriormente calculada como sigue:

$$Z_0 = (0,2406 + 0,8011j \text{ p.u.}) * (47,61 \Omega)$$

$$Z_0 = 11,4550 + 38,1404j \Omega$$

Convirtiendo la impedancia de secuencia cero a valores secundarios mediante la ecuación 2.18 y considerando las relaciones de transformación de 240 y 690 para CT y PT respectivamente se tiene:

$$Z_{0(sec)} = (11,4550 + 38,1404j) * \left(\frac{240}{690}\right)$$

$$Z_{0(sec)} = 3,9843 + 13,2662j \Omega$$

$$Z_{0(sec)} = 13,85[73,28^0$$

Por lo que el factor de compensación se calcula mediante la ecuación 2.23 de la siguiente manera:

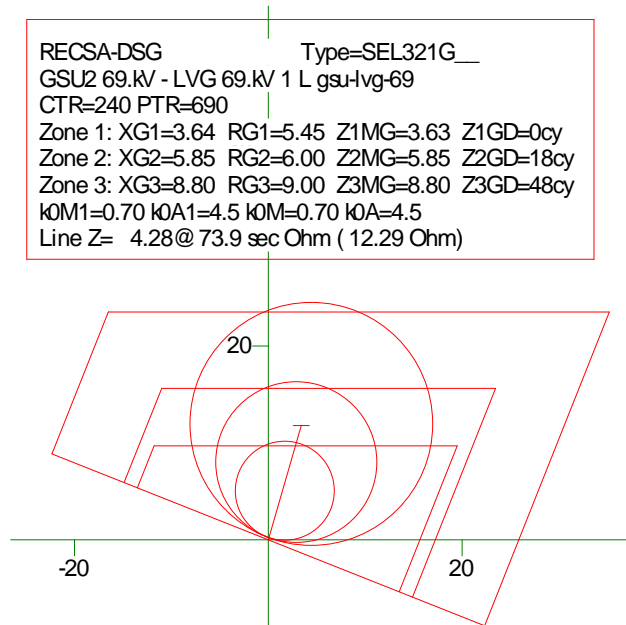
$$K_0 = \frac{13,85[73,28^0 - 4,28[73,92^0}{3 * 4,28[73,92^0}$$

$$K_0 = 0,74[-0,93^0$$

3.8.4.4. Descripción de ajustes

. En la figura 150 se detallan las características tipo mho y cuadrilateral de la protección de distancia empleadas para la cobertura de fallas a tierra, obtenida mediante el software Aspen y los cálculos anteriormente realizados.

Figura 150. **Característica mho y cuadrilateral para fallas a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando software Aspen.

Es importante hacer mención que los ajustes anteriormente calculados se deben adoptar a los rangos propios de los relés por lo que puede existir cierto grado de flexibilidad en los ajustes al momento de configurar las protecciones de distancia siempre considerando que la zona más externa de protección generalmente la zona 3 no se exceda de su límite y se traslape con la zona de carga para evitar operaciones indebidas.

3.8.5. Resumen de ajustes

En este subcapítulo se resumen los ajustes necesarios para las protecciones de distancia correspondientes a las líneas de transmisión de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur, considerando las etiquetas empleadas por los relés SEL para configurar los respectivos ajustes.

El procedimiento y los criterios para determinar los ajustes necesarios se realizaron en el subcapítulo anterior para la línea de transmisión Guatemala Sur-La Vega, el procedimiento de cálculo y los criterios seleccionados son similares para la determinación de los cálculos de las líneas restantes, sin embargo para cada línea de transmisión se debe considerar su propio análisis y estudio de protecciones los cuales con la ayuda de programas computacionales como el software Aspen se pueden facilitar, debido a ello y a lo extenso de los cálculos para el resto de las líneas de transmisión de 69 kV se muestran los ajustes requeridos en las siguientes tablas los cuales fueron obtenidos de la información proporcionada por los relés que se encuentran en operación dentro de la sala de relés de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XLV. **Ajustes Línea Guatemala Sur - La Vega**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 25 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 4,28 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 73,92 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 13,85 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 73,28 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 3,64 Ω	Z2P = 5,85 Ω	Z3P = 8,80 Ω

Continuación de la tabla XLV.

Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 3,64 Ω	Z2MG = 5,85 Ω	Z3MG = 8,80 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 3,50 Ω	XG2 = 5,62 Ω	XG3 = 8,46 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 5,18 Ω	RG2 = 5,80 Ω	RG3 = 10,30 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 48
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,74		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = -0,93 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla XLVI. **Ajustes Línea Guatemala Sur - Santa Mónica 1**

Parámetros de línea	Ajuste
Relé de protección	SEL 311L
Longitud de la línea	LL = 2,21 km
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,58 Ω
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 76,36 °
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 2,28 Ω

Continuación de la tabla XLVI.

Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 77,61 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,47 Ω	Z2P = 1,69 Ω	Z3P = 4,62 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,47 Ω	Z2MG = 1,69 Ω	Z3MG = 4,62 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,46 Ω	XG2 = 1,64 Ω	XG3 = 4,49 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 1,13 Ω	RG2 = 4,11 Ω	RG3 = 10,69 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,98		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = 1,67 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla XLVII. **Ajustes línea Guatemala Sur – Santa Mónica 2**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 2,69 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,39 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 79,70 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 1,61 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 84,09 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,33 Ω	Z2P = 0,62 Ω	Z3P = 1,34 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,33 Ω	Z2MG = 0,62 Ω	Z3MG = 1,34 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,32 Ω	XG2 = 0,61 Ω	XG3 = 1,32 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 0,77 Ω	RG2 = 1,40 Ω	RG3 = 3,03 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 1,044		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = 5,79 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla XLVIII. **Ajustes línea Guatemala Sur – Guadalupe 1**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 3,87 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,99 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 84,23 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 4,02 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 84,09 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,84 Ω	Z2P = 1,36 Ω	Z3P = 1,94 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,84 Ω	Z2MG = 1,36 Ω	Z3MG = 1,94 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,84 Ω	XG2 = 1,35 Ω	XG3 = 1,93 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 5,50 Ω	RG2 = 7,15 Ω	RG3 = 8,58 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 1,014		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = -0,19 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla XLIX. **Ajustes línea Guatemala Sur – Guadalupe 2**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 6 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,54 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 62,62 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 2,38 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 77,48 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,46 Ω	Z2P = 1,58 Ω	Z3P = 4,28 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,46 Ω	Z2MG = 1,58 Ω	Z3MG = 4,28 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,41 Ω	XG2 = 1,40 Ω	XG3 = 3,80 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 4,00 Ω	RG2 = 4,50 Ω	RG3 = 4,75 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 1,130		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = 14 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla L. **Ajustes línea Guatemala Sur – Chimaltenango**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 30,80 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 2,54 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 73,60 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 8,86 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 73,60 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 2,03 Ω	Z2P = 4,32 Ω	Z3P = 8,10 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 2,03 Ω	Z2MG = 4,32 Ω	Z3MG = 8,10 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 1,95 Ω	XG2 = 4,14 Ω	XG3 = 7,77 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 4,32 Ω	RG2 = 6,00 Ω	RG3 = 8,33 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 24	Z3PD = 48
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,830		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = 0,00 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LI. **Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 1**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 8,10 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,69 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 69,40 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 2,22 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 74,15 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,55 Ω	Z2P = 3,50 Ω	Z3P = 8,11 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,55 Ω	Z2MG = 3,50 Ω	Z3MG = 8,11 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,51 Ω	XG2 = 3,28 Ω	XG3 = 7,59 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 4,00 Ω	RG2 = 5,00 Ω	RG3 = 6,00 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,740		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = -4,75 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LII. **Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 2**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 8,10 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,69 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 74,30 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 2,22 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 74,15 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,52 Ω	Z2P = 3,00 Ω	Z3P = 6,89 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,52 Ω	Z2MG = 3,00 Ω	Z3MG = 6,89 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,50 Ω	XG2 = 2,89 Ω	XG3 = 6,63 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 4,00 Ω	RG2 = 5,00 Ω	RG3 = 6,00 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,630		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = -0,22 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LIII. **Ajustes de línea Guatemala Sur – EEGSA 3**

Parámetros de línea	Ajuste		
Relé de protección	SEL 311C		
Longitud de la línea	LL = 8,10 km		
Impedancia de secuencia positiva de la línea	Z1MAG = 0,69 Ω		
Ángulo de secuencia positiva de la línea	Z1ANG = 74,30 °		
Impedancia de secuencia cero de la línea	Z0MAG = 1,99 Ω		
Ángulo de secuencia cero de la línea	Z0ANG = 74,50 °		
Parámetros de alcance	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Ajuste de impedancia para fallas de fase mho	Z1P = 0,52 Ω	Z2P = 2,45 Ω	Z3P = 6,87 Ω
Ajuste de impedancia para fallas de tierra mho	Z1MG = 0,52 Ω	Z2MG = 2,45 Ω	Z3MG = 6,87 Ω
Ajuste reactivo para fallas a tierra cuadrilateral	XG1 = 0,50 Ω	XG2 = 2,36 Ω	XG3 = 6,61 Ω
Ajuste resistivo para fallas a tierra cuadrilateral	RG1 = 4,00 Ω	RG2 = 4,30 Ω	RG3 = 6,00 Ω
Tiempo de operación en ciclos	Z1PD = 0	Z2PD = 18	Z3PD = 36
Parámetro de corrección	Ajuste		
Factor de compensación residual	K0M1 = 0,630		
Ángulo de factor de compensación residual	K0A1 = -0,22 °		

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9. Estimación de costos para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones

Para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur fue necesario de la integración de materiales y equipos tales como tableros de PCYM, cableado, red de fibra óptica, relés de protección, controladores de bahía, controladores de automatización, switches de comunicación, medidores multifuncionales, entre otros mediante diferentes actividades de ingeniería las cuales se resumen a continuación:

- Montaje de tableros de PCYM y conexionado de cableado de control.
- Integración de equipos de protección, control y medición.
- Conexionado y montaje de tableros para servicios auxiliares.
- Integración de equipos de comunicación en casetas.
- Integración de red de fibra óptica.
- Integración de HMI y equipos de comunicación en sala de relés.

La estimación del costo total para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la subestación Guatemala Sur considera cada una de las actividades anteriormente mencionadas además de considerar los costos de cada uno de los equipos, materiales y mano de obra los cuales se describen en los subcapítulos siguientes.

3.9.1. Costos de cableado

Los costos de cableado se han determinado en función de la cantidad de metros de cable utilizado para la conexión de las diferentes señales de los equipos primarios de patio hacia los tableros de PCYM, alimentación de equipos y tableros de PCYM, así como la alimentación de los tableros de servicios auxiliares desde el edificio ubicado en el sótano de la subestación hacia los tableros de distribución de AC y DC dentro de las casetas. En las siguientes tablas se resumen los costos de los diferentes cableados descritos en función de los calibres de los conductores y los metros de cableado utilizado.

Tabla LIV. **Costos de cableado de señales de patio**

Descripción	Calibre de conductor AWG	Cantidad en m	Costo por metro en Q	Costo total en Q
CT de protección y medición	4X10	7 047	38,29	269 829,63
Señales de PT	4X12	1 874	27,50	51 535,00
Señales de falla de interruptor	4X12	195	27,50	5 362,50
Señales de sincronismo	4X12	310	27,50	8 525,00
Estados de interruptor, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4X12	1 115	27,50	30 662,50
Estados de seccionador, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4X12	1 841	27,50	50 627,50
Disparos, Dif de barra 230 kV y 138 kV	4X12	1 440	27,50	39 600,00
Bloqueos por 50BF	4X12	1 440	27,50	39 600,00
Mando y señalización de seccionadores de barra	9X14	367	21,30	7 817,10
Mando y señalización de seccionadores de línea	9X14	170	21,30	3 621,00
Mando y señalización de seccionadores de tierra	9X14	108	21,30	2 300,40
TOTAL				509 480,63

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LV. **Costos de cableado para alimentación de equipos y tableros de PCYM**

Descripción	Calibre de conductor AWG	Cantidad en m	Costo por metro en Q	Costo total en Q
Alimentación de equipos de control 125 Vdc	2X10	255	13,85	3 531,75
Alimentación de equipos de protección 125 Vdc	2X10	400	13,85	5 540,00
Alimentación de equipos de comunicaciones 125 Vdc	2X10	120	13,85	1 662,00
Alimentación de iluminación y calefacción de tableros de PCYM 120/240 Vac	4X12	330	16,92	5 583,60
TOTAL				16 317,35

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LVI. **Costos de cableado para alimentación de tableros de servicios auxiliares**

Descripción	Calibre de conductor AWG	Cantidad en m	Costo por metro en Q	Costo total en Q
Alimentación de tablero DC caseta 1	1X3/0	270	59,95	16 186,50
Alimentación de tablero DC caseta 2	1X3/0	380	59,95	22 781,00
Alimentación de tablero DC caseta 3	1X4/0	482	67,33	32 453,06
Alimentación de tablero DC caseta 6	1X2/0	410	46,46	19 048,60
Alimentación de tablero DC caseta 8	1X3/0	234	59,95	14 028,30
Alimentación de tablero AC caseta 1	1X2/0	270	46,46	12 544,20
Alimentación de tablero AC caseta 2	1X2/0	380	46,46	17 654,80

Continuación de la tabla LVI.

Alimentación de tablero AC caseta 3	1X4/0	482	67,33	32 453,06
Alimentación de tablero AC caseta 6	1X2/0	410	46,46	19 048,60
Alimentación de tablero AC caseta 8	1X3/0	234	59,95	14 028,30
TOTAL				200 226,42

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.2. Costos de tableros y gabinetes

Los costos de los tableros y gabinetes se han determinado en función del precio unitario de cada elemento y la cantidad empleada, considerando tanto los tableros de PCYM, tableros de alimentación para servicios AC y DC en las casetas, gabinetes de control y racks de comunicaciones. En las siguientes tablas se describen los costos de los tableros y gabinetes empleados para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la subestación Guatemala Sur.

Tabla LVII. **Costos de tableros para alimentación AC y DC en casetas**

Descripción	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
Tablero principal Vdc	27 850,92	1	27 850,92
Tablero de distribución Vdc	26 819,41	5	134 097,05
Tablero de distribución Vac	33 008,50	5	165 042,50
TOTAL			326 990,47

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LVIII. **Costos de gabinetes y tableros de PCYM**

Descripción	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
Tablero de PCYM	49 892,03	19	947 948,57
Tablero de control para casetas	37 300,33	3	111 900,99
Gabinete de comunicaciones para sala de relés	35 100,50	1	35 100,50
Rack de comunicaciones	3 094,55	8	24 756,40
TOTAL			108 4605,96

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.3. **Costos de equipos para protección, control y medición**

Para determinar los costos de equipos se ha considerado el precio unitario de cada uno de los equipos de protección, control, medición instalados en los tableros de PCYM y gabinetes de control dentro de las casetas de la subestación. En la siguiente tabla se resumen los costos de estos equipos instalados por caseta.

Tabla LIX. **Costos de equipos de protección, control y medición por caseta**

No. Caseta	Equipo	Marca y modelo	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
1	Protección de sobrecorriente	SEL 351	25 783,00	4	103 132,00
	Protección de sobrecorriente	SEL 451	28 591,36	2	57 182,72
	Protección de banco de capacitores	SEL 487V	54 166,56	2	108 333,12

Continuación de la tabla LXI.

1	Protección de distancia	SEL 311C	50 797,60	1	50 797,60
	Protección de distancia	SEL 311L	68 675,00	1	68 675,00
	Cuadro de alarmas	SEL 2523	18 675,00	3	56 025,00
	Controlador de Automatización	SEL RTAC 3530	44 666,00	1	44 666,00
	Controlador de Bahía	SEL DPAC 2440	12 811,18	1	12 811,18
	Centralizador	SEL 2032	22 865,00	1	22 865,00
	Reloj Satelital	SEL 2407	17 633,93	3	52 901,79
	Medidor multifuncional	SCHNEIDER ION 8650	29 106,50	3	87 319,50
	SUBTOTAL				
2	Protección de sobrecorriente	SEL 351	25 783,00	1	25 783,00
	Protección de sobrecorriente	SEL 451	28 591,36	1	28 591,36
	Protección de banco de capacitores	SEL 487V	54 166,56	1	54 166,56
	Protección de distancia	SEL 311C	50 797,60	8	406 380,80
	Cuadro de alarmas	SEL 2523	18 675,00	5	93 375,00
	Controlador de Automatización	SEL RTAC 3530	44 666,00	1	44 666,00
	Controlador de Bahía	SEL DPAC 2440	12 811,18	1	12 811,18
	Módulo de entradas y salidas	SEL 2411	9 732,00	1	9 732,00
	Reloj Satelital	SEL 2407	17 633,93	2	35 267,86
	Medidor multifuncional	SCHNEIDER ION 8650	29 106,50	5	145 532,50
	SUBTOTAL				
3	Protección de distancia	SEL 311C	50 797,60	8	406 380,80
	Cuadro de alarmas	SEL 2523	18 675,00	4	74 700,00
	Controlador de Automatización	SEL RTAC 3530	44 666,00	1	44 666,00
	Controlador de Bahía	SEL DPAC 2440	12 811,18	1	12 811,18

Continuación de la tabla LXI.

3	Módulo de entradas y salidas	SEL 2411	9 732,00	1	9 732,00
	Reloj Satelital	SEL 2407	17 633,93	1	17 633,93
	Medidor multifuncional	SCHNEIDER ION 8650	29 106,50	4	116 426,00
	SUBTOTAL				682 349,91
8	Protección de sobrecorriente	SEL 351	25 783,00	6	154 698,00
	Protección de distancia	SEL 421	68 475,00	4	273 900,00
	Protección diferencial de transformador	SEL 387	92 112,50	2	184 225,00
	Protección diferencial de barras	ABB REB670	108 187,50	1	108 187,50
	Cuadro de alarmas	ABB SACO16D3	18,200	2	36 400,00
	Cuadro de alarmas	SEL 2523	18 675,00	4	74 700,00
	Controlador de Automatización	SEL RTAC 3530	44 666,00	1	44 666,00
	Controlador de Bahía	SEL DPAC 2440	12 811,18	1	12 811,18
	Módulo de entradas y salidas	SEL 2411	9 732,00	1	9 732,00
	Reloj Satelital	SEL 2407	17 633,93	1	17 633,93
	Medidor multifuncional	SCHNEIDER ION 8650	29 106,50	4	116 426,00
	SUBTOTAL				1 033 379,61
6	Protección diferencial de barra	ABB REB670	108 187,50	3	324 562,50
	Cuadro de alarmas	ABB SACO16D3	18 200,00	1	18 200,00
	SUBTOTAL				360 962,50
TOTAL					3 597 707,19

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.4. Costos de equipos para comunicaciones

Los costos de los equipos de comunicación están conformados por cada uno de los equipos para la implementación de la red ethernet que se encuentran en cada uno de los racks de comunicaciones de cada caseta y en el gabinete de comunicaciones de la sala de relés de la subestación. En las siguientes tablas se detallan los costos de dichos equipos.

Tabla LX. Costos de equipos de comunicación en casetas

Equipos	Marca y modelo	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
Patch Panel	SIEMON	977,75	16	15 644,00
Distribuidor de fibra óptica	SIEMON	7 926,00	16	126 816,00
Switch Ethernet	SEL 2730	33 524,26	16	536 388,16
TOTAL				678 848,16

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Tabla LXI. Costos de equipos de comunicación en sala de relés

Equipo	Marca y modelo	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
Switch Ethernet	SEL 2730	33 524,26	2	67 048,52
Distribuidor de fibra óptica	SIEMON	7 926,00	2	15 852,00
Gateway	SEL 3620	33 524,26	1	33 524,26
Controlador de Automatización	SEL RTAC 3530	44 666,00	2	89 332,00
TOTAL				205 756,78

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.5. Costos de conectores y cableado de red de comunicaciones

Para la implementación de la red de comunicaciones y la conexión de los equipos de comunicación en las casetas se emplearon conectores RJ-45 y cables de red UTP categoría 6, así como cables de fibra óptica multimodo de 12 hilos para la integración de la información de cada caseta hacia la sala de relés. En la siguiente tabla se detalla la estimación del costo de cable de red y de fibra óptica empleada para llevar a cabo la red de comunicaciones.

Tabla LXII. Costos de cableado de comunicaciones

Descripción	Precio unitario en Q	Cantidad en m	Costo total en Q
Cable de fibra óptica multimodo de 12 hilos de 50 micras	14,00	2 500	35 000,00
Cable de red UTP categoría 6 con conector RJ-45 (15 metros)	115,00	50	5 750,00
TOTAL			40 750,00

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.6. Costos de equipos para HMI

Para la implementación de la HMI se emplearon dos computadoras industriales para HMI los cuales procesan la información de cada controlador de automatización SEL 3530 RTAC que actúan como la unidad terminal remota de toda la subestación, la información procesada es trasladada a las computadoras industriales SEL 3555, donde se utilizan dos por redundancia las cuales mediante el software SURVALENT permiten la visualización y control de la subestación desde dos monitores ubicados en la sala de mando. Los costos de estos equipos se describen en la siguiente tabla.

Tabla LXIII. **Costos de equipos para HMI**

Equipo	Marca y modelo	Precio unitario en Q	Cantidad	Costo total en Q
Computadora industrial para HMI	SEL 3555	37 310,50	2	74 621,00
Monitor de 55" SMART UHD-4K	LG	19 500,00	2	39 000,00
TOTAL				113 621,00

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

3.9.7. Estimación de costo total

En la siguiente tabla se resume la estimación del costo total para la descentralización del sistema considerando los costos de materiales, tableros y equipos descritos anteriormente, así como la mano de obra y los servicios de ingeniería requeridos para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la subestación Guatemala Sur.

Tabla LXIV. **Estimación de costo total**

Actividad	Descripción	Costo en Q
Montaje de tableros de PCYM y conexionado de cableado de control	Costo de servicio de ingeniería para planillas y planos de conexiones de tableros	570 000,00
	Costo total de tableros de PCYM	947 948,57
	Costo total de tableros de control	111 900,99
	Costo total de cableado exterior a tableros de PCYM y control	509 480,63

Continuación de la tabla LXIV.

Montaje de tableros de PCYM y conexionado de cableado de control	Mano de obra de montaje de tableros y extracción de cable existente	480 000,00
	Mano de obra de tendido de cable de control	960 000,00
	Mano de obra de embornado de tableros	288 000,00
	SUBTOTAL	3 867 330,19
Integración de equipos de protección, control y medición	Costo total de equipos de protección, control y medición	3 597 707,19
	Pruebas y puesta en servicio de tableros de protección diferencial de barras	245 500,00
	Pruebas y puesta en servicio de tableros de protección de líneas de transmisión	250 500,00
	Pruebas y puesta en servicio de tableros de protección de transformadores	245 500,00
	Pruebas y puesta en servicio de tableros de protección de bancos de capacitores	245 500,00
	Pruebas y puesta en servicio de equipos de control	220 800,00
	Pruebas y puesta en servicio de equipos de medición	150 800,00
	SUBTOTAL	4 956 307,19
Montaje de tableros y conexionado de servicios auxiliares	Costo total de tableros de alimentación AC y DC	326 990,47
	Costo total de cableado de servicios auxiliares	200 226,42
	Costo total de cableado de alimentación de equipos y tableros de PCYM	16 317,35
	Mano de obra montaje de tableros de AC y DC	32 000,00
	Mano de obra de cableado de servicios auxiliares	60 000,00
	Mano de obra conexionado de tableros	24 000,00
	SUBTOTAL	659 534,24
Integración de equipos de comunicación en casetas	Costo total de Rack de comunicaciones para casetas	24 756,40
	Costo total de equipos de comunicación en casetas	678 848,16
	Costo total de conectores y cableado de red	5 750,00
	Mano de obra de cableado estructurado categoría 6 UTP RJ-45	64 500,00

Continuación de la tabla LXIV.

	Costo total de configuración de equipos	220 800,00
	SUBTOTAL	994 654,56
Integración de red de fibra óptica	Costo total de cable de fibra óptica multimodo	35 000,00
	Mano de obra tendido de fibra óptica	480 000,00
	Mano de obra de fusión y pruebas a fibra óptica	165 500,00
	SUBTOTAL	680 500,00
Integración de equipos de comunicación en sala de relés y HMI	Costo gabinete de comunicaciones en sala de relés	35 100,50
	Costo total de equipos de comunicación y HMI	319 377,78
	Costo total de configuración de software SURVALENT	350 995,00
	Costo total de configuración de equipos	220 800,00
	SUBTOTAL	891 172,78
TOTAL DE COSTOS		12 049 498,96

Fuente: elaboración propia, empleando Word 2016.

Mediante la tabla LXIV se puede observar la estimación del costo total para la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la subestación Guatemala Sur, el cual corresponde a un costo total aproximado de Q 12 049 498,96.

4. FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

4.1. Capacitación sobre los alcances y oportunidades de mejora

Como parte de una buena retroalimentación sobre la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur, se realizó una capacitación sobre los alcances y puntos de mejora de dicho proyecto. Esta capacitación incluyó los aspectos generales y más importantes de principio de operación de las diferentes funciones de los sistemas de protección, así como de los sistemas de comunicaciones.

En dicha capacitación también se abordó el tema relacionado con la reducción de la impedancia de burden en los devanados secundarios de los transformadores de corriente al descentralizar el sistema, dando a conocer los resultados en dicha reducción para las bahías de 69 kV y 138 kV, además de abordar el tema relacionado con la integración de los diferentes niveles jerárquicos dentro de la remodelación del sistema en general que corresponden al nivel proceso, nivel bahía, nivel estación y nivel mando.

Otro tema a abordar fueron los ajustes para la protección diferencial de barra de 230 kV, los cuales son necesarios tener en cuenta para posibles eventualidades o cambios del sistema eléctrico de potencia que conlleven a una reconfiguración de la diferencial de barra, así como el cálculo general para los ajustes de las protecciones de distancia en las líneas de transmisión de 69 kV y las protecciones de los bancos de capacitores de la Subestación Guatemala Sur.

Un aspecto importante dentro de la capacitación fue lo relacionado a los puntos de mejora de la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones en donde se recomendó elaborar una planificación ante los posibles cambios a futuro que se puedan llevar dentro de la subestación, como por ejemplo la incorporación de más bahías dentro de la misma y como estas puedan ser integradas al nuevo sistema.

Otro aspecto importante de la remodelación del sistema de protección, control, medición y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur es la flexibilidad que pueda tener para la integración a futuro de nuevas tecnologías y nuevas remodelaciones tal es el caso de las nuevas tendencias para la digitalización completa dentro de las subestaciones modernas mediante la norma IEC 61850, la cual pretende aún más la reducción de cableado y la configuración de un bus de datos en donde se puedan integrar todos los IED para la integración de los niveles jerárquicos dentro de la Subestación.

4.2. Puesta en marcha de relés y procedimiento para realización de pruebas

Los relés de protección modernos se basan en una serie de microprocesadores los cuales pueden programarse para reproducir prácticamente cualquier tipo de protección. Los métodos para los cálculos de los ajustes en los relés microprocesados no difieren considerablemente en los métodos empleados en las protecciones convencionales, sin embargo, existen grandes diferencias en los procedimientos a seguir durante la realización de las pruebas y puesta de servicio de los mismos. Cuando se emplean relés microprocesados, la mayoría de los cables que se emplean en los relés electromecánicos se sustituyen por la lógica programable, con la ventaja de poseer múltiples configuraciones disponibles, por lo que la lógica programable

debe incluirse junto con todas las configuraciones en la documentación para fines de puesta en marcha y la realización de pruebas.

4.2.1. Configuración de parámetros

La configuración de los parámetros de un relé microprocesado también llamada parametrización implica seleccionar las funciones de configuración del sistema, protección, control, comunicación, alarmas y funciones de informe. Los ajustes de los parámetros se logran realizando el siguiente procedimiento general:

- Selección de la configuración del sistema de energía requerida y parámetros de operación general.
- Selección de las funciones de protección requeridas.
- Determinación de los grupos de configuración.
- Determinar los esquemas dinámicos o adaptativos.
- Determinación de la lógica del relé y el número de entradas y salidas digitales.
- Determinación de la configuración de las funciones de reporte y alarma.

4.2.2. Pruebas de aceptación

Las pruebas de aceptación tradicionales se emplean para determinar que las funciones de configuración, protección, control, medición, comunicación, alarma y reporte del sistema del relé son funcionales además de utilizarse para comprobar que el relé se ha instalado correctamente.

Las pruebas de aceptación incluyen calibración o verificación de ajustes para cualquier parámetro medido con inyección de voltaje y corriente secundaria,

mediante software especializado. Las pruebas de aceptación para los relés microprocesados se realizan mediante el siguiente procedimiento.

- Aislar todas las señales de las entradas y salidas del relé.
- Verificar la polaridad correcta y el valor de voltaje de suministro.
- Verificar que el cableado de todas las entradas y salidas analógicas y digitales sea correcto.
- Prueba de aislamiento eléctrico.
- Prueba funcional de todos los componentes de hardware, entrada/salida binaria, pantalla LCD, led, interfaz de comunicación.
- Configurar todos los parámetros según el informe de configuración.
- Realizar pruebas de todas las funciones de protección habilitadas con inyección de corriente y voltaje secundario teniendo en cuenta que ciertos elementos deben ser deshabilitados o modificados temporalmente durante la prueba.
- Verificar los valores medidos de funcionamiento.
- Pruebas de los esquemas lógicos programables.
- Prueba de contactos de salida.
- Verificación de las características de reporte y alarmas.

4.2.3. Pruebas funcionales

Las pruebas funcionales se realizan después de que se hayan realizado las pruebas de aceptación y se haya verificado que el relé cumple con las especificaciones previstas. El procedimiento específico para cada relé depende del tipo de protección involucrada y del esquema lógico implementado. Las pruebas funcionales para los relés microprocesados se realizan mediante el siguiente procedimiento:

- Verificación de las señales de entrada externas de corriente alterna y corriente directa.
- Verificar los contactos de entrada externos.
- Verificar disparo y señalización.
- Verifica el disparo remoto transferido.
- Verificar la interacción con el sistema SCADA, si corresponde.
- Verificar el cambio de grupo de configuración de acuerdo con la configuración lógica.

4.2.4. Pruebas dinámicas

En las pruebas dinámicas, el valor de los fasores aplicados los cuales representan las condiciones del sistema de energía deben ajustarse adecuadamente al analizar la carga previa a la falla, durante la falla y posterior a la falla. Los cambios en los valores de magnitud y ángulo del fasor deben controlarse de tal manera que no presenten ningún deslizamiento significativo durante toda la prueba.

4.2.5. Pruebas de simulación transitoria

En las pruebas de simulación transitoria, la señal de prueba de la simulación transitoria representa las señales externas reales de frecuencia, magnitud y duración cuando se produce una perturbación en el sistema de potencia como desplazamiento de cortocircuito, efecto de saturación de los CT y la respuesta de los supresores de sobretensión transitoria.

4.2.6. Pruebas de extremo a extremo

Las pruebas de extremo a extremo son adecuadas para la verificación del esquema de comunicación y el sistema de protección de una línea de transmisión al mismo tiempo. Los métodos de prueba estándar de extremo a extremo emplean los siguientes recursos en cada lado de la línea de transmisión:

- Equipo de prueba de relé de protección trifásica con capacidades de comunicación adecuadas y simulación de transitorios.
- Para la sincronización de tiempo de los dos, el equipo de prueba se debe sincronizar con un receptor de satélite GPS, cable piloto y fibra óptica.
- Simulación de fallas mediante programa de transitorios electromagnéticos o archivos de transitorios reales tomados de registradores de perturbaciones.

4.3. Mantenimiento y pruebas características a relés de protección

En general las pruebas de funcionamiento a los relés de protección se llevan a cabo mediante inyección secundaria. El propósito de dichas pruebas de inyección secundaria es demostrar el funcionamiento correcto de un esquema de protección que se encuentra aguas debajo de las entradas al relé de protección, estas pruebas deben ser realizadas antes de las pruebas de inyección primaria. Esto se debe a que los riesgos durante la prueba inicial en el lado de baja tensión del equipo bajo prueba se minimizan, en donde el lado de alta tensión del equipo se encuentra desconectado.

4.3.1. Equipos de prueba de inyección secundaria

Los equipos de prueba y el equipo necesario para realizarlas son descritos en los respectivos manuales de los relés de protección, en donde se detallan las conexiones y la forma de realización de las pruebas. En general se emplean maletas de pruebas la cuales contienen las herramientas necesarias, así como el software especializado para llevar a cabo los trabajos de pruebas de inyección secundaria.

4.3.1.1. Block de pruebas

El uso de block de pruebas es una práctica común que se aplica en los circuitos de los relés para que las conexiones puedan realizarse fácilmente al equipo de prueba sin interrumpir el cableado. Estos se usan para conectar el equipo de prueba al relé que se encuentra bajo prueba y para evitar que los terminales, de los secundarios de los transformadores de corriente se encuentren abiertos y puedan ocasionar un daño a la instalación y al personal.

Para el uso de los blocks de pruebas es necesario que los enlaces de puente de cortocircuito del transformador de corriente estén instalados en todos los terminales apropiados del lado vivo del block de prueba antes de ser insertado. Una vez conectado el block de prueba en su posición todos los circuitos de prueba ahora pueden ser conectados a los terminales aislados del conector de prueba es decir el lado del relé.

Cuando se usan varios relés en un esquema de protección, se pueden instalar uno o más block de prueba en el tablero del relé que permite probar todo el esquema, en lugar de solo un relé a la vez.

4.3.1.2. Maletas de prueba

Las maletas de prueba contienen los equipos destinados para la inyección de corriente y voltajes secundarios. Las maletas de prueba modernos comprenden un PC portátil con el software adecuado, así como un amplificador de potencia que toma las salidas de bajo nivel de la PC y las amplifica en señales de voltaje y corrientes adecuadas para su aplicación en las entradas de los transformadores de corriente y de tensión del relé.

Las salidas de alarma y disparo del relé se deben conectar a las entradas digitales de la PC para que el funcionamiento del relé, incluida la precisión de la característica de disparo del relé que se puede monitorear y mostrar en pantalla, así como guardar para incluir en los informes generados posteriormente. El software para los conjuntos de pruebas modernos es capaz de probar la funcionalidad de una amplia variedad de relés y realizar una serie de pruebas automáticamente, ofreciendo opciones para realizar pruebas que van desde una prueba realizada en un punto particular de la característica hasta la determinación completa de la característica de disparo automática.

Figura 151. **Amplificador de potencia**



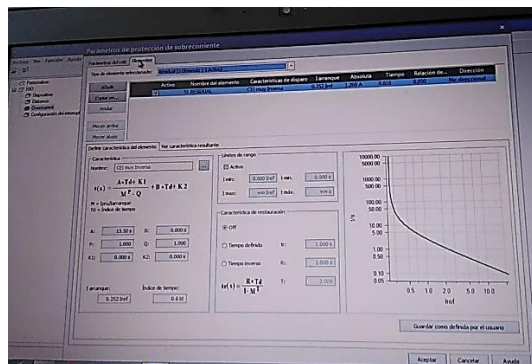
Fuente: elaboración propia, caseta 6, Subestación Guatemala Sur

4.3.2. Pruebas de inyección secundaria

El propósito de prueba de inyección secundaria es verificar que el esquema de protección de los terminales de entrada del relé en adelante esté funcionando correctamente con la configuración especificada. Esto se logra aplicando las entradas adecuadas de un conjunto de prueba a las entradas de los relés y verificando si se producen las señales de alarma y disparo adecuadas en la sala de control.

El procedimiento general para la aplicación de esta prueba requiere que se pruebe un elemento de cada relé usualmente el más simple, para verificar que la operación del relé ocurra en las condiciones esperadas según el ajuste del elemento del relé correspondiente. Otra forma es realizar una prueba de funcionalidad completa a cada relé en donde son probadas todos los elementos de protección que este posee para garantizar su correcto funcionamiento. Entre las pruebas más comunes realizadas a los relés de protección se encuentran las pruebas de sobrecorriente, pruebas de característica cuadrilateral y mho, pruebas de recierre y pruebas de función de sincronismo.

Figura 152. Prueba de inyección secundaria



Fuente: elaboración propia, pc de pruebas, Subestación Guatemala Sur.

CONCLUSIONES

1. Un sistema de protección, control y medición descentralizado consiste en distribuir los diferentes IED dentro de las casetas de la subestación de manera de que estos se encuentren más cercanos a los equipos primarios de patio reduciendo los puntos de falla y la impedancia de burden en los transformadores de medida.
2. La descentralización del sistema de protección, control y medición de la Subestación Guatemala Sur resultó en una considerable reducción de la impedancia de burden de los devanados secundarios de los transformadores de corriente, lo cual garantiza mediciones exactas y la correcta operación de los diferentes equipos y esquemas de protección.
3. La reducción de la impedancia de burden tiene un efecto significativo en especial para la protección diferencial de barras ya que ante condiciones de falla externa se garantiza la no saturación de los transformadores de corriente que puede afectar la selectividad de la protección y una operación indeseada.
4. En los sistemas de control de subestaciones modernas la tendencia es el reemplazo de las RTU para la adquisición de datos por dispositivos modernos basados en microprocesadores como el controlador de automatización SEL 3530 RTAC el cual puede realizar funciones adquisición y concentrador de datos de toda una subestación.

5. Los sistemas de control y comunicaciones modernos incorporan redes de área local LAN, por medio de switches de comunicación Ethernet para integrar los diferentes IED al sistema de adquisición de datos de la subestación.

6. La integración del sistema de control y comunicaciones de la Subestación Guatemala Sur está constituido por cuatro niveles jerárquicos, el nivel proceso conformado por lo equipos primarios de patio; el nivel bahía conformado por las ocho casetas de la subestación y sus diferentes IED; el nivel estación ubicado en la sala de relés del sótano de la subestación donde se concentran los datos de todas las bahías de la subestación y el nivel mando desde donde son controladas y supervisadas las operaciones de la subestación por medio del sistema SCADA.

7. La creación de las redes de comunicación mediante la integración de diferentes IED permite la comunicación de los datos entre el nivel de proceso y los usuarios remotos del nivel empresa, permitiendo el procesamiento de información, supervisión y control del sistema de potencia.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar las características de los CT empleados para los bancos de transformación 3 y 4, los cuales según los resultados del análisis de condiciones de falla máxima para transformadores de corriente de 230 kV pueden alcanzar un punto de saturación ante fallas cercanas a la barra de 230 kV así como ante fallas externas, lo que podría ocasionar una operación en falso de la protección diferencial de barras 87B, por lo que se debe cambiar los CT de dichas bahías por CT clase C200, los cuales tiene una capacidad de voltaje máximo secundario de 200 V.
2. Reemplazar los CT con relaciones de transformación de 400/5 y 600/5 correspondientes a las bahías de los bancos de transformación 3, 4 y 5 de 230 kV por CT con relaciones de transformación de 1200/5 según los datos arrojados del análisis de condiciones de falla máxima ya que durante estas condiciones estos superan por más de 20 veces la corriente nominal como lo establece la norma IEEE C57.13.
3. Desarrollar un constante análisis de la coordinación y ajustes de los relés de protección debido al crecimiento y ampliaciones de la Subestación Guatemala Sur, además de realizar pruebas a los equipos de comunicación para garantizar la operatividad y confiabilidad de la integración completa del sistema de protección, control, medición y comunicaciones.
4. Realizar un estudio de las coberturas y alcances para los ajustes correspondientes a las protecciones de distancias de las líneas de

transmisión de 69 kV de la Subestación Guatemala Sur con líneas de transmisión de otras subestaciones adyacentes a fin de evitar traslapes entre las zonas cubiertas por otros relés de protección de distancia.

5. Inspeccionar de manera exhaustiva todas las conexiones realizadas en los respectivos transformadores de instrumento y tableros de PCYM de todos los relés de protección en especial para el tablero de la protección diferencial de barras, a fin de evitar una operación indebida por una desconexión de los secundarios de los transformadores de corriente que pueda conllevar a una operación en falso de la diferencial disparando los interruptores de potencia asociados a la barra colectora.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Protección diferencial de barras REB670 manual de instalación y puesta en servicio*. Zúrich, Suecia: ABB. 2010. 157 p.
2. ALTUVE, Héctor J; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2010. 397 p.
3. BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. *Protective relaying principles and applications*. 3a ed. USA: Tylor & Francis Group, 2006. 638 p.
4. CLARKE, Gordon; REYNDERS, Deon; WRIGHT, Edwin. *Practical Modern Scada Protocols: Dnp3, 60870.5 and Related Systems*. Amsterdam: Elsevier Limited, 2004. 548 p.
5. CSANYI, Edvard. *Communication in power system protection (medias, protocols and network topologies)*. [en línea]. <www.electrical-engineering-portal.com>. [Consulta: 11 de enero de 2019].
6. _____. *Eight most important distance relay characteristics (based on impedance comparison)*. [en línea]. <www.electrical-engineering-portal.com>. [Consulta: 11 de enero de 2019].

7. _____. *Hardware implementation of substation control and automation*. [en línea]. <www.electrical-engineering-portal.com>. [Consulta: 11 de enero de 2019].
8. Electrónica Artech Hermanos S.A. *Introducción a los transformadores de medida*. Mungia, España: Artech, 2004. 61 p.
9. ELMORE, Walter A. *Protective Relaying Theory and Applications*. 2a ed. USA: ABB T&D Company Inc, 2003. 410 p.
10. GERS, Juan M. *Protection of Electricity Distribution Networks*. 3a ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011. 349 p.
11. HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: Limusa S.A, 2005. 189p.
12. IEEE Power Engineering Society. *IEEE C57.13 Standard Requirements for Instrument Transformers*. Nueva York, USA: Transformers Committee, 2008. 82 p.
13. _____. *IEEE Std 18-2002 Standar for Shunt Power Capacitors*. Nueva York, USA: IEEE Service Center, 2002. 88 p.
14. _____. *IEEE Std C37.99 Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks*. Nueva York, USA: IEEE Service Center, 2012. 95 p.

15. MEJIA VILLEAS, Salvador. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: HMV Ingenieros, 2003. 778 p.
16. PROTELEC-MT ALTEC-F. *Eslabón fusible universal para media tensión (1 a 38 kV) manual de operación, construcción y aplicación*. México: Protelec-MT Worldwide Technologies. 2012. 44 p.
17. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL 351-5, -6, -7 Protection System*. Spokane, WA: Schweitzer Engineering Laboratories. 2009. 986 p.
18. _____. *SEL-311C Relay Protection and Automation System*. Spokane, WA: Schweitzer Engineering Laboratories. 2007. 750 p.

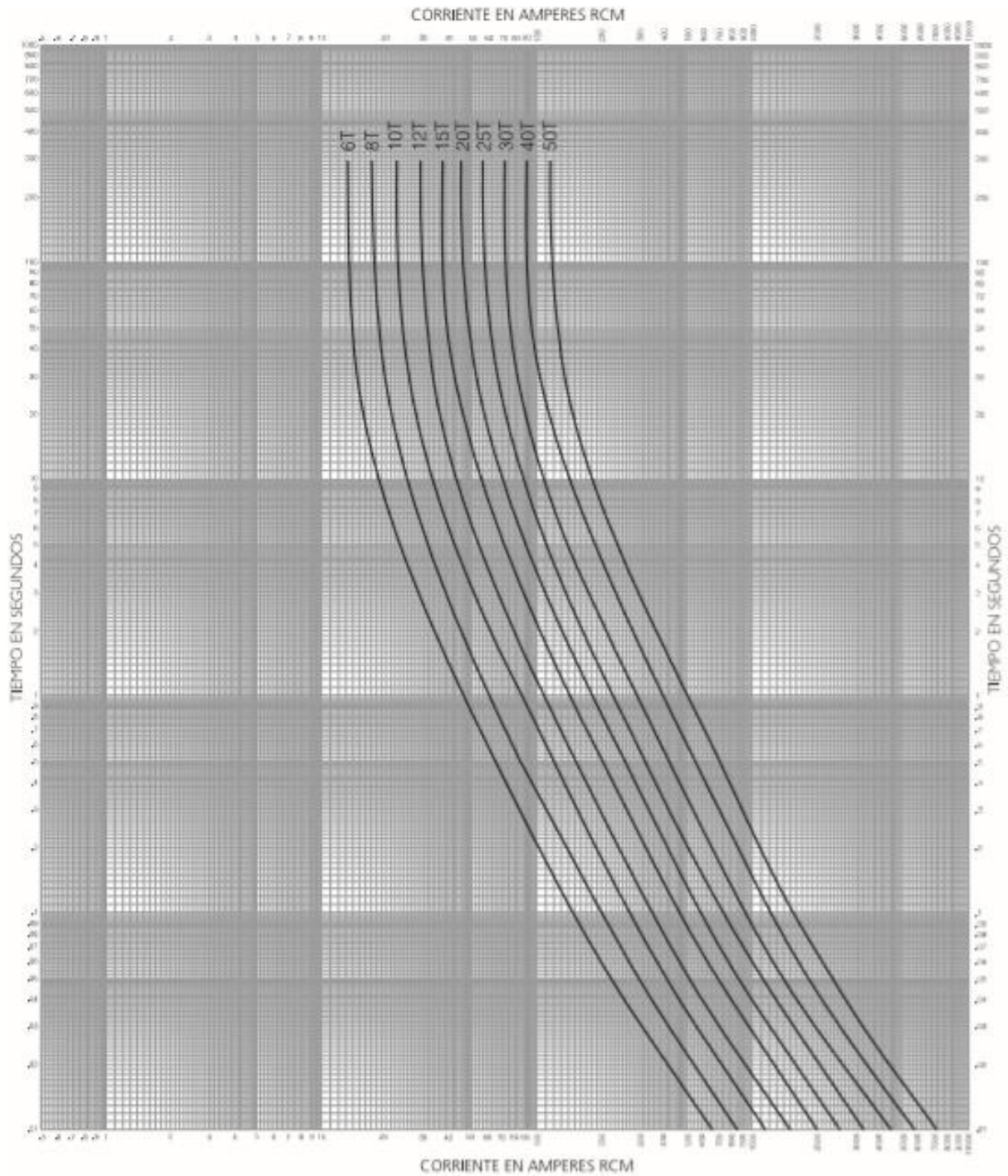
ANEXOS

Anexo 1. Burden estándar para CT según norma IEEE C57.13

Tipo de Burden	Designación de Burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia de Burden (Ω)	Potencia Total (VA a 5A)	Factor de Potencia
Burden para medición	B-0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
	B-0.2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
	B-0.5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
	B-0.9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
	B-1.8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9
Burden para protección	B-1.0	0,50	2,300	1,0	25,0	0,5
	B-2.0	1,00	4,600	2,0	50,0	0,5
	B-4.0	2,00	9,200	4,0	100,0	0,5
	B-8.0	4,00	18,400	8,0	200,0	0,5

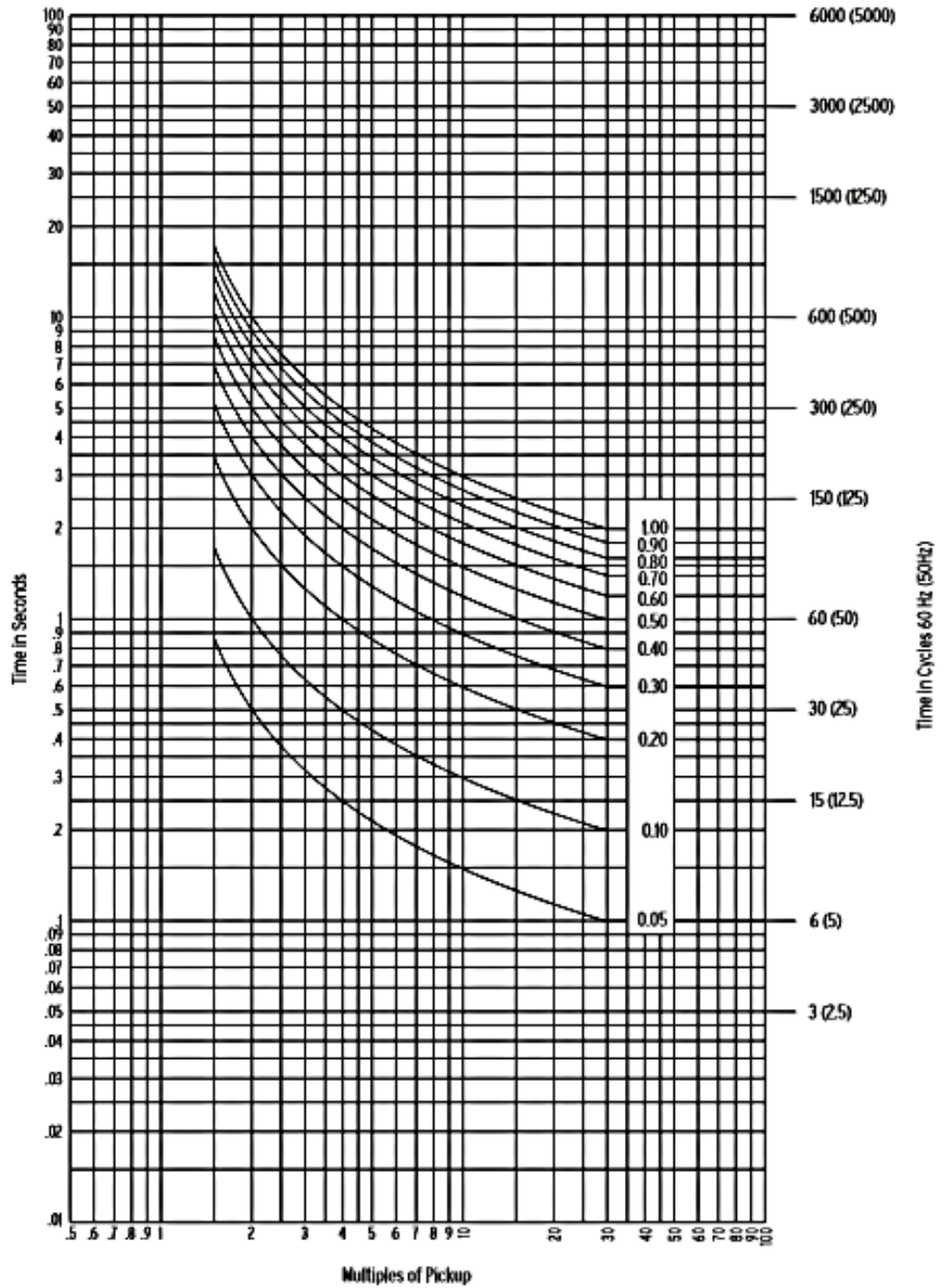
Fuente: IEEE C57.13. *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*. p. 18.

Anexo 2. Curvas de interrupción total para fusibles tipo T



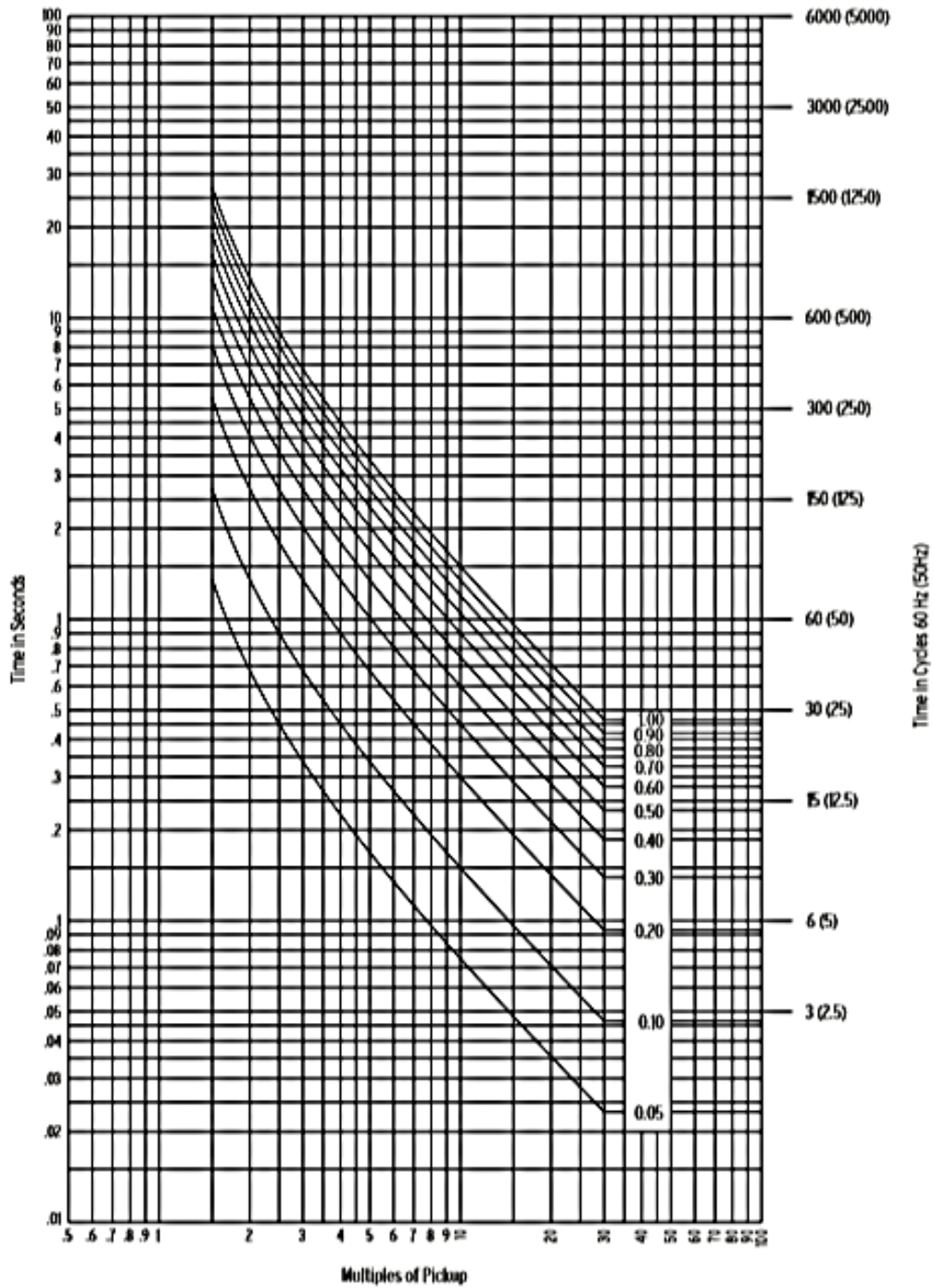
Fuente: PROTELEC-MT ALTEC-F. *Eslabón fusible universal para media tensión*. p. 8.

Anexo 3. Curvas C1 IEC Standard Inverse



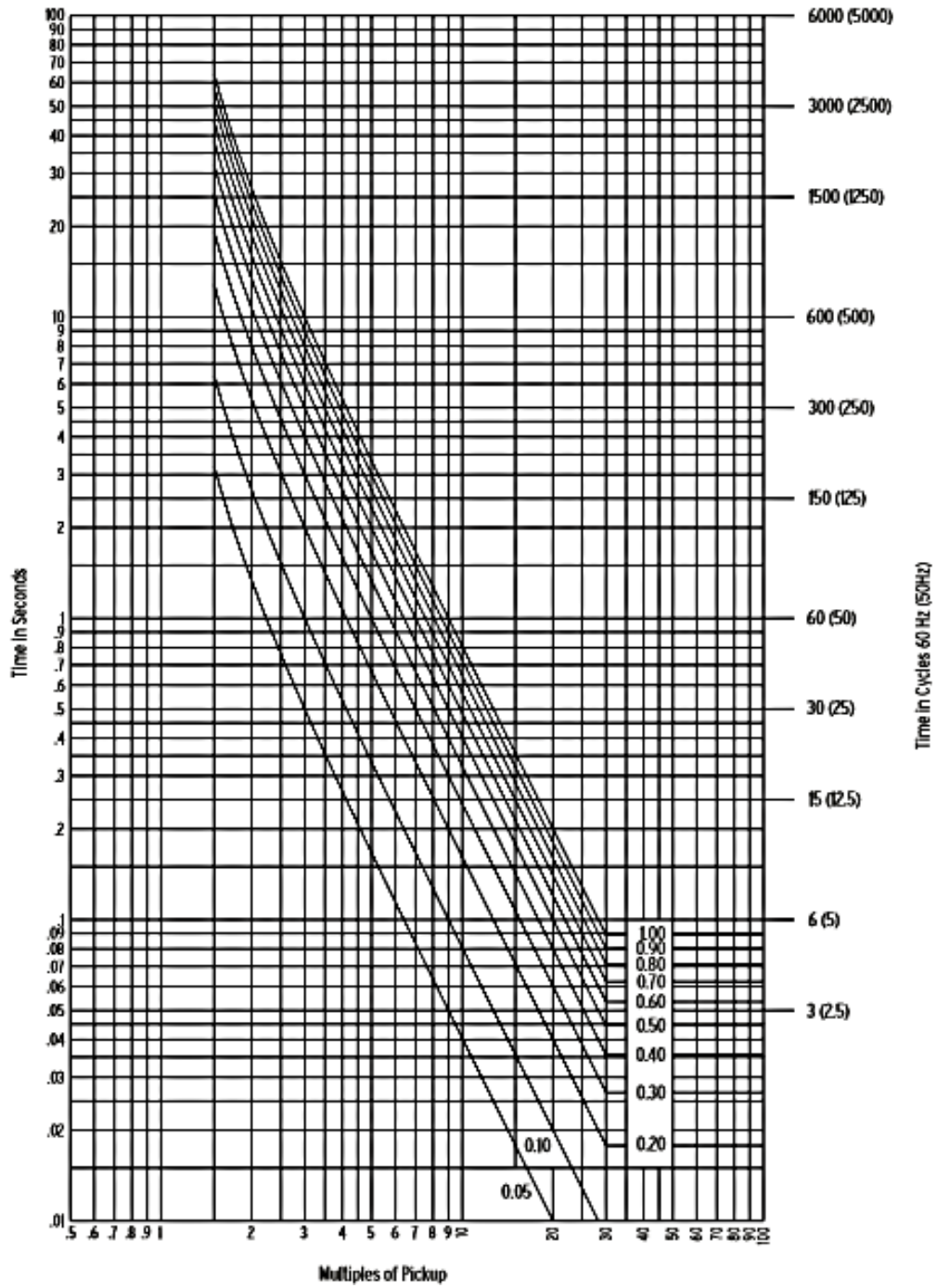
Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, INC. *Instruction Manual SEL 351-5, -6, -7 Protection System.* p. 409.

Anexo 4. Curvas C2 IEC Very Inverse



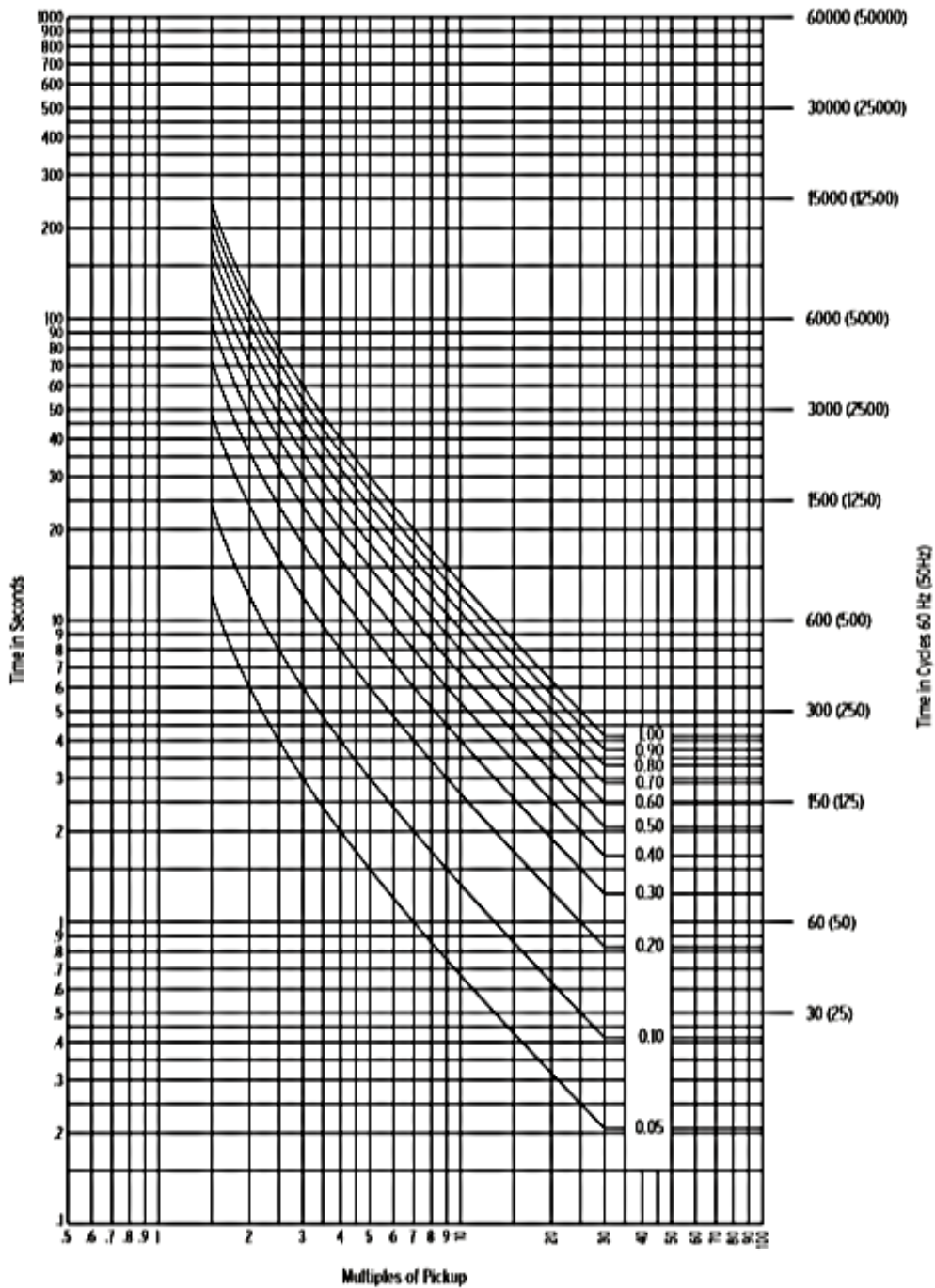
Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, INC. *Instruction Manual SEL 351-5, -6, -7 Protection System.* p. 410.

Anexo 5. Curvas C3 IEC Extremely Inverse



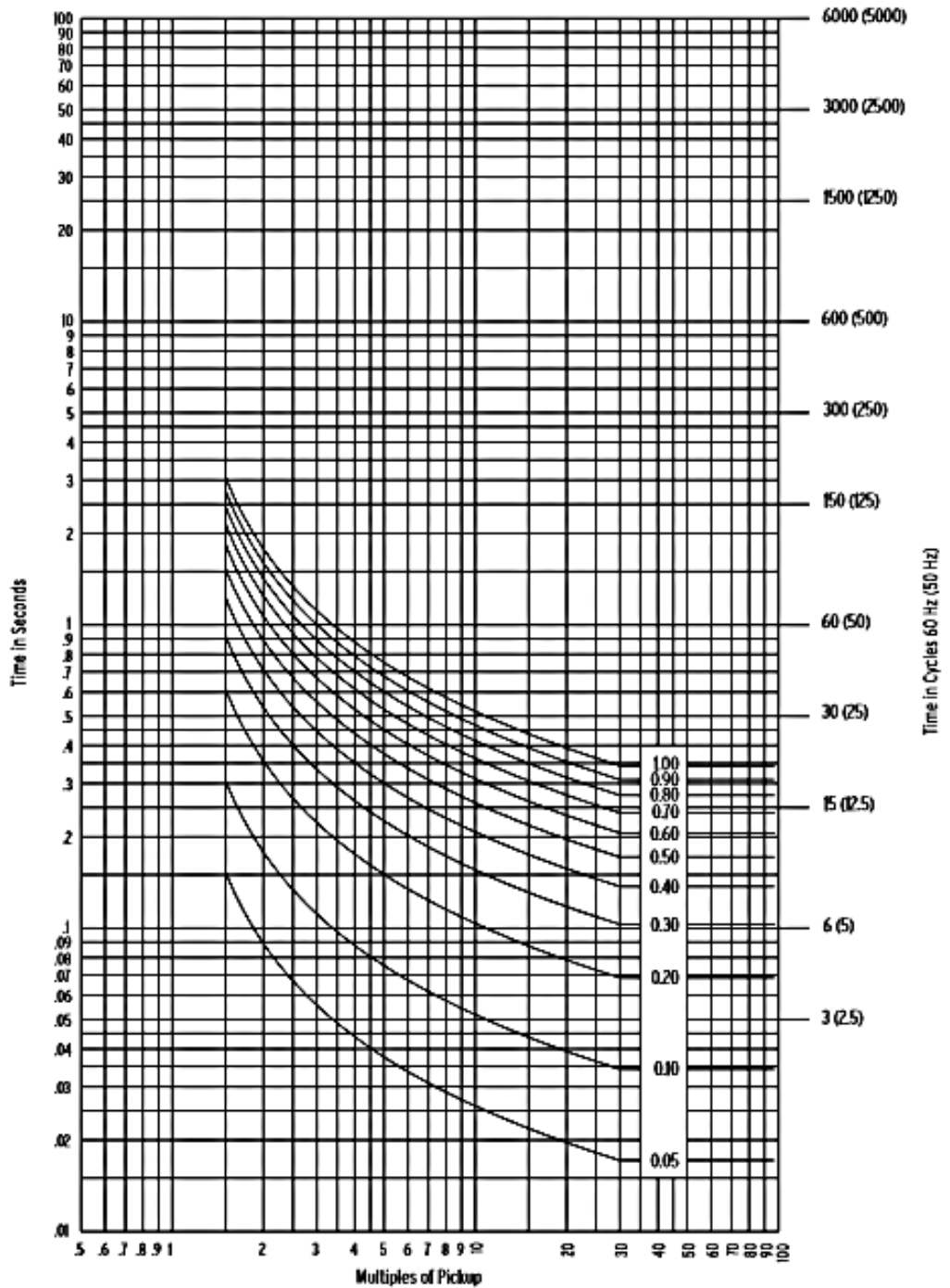
Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, INC. *Instruction Manual SEL 351-5, -6, -8 Protection System.* p. 411.

Anexo 6. Curvas C4 IEC Long-Time Inverse Curve



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, INC. *Instruction Manual SEL 351-5, -6, -7 Protection System.* p. 412.

Anexo 7. Curvas C5 IEC Short-Time Inverse Curve



Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, INC. *Instruction Manual SEL 351-5, -6, -7 Protection System.* p. 413.

