



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

**DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA
LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV**

Iván Andrés Argueta Román

Asesorado por el Ing. Joaquín Efraín Meza García

Guatemala, enero de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA
LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

IVÁN ANDRÉS ARGUETA ROMÁN

ASESORADO POR EL ING. JOAQUÍN EFRAIN MEZA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

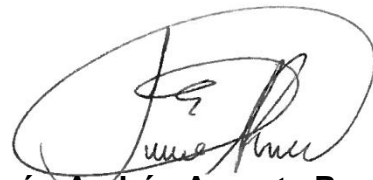
DECANO	Ing. Muphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV

Tema que nos fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha de 14 de julio de 2014.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Iván Andrés Argueta Román'.

Iván Andrés Argueta Román

Guatemala 21 de Agosto del 2015

Señor coordinador del área de potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos De Guatemala

Muy atentamente lo saludo

Por este medio me permito informarle que he asesorado el trabajo de graduación del estudiante IVAN ANDRES ARGUETA ROMAN con carné 2009-15505 titulado: **"DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 KV"**.

Luego de haber revisado y corregido, el mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación.

Atentamente



Ing. Joaquín Efraín Meza García

Joaquín E. Meza García
Ingeniero Electricista
Col. 4.390



Ref. EIME 66. 2015
Guatemala, 23 de SEPTIEMBRE 2015.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA
SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV**, del estudiante
Iván Andrés Argueta Román, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro



REF. EIME 66. 2015.

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; **IVÁN ANDRÉS ARGUETA ROMÁN**, titulado: **DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Jayler González López

GUATEMALA, 30 DE OCTUBRE 2,015.





El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA 69 kV**, presentado por el estudiante universitario: **Iván Andrés Argueta Román**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, enero 2016

ACTO QUE DEDICO A:

Mi padre

Ivan Argueta, por su esfuerzo, amor y apoyo incondicional por jugar un papel vital en mi vida, ya que sin su apoyo no hubiera sido posible este logro.

Mi hermana

Ivon Argueta, por ser la persona más importante en mi crecimiento y mi formación, por ser una madre para mí, por todo su amor, apoyo y esfuerzo.

Mis tías y tío

José Argueta, por su amor y apoyo. A Carolina Argueta y en especial a Carmen Roman, por ser parte fundamental de mi vida y crecimiento, por su cariño y amor.

Mi sobrina

Camila Ruiz, por todas las alegrías y sonrisas provocadas a su corta edad.

Mi pareja

Cristina Roncal, por ser una persona muy importante en mi vida, su amor incondicional, su motivación y apoyo en todo momento.

Mi cuñado

Gerber Ruiz, por su apoyo y motivarme a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudio y permitirme llevar a cabo toda mi carrera profesional.

A mis amigos

Compañeros en general de estudio durante toda la carrera, ya que gracias a su apoyo pude ir cumpliendo mis objetivos, y especial agradecimiento a: Sergio Menchu, Jorge Maldonado, Edson Raymundo, Sergio López, Alfredo Reyes, Oscar Jiron y Byron Quelex.

**Transportista Eléctrica
Centroamericana S. A.**

Por haberme permitido realizar mi trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SIMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. CONCEPTOS GENERALES.....	1
1.1. Concepto de subestación eléctrica.....	1
1.1.1. Clasificación de subestaciones.....	1
1.1.1.1. Subestaciones por su función.....	1
1.1.1.1.1. Subestación de transformación.....	2
1.1.1.1.2. Subestación de maniobras.....	4
1.1.1.2. Por su construcción	5
1.1.1.3. Por el tipo de aislamiento	7
1.1.1.3.1. Subestación aislada en aire (AIS)	8
1.1.1.3.2. Subestación aislada en gas (GIS)	10
1.2. Tipo de configuraciones.....	12
1.2.1. Configuración barra sencilla	13
1.2.2. Configuración barra simple con <i>by-pass</i>	14

1.2.3.	Configuración barra simple más barra de transferencia.....	16
1.2.4.	Configuración doble barra	18
1.3.	Conceptos de línea de transmisión	20
1.3.1.	Parámetros eléctricos de una línea de transmisión	20
1.3.1.1.	Resistencia.....	21
1.3.1.2.	Inductancia	23
1.3.1.3.	Capacitancia.....	25
2.	CARACTERÍSTICAS SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA.....	27
2.1.	Características del sistema de transmisión de Trelec	27
2.2.	Características eléctricas de la subestación Antigua Guatemala.....	28
2.3.	Ubicación geográfica subestación Antigua Guatemala	28
2.4.	Configuración actual de la subestación Antigua Guatemala	29
2.5.	Equipo de potencia en la subestación Antigua Guatemala	30
2.5.1.	Transformador de potencia	30
2.5.2.	Interruptor de potencia	33
2.5.3.	Transformador de potencial.....	35
2.5.4.	Seccionadores de línea y barra.....	37
2.6.	Sistema de protecciones actual	39
2.7.	Justificación del nuevo diseño de sistema de protecciones	41
3.	DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES	43
3.1.	Definición de un sistema de potencia.....	44
3.2.	Fallas en un sistema de potencia.....	45
3.3.	Tipos de fallas	46

3.3.1.	Corto circuito.....	46
3.3.2.	Variaciones de voltaje.....	47
3.3.2.1.	Sobretensiones.....	48
3.4.	Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (BIL)	48
3.5.	Pararrayos.....	50
3.5.1.	Tipos de pararrayos.....	51
3.5.1.1.	Pararrayos de carburo de silicio	51
3.5.1.2.	Pararrayo de óxido de zinc	53
3.6.	Principales características de un sistema de protecciones.....	55
3.6.1.	Sensibilidad	55
3.6.2.	Selectividad	56
3.6.3.	Rapidez	57
3.6.4.	Confiabilidad.....	58
3.6.5.	Simplicidad	59
3.6.6.	Protecciones primarias y de respaldo.....	60
3.7.	Elementos de un sistema de protecciones	61
3.7.1.	Transformadores de instrumento.....	62
3.7.1.1.	Burden	63
3.7.1.2.	Relación de transformación	64
3.7.1.3.	Transformadores de corriente.....	65
3.7.1.3.1.	Saturación de los transformadores de corriente	67
3.7.1.4.	Transformadores de potencial	68
3.7.2.	Relevadores de protección	69
3.7.2.1.	Relevador electrónico	70
3.7.3.	Interruptor de potencia.....	70
3.7.4.	Banco de baterías.....	72
3.7.5.	Cableado	74

4.	PROTECCIONES APLICABLES A SUBESTACIONES.....	75
4.1.	Protección de transformador de potencia.....	75
4.1.1.	Protección diferencial de transformador	75
4.1.1.1.	Principio de funcionamiento de protección diferencial de transformador	76
4.1.2.	Protección de sobrecorriente.....	80
4.1.2.1.	Protección de corriente instantánea	80
4.1.2.2.	Protección de sobrecorriente tiempo inverso.....	82
4.1.3.	Protecciones electromecánicas.....	84
4.1.3.1.	Protección de temperatura alta	84
4.1.3.2.	Protección Buchholz.....	85
4.2.	Protección de barras	88
4.2.1.	Protección diferencial de barra.....	89
4.2.1.1.	Protección diferencial de barra por alta impedancia	90
4.2.1.2.	Protección diferencial de barra por baja impedancia	92
4.3.	Protección de líneas de transmisión	94
4.3.1.	Tipos de fallas que afectan a una línea de transmisión	94
4.3.2.	Protección de sobrecorriente.....	95
4.3.3.	Protección de distancia	95
4.3.4.	Protección diferencial de línea	99
5.	CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA LAS PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA	101
5.1.	Cálculo de protección diferencial de transformador	101

5.1.1.	Protección diferencial mediante relevador SEL-387E	105
5.1.1.1.	Descripción de ajustes de un relé SEL-387E para protección diferencial de transformador	106
5.1.1.1.1.	Habilitación de elementos diferenciales (E87W1 a E87W3)	106
5.1.1.1.2.	Conexión de TT/CC (W1CT A W3CT)	107
5.1.1.1.3.	Relación de TT/CC (CTR1 A CTR3).....	107
5.1.1.1.4.	Capacidad máxima del Transformador, MVA trifásicos (MVA)	107
5.1.1.1.5.	Compensación de conexión de enrollados y de conexión de TT/CC (ICOM).....	107
5.1.1.1.6.	Compensación de conexiones (W1CTC a W3CTC).....	108
5.1.1.1.7.	Voltaje línea-línea, kV (VWDG1 a VWDG3)...	108
5.1.1.1.8.	TAP de corriente (TAP1 a TAP3)	109

5.1.1.1.9.	<i>Pickup</i> de corriente de operación de los elementos con retención (O87P).....	109
5.1.1.1.10.	Porcentaje de <i>slope</i> de retención (SLP1, SLP2)	109
5.1.1.1.11.	Límite de <i>slope</i> de retención 1 (IRS1)	110
5.1.1.1.12.	<i>Pickup</i> de corriente de elementos sin retención (U87P)	110
5.1.1.1.13.	Porcentaje de bloqueo por segunda armónica (PCT2).....	110
5.1.1.1.14.	Porcentaje de bloqueo por cuarta armónica (PCT4).....	111
5.1.1.1.15.	Bloqueo por razón DC (DCRB).....	112
5.1.1.1.16.	Retención armónica (HRSTR)	112
5.1.1.1.17.	Porcentaje de bloqueo por quinta armónica (PCT5).....	113
5.1.1.2.	Cálculo de ajustes de un relé SEL-387E para el transformador de potencia subestación Antigua Guatemala.....	113

5.1.2.	Protección de sobrecorriente mediante relé SEL-387E	117
5.1.2.1.	Cálculo de ajustes para protección de sobrecorriente mediante relé SEL-387E	117
5.2.	Cálculo de protección diferencial de barra.....	127
5.2.1.	Protección diferencial de barra mediante relé SEL-587Z.....	127
5.2.1.1.	Descripción de ajuste de relé SEL-587Z para protección diferencial de barra por alta impedancia	127
5.2.1.1.1.	Elementos diferenciales <i>pickups</i> (87A 1P mediante 87C2P)	128
5.2.1.2.	Cálculo de ajuste para relé SEL- 587Z para protección diferencial de barra 69 kV subestación Antigua Guatemala	128
5.3.	Cálculo de protección de línea	133
5.3.1.	Justificación de uso de protección diferencial de línea.....	134
5.3.2.	Protección diferencial de línea mediante un relé SEL-311L.....	137
5.3.3.	Cálculo de ajustes para el relé SEL-311L para protección diferencial de línea	140
5.4.	Unificación del diseño de sistema de protecciones.	142
CONCLUSIONES		143

RECOMENDACIONES 145
BIBLIOGRAFÍA..... 147

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Unifilar de subestación de transformación	3
2.	Subestación de transformación	4
3.	Diagrama unifilar subestación de maniobras	5
4.	Subestación alto perfil	6
5.	Subestación bajo perfil	7
6.	Comparación entre subestación AIS vs. GIS	11
7.	Diagrama unifilar configuración barra sencilla.....	14
8.	Diagrama unifilar configuración barra simple con <i>by-pass</i>	15
9.	Comportamiento de la corriente con <i>by-pass</i>	16
10.	Diagrama unifilar configuración barra simple más barra de transferencia	17
11.	Diagrama unifilar configuración doble barra.....	19
12.	Distribución de conductores con distancia equilátera para encontrar la distancia equivalente	24
13.	Diagrama unifilar subestación Antigua Guatemala	29
14.	Transformador de potencia subestación Antigua	32
15.	Interruptor de potencia subestación Antigua Guatemala.....	35
16.	Transformador de potencial marca Arteché	37
17.	Seccionador de línea y barra marca Mesa	39
18.	Unifilar de protecciones actual de subestación Antigua	40
19.	Diagrama unifilar de nuevo diseño de protecciones propuesto.....	42
20.	Partes de un pararrayo de carburo de silicio.....	52
21.	Esquema interno de un pararrayo de óxido de zinc	54

22.	Curva de saturación de un TC	68
23.	Principio de operación de protección diferencial.....	77
24.	Operación de protección diferencial ante falla interna	78
25.	Operación de protección diferencial ante falla externa	79
26.	Ejemplo de curva de sobrecorriente instantánea	82
27.	Ejemplo gráfica curva de sobrecorriente tiempo inverso	83
28.	Ubicación del relé Buchholz.....	86
29.	Detalles constructivos del relé Buchholz.....	87
30.	Diagrama relevador alta impedancia	91
31.	Conexión de transformador de corriente para protección diferencial por baja impedancia.....	93
32.	Zonas de protección de distancia	98
33.	Esquema protección diferencial de línea	100
34.	Esquema de protección diferencial de transformador de potencia Antigua Guatemala	103
35.	Curva de daño térmicomecánico para transformadores categoría III .	119
36.	Gráfica del daño mecánico para el transformador de Antigua Guatemala	122
37.	Gráfica de daño térmico y mecánico del transformador Antigua Guatemala	123
38.	Curva de protección IEC inversa C5.....	125
39.	Curva de protección IEC inversa C1	126
40.	Imagen de flujo de potencia para subestación Antigua Guatemala	130
41.	Curva de saturación de un transformador de corriente.....	133
42.	Esquema de diagrama SEL-311L.....	137
43.	Plano alfa del relevador SEL-311L	138
44.	Región de operación en el plano alfa relé SEL-311L.....	139

TABLAS

I.	Grados de contaminación según Norma IEC 60815	9
II.	Características eléctricas de transformador de potencia.....	30
III.	Características eléctricas de interruptor de potencia.....	33
IV.	Características eléctricas de transformador de potencial.....	36
V.	Características eléctricas de seccionadores barra y línea.....	38
VI.	Nivel de aislamiento normalizado para tensiones asignadas ($1\text{kV} \leq U_m \leq 245\text{ kV}$).....	50
VII.	Potencia y carga permitida de los TTCC.....	63
VIII.	Clase de precisión en TTCC de medición	66
IX.	Categoría de transformadores	118
X.	Corriente de cortocircuito subestación Antigua	130
XI.	Tabla de parámetros de línea subestación Antigua	135
XII.	Clasificación de las líneas según la SIR.....	136
XIII.	Resumen de protecciones y equipos propuestos.....	142

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Amp	Amperio
kV	Kilovoltio
MVA	Megavatio
Ω	Ohmio
%	Porcentaje
87L	Protección diferencial de línea
87T	Protección diferencial de transformador
ρ	Resistividad eléctrica
Volt	Voltio

GLOSARIO

AIS	Subestación aislada en aire.
Amperio	Unidad de medida de la corriente eléctrica.
GIS	Subestación aislada en gas.
IEEE	Institutos de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
<i>Inrush</i>	Corriente de energización del transformador de potencia.
Línea de fuga	Distancia necesaria que la corriente debe recorrer para llegar a un punto aterrizado.
Ohmio	Unidad de medida de la resistencia eléctrica.
Relevador	Dispositivo electrónico que se encarga de la toma de decisiones en un sistema de protecciones.
SIR	Impedancia fuente de la línea.
<i>Slope</i>	Parámetro de protección para un relé diferencial, se considera una pendiente.
TC	Transformador de corriente.

TP	Transformador de potencial.
TT/CC	Transformadores de corriente.
Voltio	Unidad de medida de diferencia de potencial.

RESUMEN

En la subestación de Antigua Guatemala se identificaron las deficiencias con las cuales cuenta actualmente el sistema de protecciones. Esto debido a esas deficiencias se decidió proponer una solución a los problemas encontrados.

La solución consiste en diseñar y proponer un sistema de protecciones más completo al transportista dueño de la subestación. Con este diseño se busca ganar más confiabilidad, selectividad y sobre todo la continuidad del servicio eléctrico.

Para llevar a cabo el diseño de una manera exitosa se siguió una serie de pasos los cuales consistieron: en identificar las necesidades y los alcances que se podían tener. Luego de reconocer estas dos variables se plantea una solución, que a criterio del autor, es la más conveniente por las características del sistema y de la subestación.

Después de plantear dichas soluciones se lleva a cabo una selección del equipo de protección a utilizar, tanto marca como modelos realizando los cálculos necesarios para la programación de los mismos.

Tomando en cuenta las variables que se consideran necesarias y pertinentes se termina el diseño como tal y se propone su implementación.

OBJETIVOS

General

Realizar y proponer el diseño de protecciones para la subestación eléctrica Antigua Guatemala 69 kV.

Específicos

1. Describir los conceptos generales de una subestación eléctrica y línea de transmisión.
2. Dar a conocer las especificaciones técnicas de los equipos que conforman la subestación en estudio.
3. Describir todas las partes y características de un sistema de protecciones.
4. Definir qué tipo de protecciones se puede implementar a las subestaciones eléctricas y en específico las que se implementarán a la subestación Antigua Guatemala.
5. Realizar los cálculos necesarios para la implementación del sistema de protecciones en la subestación Antigua Guatemala 69 kv.

INTRODUCCIÓN

El papel que juega un sistema de protecciones en un sistema eléctrico de potencia es fundamental, ya que si no se cuenta con un correcto sistema de protecciones se coloca en riesgo la red eléctrica, los equipos de potencia, líneas de transmisión y el personal humano entre otros. Debido a eso se vio la necesidad de proponer un sistema de protecciones remodelado a la subestación en estudio.

En el primer capítulo se da una breve descripción de subestaciones y líneas de transmisión. Esto abarca los diferentes tipos de subestaciones y algunas configuraciones comúnmente utilizadas en el país. Por otro lado se describen los parámetros de una línea de transmisión.

Para conocer la subestación sobre la cual se realizará el siguiente trabajo, en el segundo capítulo se describieron los equipos de potencia que conforman la subestación. También se describe la ubicación física y la configuración de la misma, y se describe el sistema de protección que actualmente está instalado en la subestación.

Ya conociendo la subestación, en estudio, se realizó una descripción de las partes de un sistema de protecciones y de las características principales que lo definen en el tercer capítulo.

La cantidad de protecciones que existen es muy amplia y no todas son aplicables a una subestación eléctrica. Por ello, en el cuarto capítulo, se

describen las protecciones que a criterio del autor aplican a la subestación en estudio.

Por último en el quinto capítulo se realizan los cálculos necesarios para la aplicación de las protecciones seleccionadas. Además se muestra cómo implementarlas con el uso de relevadores marca SEL seleccionados por el autor según su criterio.

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. Concepto de subestación eléctrica

Es un conjunto de máquinas eléctricas, equipos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica y de proveer un medio de interconexión entre las diferentes líneas del sistema de potencia. Permite el control del flujo de energía brindando seguridad para el sistema de potencia.

1.1.1. Clasificación de subestaciones

Debido a la versatilidad del sistema de potencia se han desarrollado diferentes tipos de subestaciones. Esto para lograr diferentes funciones dentro del mismo, las cuales se clasificarán a continuación:

- Por su función
- Por su construcción
- Por el tipo de aislamiento

1.1.1.1. Subestaciones por su función

Antes de construir una subestación se debe definir que función cumplirá dentro del sistema de potencia. La función que cumplirá la subestación en la mayoría de los casos será definida por un estudio eléctrico que implica un corrimiento de flujo de potencia. Este estudio arrojará las necesidades del

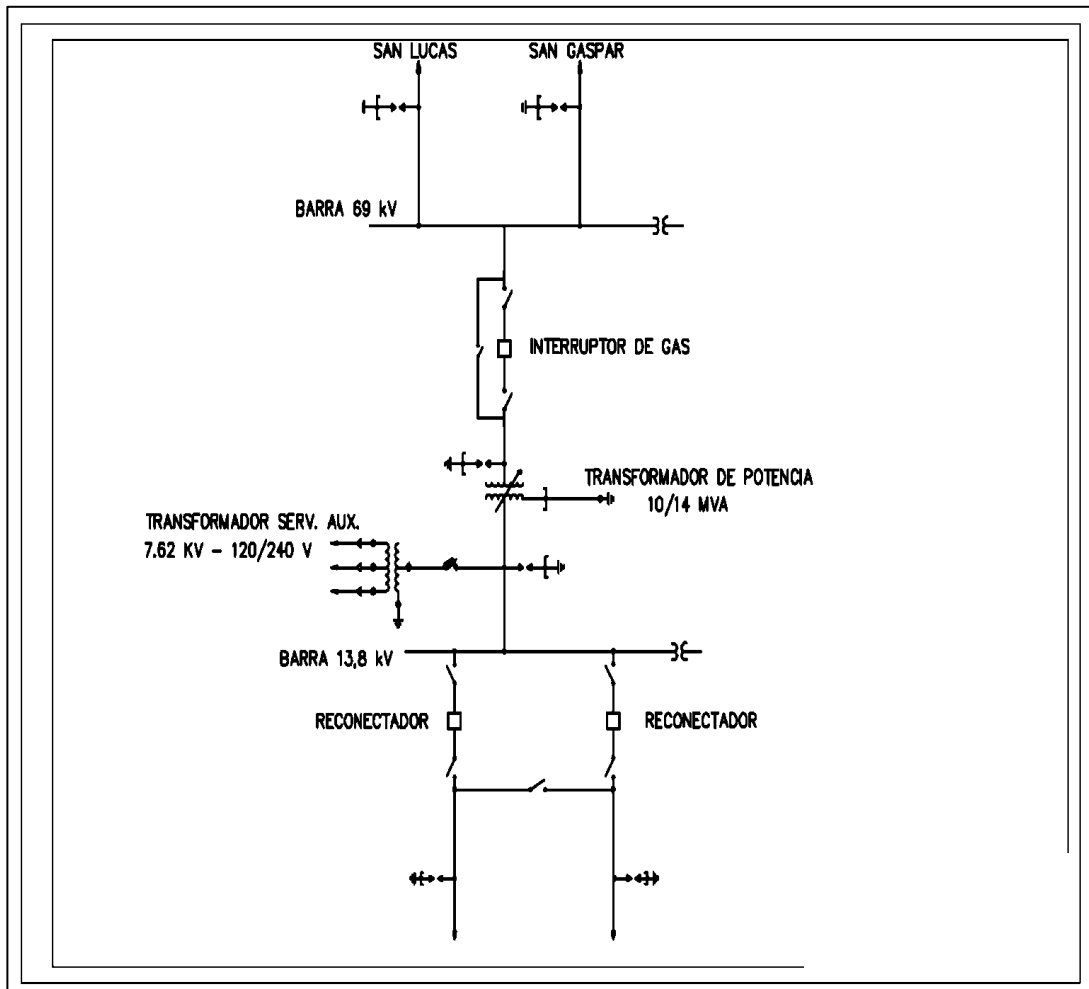
sistema, así como también el lugar físico a construir la subestación. A continuación se describe los tipos de subestaciones según su función:

1.1.1.1.1. Subestación de transformación

Este tipo de subestaciones es la más común y la de mayor utilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Como su nombre lo indica estas subestaciones deben contar con un transformador de potencia para lograr su principal objetivo.

Ya que en un sistema de transmisión se buscan reducir las pérdidas al mínimo es necesario elevar los valores de voltaje para lograr este objetivo. Por otro lado, para hacer llegar la energía al usuario final se necesita que los valores de corriente y voltaje sean reducidos. Dependiendo de la necesidad, así será la elección del transformador de potencia.

Figura 1. Unifilar de subestación de transformación



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

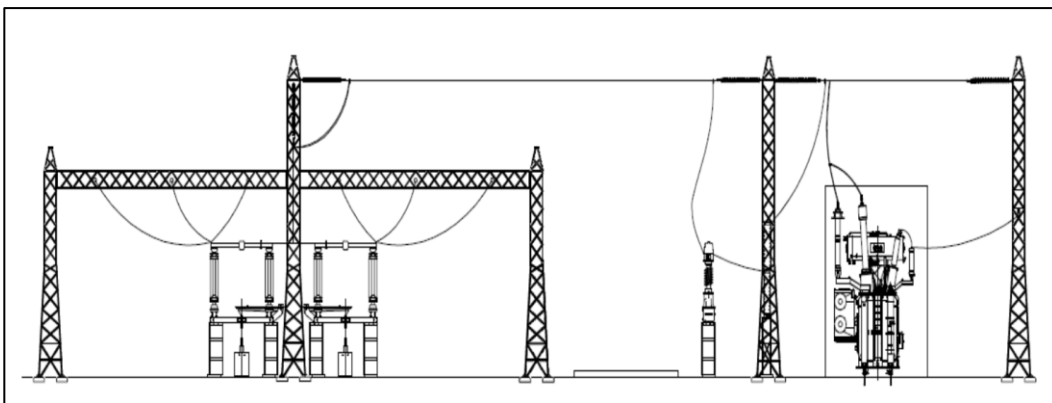
Debido a ambas necesidades existen dos tipos de subestaciones de transformación, las reductoras y las elevadoras.

- Subestaciones reductoras: la función principal es reducir los niveles de voltaje a valores utilizables para la distribución o usuario final. Por lo

general ese tipo de subestaciones se construyen en las cercanías de poblaciones o ciudades.

- Subestaciones elevadoras: son fundamentales en los sistemas de transmisión de energía, ya que puede transportar energía por largas distancias minimizando las pérdidas. Estas subestaciones son construidas en las salidas de centrales generadoras. Las generadoras entregan energía en media tensión, este tipo de subestaciones se encarga de elevar los niveles de voltaje hasta niveles de transmisión y así reducir las pérdidas y transmitirla por largas distancias.

Figura 2. **Subestación de transformación**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

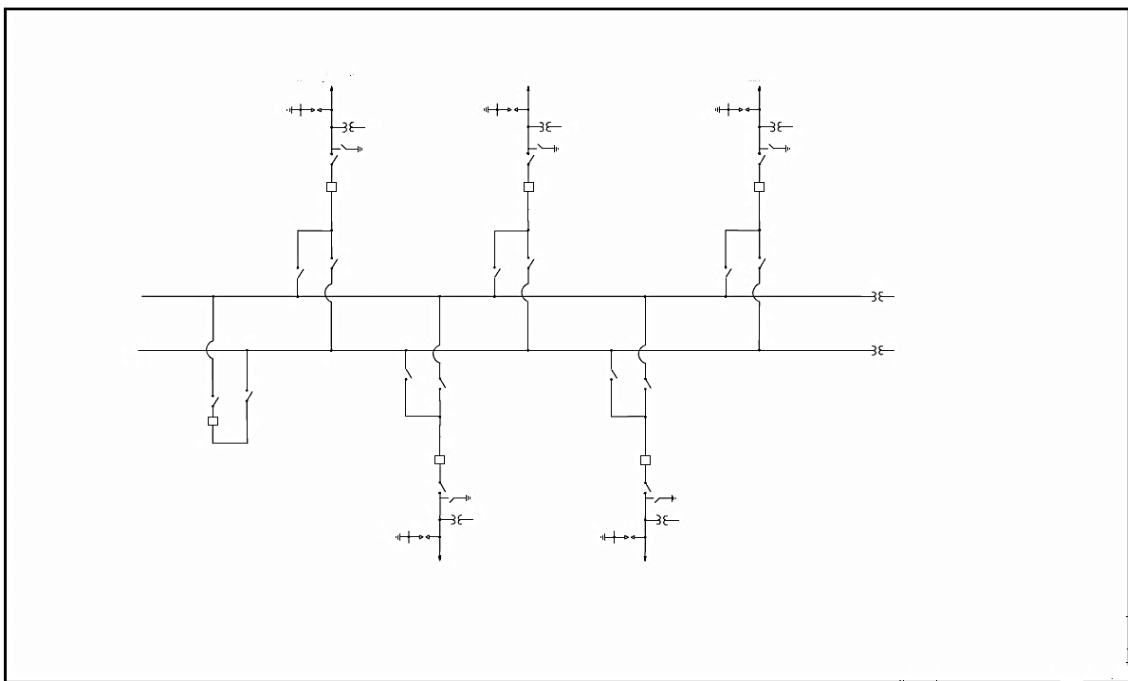
1.1.1.1.2. **Subestación de maniobras**

Como su nombre lo indica este tipo de subestaciones solo cumple la función de realizar maniobras entre líneas de transmisión. A diferencia de las

subestación de transformación esta subestación no cuenta con transformador, simplemente cuenta con elementos de maniobra o seccionamiento.

Estas subestaciones surgen debido a la necesidad de la distribución de los flujos de energía. Las maniobras que permiten este tipo de subestación es precisamente para eso; redireccionar los flujos de energía a conveniencia del sistema.

Figura 3. **Diagrama unifilar subestación de maniobras**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

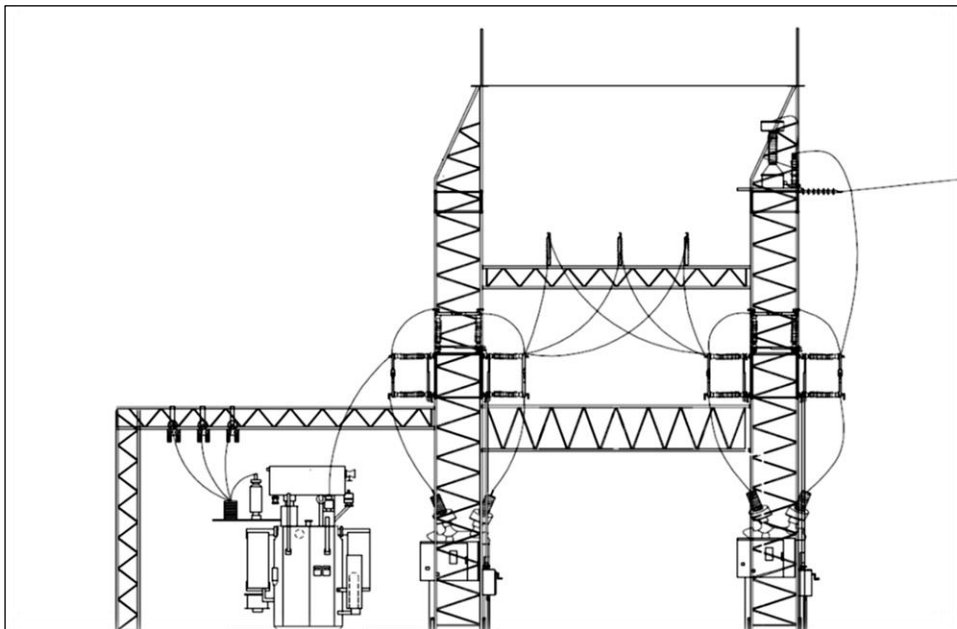
1.1.1.2. **Por su construcción**

Luego de definir cuál será la función principal de la subestación se deberá determinar la ubicación donde se construirá y este lugar físico delimitará el tipo

de construcción de la subestación. Por su tipo de construcción se clasifican las subestaciones en dos tipos: alto perfil y bajo perfil.

- Subestación alto perfil: este tipo de construcción aplica únicamente hasta ciertos niveles de voltaje. Por lo general, el nivel más alto de tensión en el que se construyen es de 69 kV. En voltajes, arriba de este, se complica construir este tipo de subestaciones debido a que los equipos se vuelven demasiado grandes y robustos dificultando colocarlos en altura.
- Una de las mayores razones por la cual se opta por este tipo de construcción es por el tema de área disponible para la subestación. Esta es el área pequeña y el nivel de tensión permite construirlo en perfil alto.

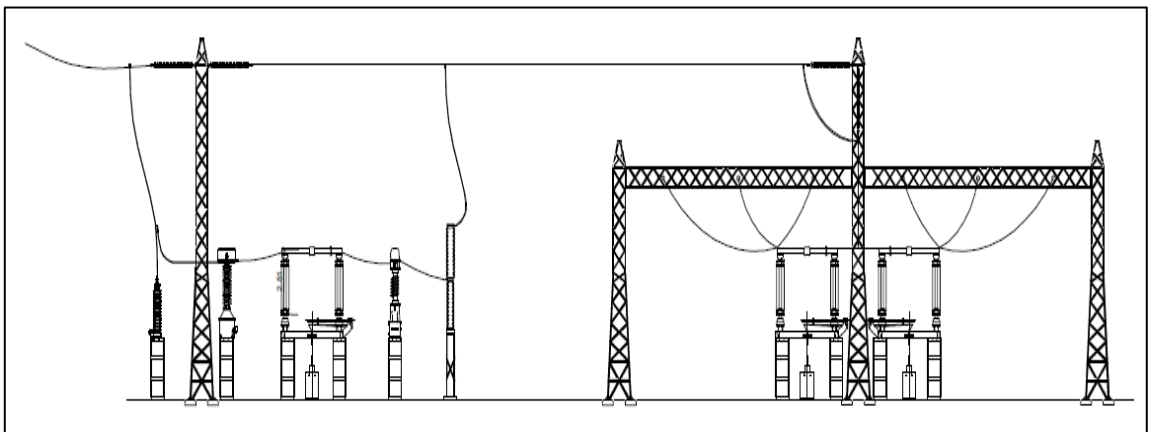
Figura 4. **Subestación alto perfil**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

- Subestación bajo perfil: es el tipo de construcción más común y más recomendable, ya que como se mencionó anteriormente, a niveles de tensión mayores a 69 kv los equipos se vuelven demasiado robustos. Esto imposibilita la construcción en perfil alto, además a eso las instalaciones pueden llegar a ser mucho más seguras y fáciles de mantener. De no tener ningún inconveniente con el área disponible para la construcción de la subestación se recomienda construir en bajo perfil.

Figura 5. **Subestación bajo perfil**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

1.1.1.3. **Por el tipo de aislamiento**

Una de las últimas decisiones que se debe tomar, luego de saber la función de la subestación y el perfil con el cual será construido, se debe definir el tipo de aislamiento donde será construida y solo existen dos opciones: aisladas en gas o aisladas en aire.

1.1.1.3.1. Subestación aislada en aire (AIS)

Este tipo de subestación es el más común para su construcción, como su nombre lo indica, el único medio de aislamiento entre conductores y partes energizadas es el aire. Una de las características de estas subestaciones es que se necesita un área relativamente grande para su construcción, ya que las distancias de seguridad aumentan de manera directamente proporcional con el nivel de tensión de la subestación.

Para la coordinación de aislamiento y distancias de seguridad se toman en cuenta las condiciones climatológicas y la altura sobre nivel del mar a la cual será construida la subestación. Adicional a eso el nivel de contaminación que se tendrá en las áreas cercanas a la subestación.

Los niveles de contaminación están normados (ver tabla I) y será un factor importante a considerar al momento de la compra de equipo. Este nivel de contaminación debe ser especificado de la manera correcta para evitar que se presenten corrientes de fuga en los aislamientos.

Tabla I. Grados de contaminación según Norma IEC 60815

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV) ¹
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes - Zonas agrícolas² - Zonas montañosas - Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos distintos desde el mar³ 	16.0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción - Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia - Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³ 	20.0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación - Zonas cercanas al mar o, en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar³ 	25.0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos - Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o á vientos muy fuertes y contaminados desde el mar - Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular 	31.0
<p>Nota: Esta tabla deberá aplicarse únicamente a aislamiento de vidrio o porcelana y no cubre algunas condiciones ambientales, tales como nieve y hielo bajo fuerte contaminación, lluvia intensa, zonas áridas, etc.</p> <p>¹ De acuerdo con la Norma CEI 60815, línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).</p> <p>² El empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.</p> <p>³ Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.</p>		

Fuente: MARTINEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. p. 457.

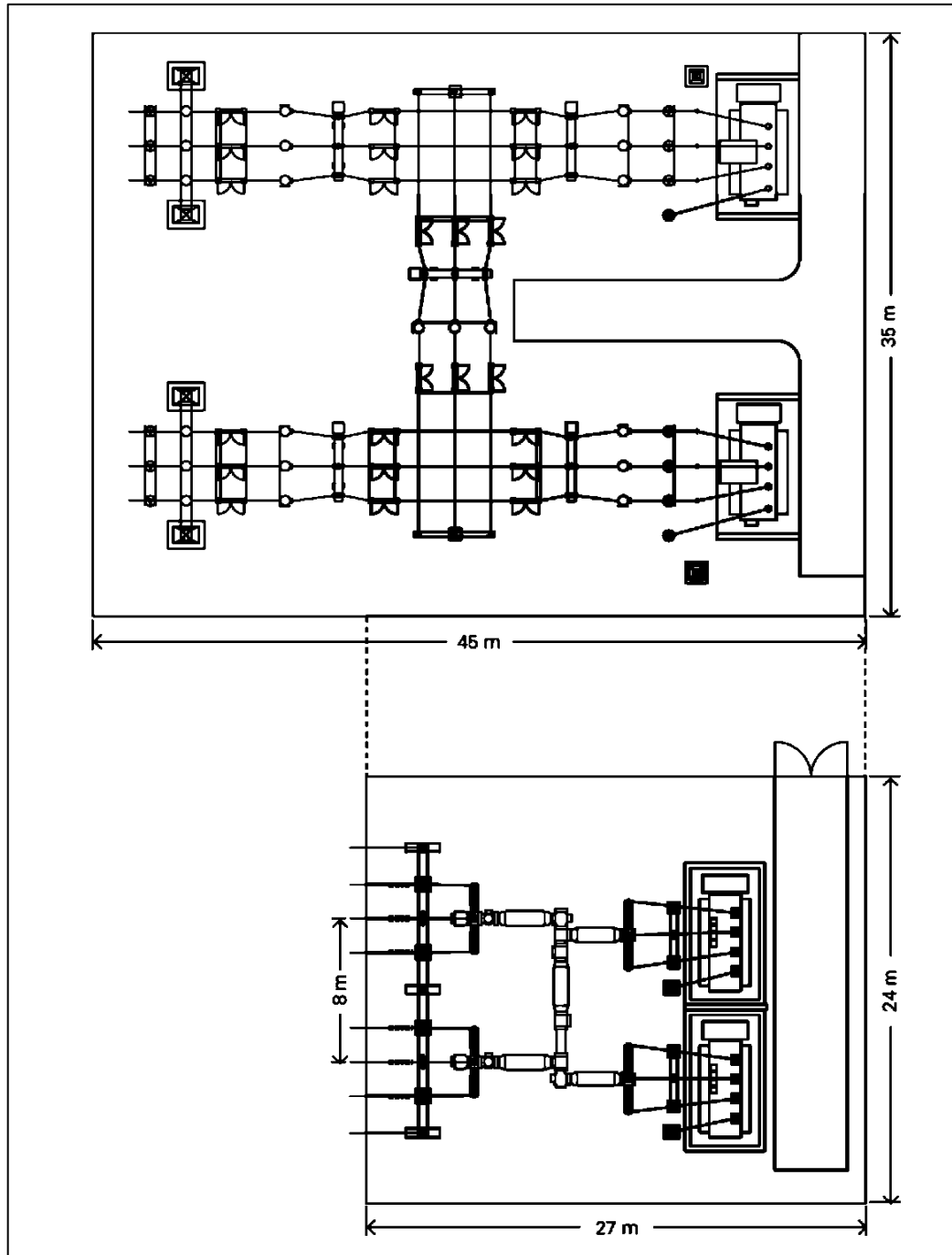
1.1.1.3.2. Subestación aislada en gas (GIS)

Como su nombre lo indica la principal característica de este tipo de subestaciones es el medio de aislamiento entre partes energizadas. En lugar de usar el aire como medio aislante utilizan un gas inodoro, no tóxico y no flamable llamado hexafluoruro de azufre (SF₆). Este cuenta con una constante dieléctrica muy elevada haciendo un excelente aislante eléctrico.

Una de las mayores ventajas de las subestaciones aisladas en gas es el espacio que ocupan, ya que estas utilizan aproximadamente un espacio 20 veces menor en comparación con una subestación aislada en aire. Esto se vuelve una gran ventaja cuando es necesario construir subestaciones en ciudades muy pobladas donde se complica la adquisición de terrenos grandes. Sin embargo, presenta la desventaja económica respecto a las subestaciones aisladas en aire, ya que el costo se llega hasta a triplicar comparado con una subestación AIS.

En la figura 6 se puede observar la comparación entre una subestación aislada en aire y una subestación aislada en SF₆.

Figura 6. Comparación entre subestación AIS vs. GIS



Fuente: RODRÍGUEZ, Francis. *Catálogo de subestaciones GIS marca Siemens*. p. 75.

1.2. Tipo de configuraciones

Existen diferentes tipos de configuraciones para los barrajes de las subestaciones. La elección de la configuración dependerá de la función que tendrá la subestación dentro del sistema de potencia.

Por lo general a un mayor nivel de tensión la configuración de la subestación se vuelve más exigente y al mismo tiempo más costosa. Esto implica el uso de más equipo de potencia.

En una misma subestación se pueden combinar diferentes tipos de configuraciones. Esto por lo general sucede en las subestaciones de transformación que utilizan diferentes configuraciones en los diferentes niveles de tensión.

Al seleccionar la configuración de las barras hay que considerar diferentes factores para satisfacer las necesidades del sistema eléctrico. La subestación debe funcionar con regularidad, debe ser concebida de tal manera que permita un alto nivel de continuidad del servicio. Otro de los factores importantes a tomar en cuenta son las futuras ampliaciones que puede sufrir la subestación, ya que deben de quedar previstos desde el inicio.

Para la selección de la configuración de una subestación se pueden utilizar los siguientes criterios:

- Versatilidad de operación
- Continuidad del servicio

- Costo de inversión disponible
- Disponibilidad al momento del mantenimiento
- Disponibilidad de área para la construcción

Con los anteriores criterios definidos ya se puede seleccionar la configuración de la subestación que más se adapte. A continuación se describen algunas de las configuraciones más utilizadas para la construcción de subestaciones en el sistema eléctrico nacional.

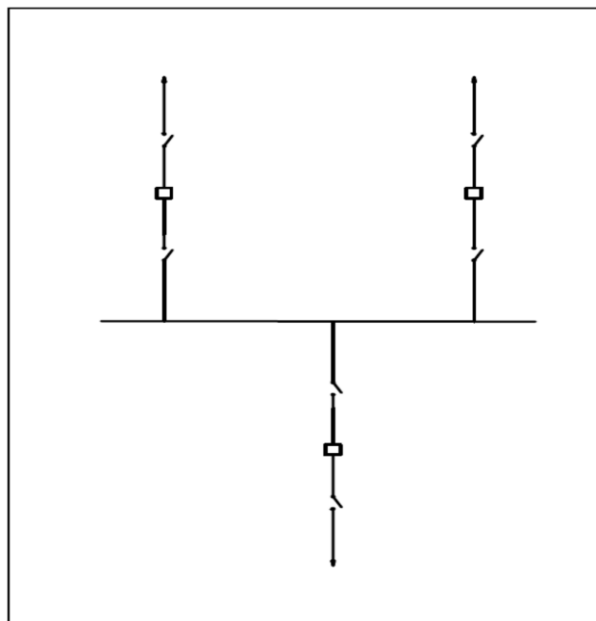
1.2.1. Configuración barra sencilla

Como su nombre lo indica este es el tipo de configuración más básico para las barras de una subestación (ver figura 7). Esto solo cuenta con una barra principal a la cual son conectados los alimentadores o las cargas dependiendo el caso.

La única ventaja que presenta esta configuración es la económica debido a que el equipo de potencia que se necesita para construirla es el mínimo posible. Eso acarrea gran variedad de desventajas desde el punto de vista operacional y de continuidad del servicio, ya que al momento de presencia de falla en la barra de la subestación, se ven afectados todas las bahías de la subestación sacando de servicio a toda la subestación. Otra desventaja se presenta al momento de realizar un mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, es necesario de igual manera sacar de servicio todas las bahías de la subestación aunque no se vaya a trabajar en todas ellas.

En conclusión esta configuración es recomendada en subestación de bajo nivel de tensión y de importancia muy baja en el sistema de potencia. Por ejemplo subestaciones de grandes usuarios industriales o subestaciones de distribución no tan relevantes.

Figura 7. **Diagrama unifilar configuración barra sencilla**



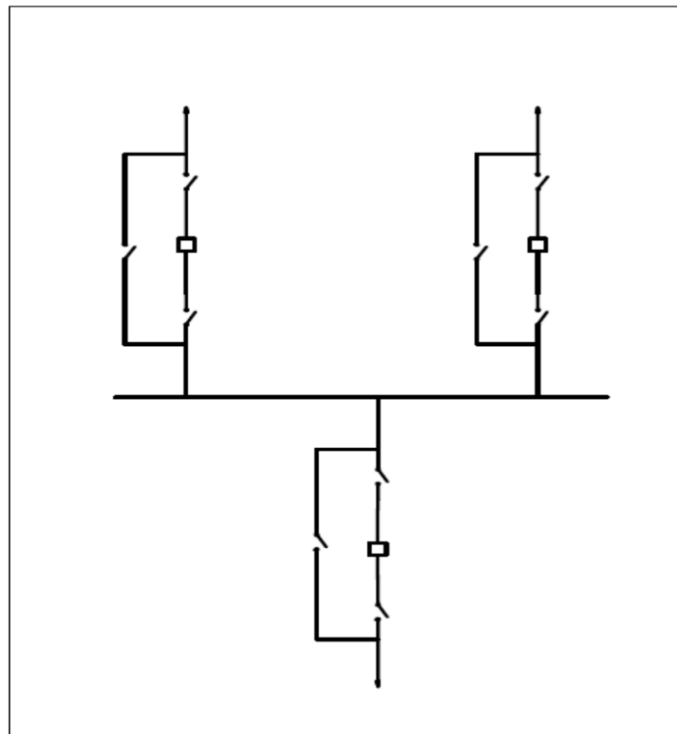
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

1.2.2. Configuración barra simple con *by-pass*

Como se muestra en la figura 8 y como su nombre lo indica, esta configuración es muy similar a una barra simple, la única diferencia que existe es que cuenta con un seccionador de *by-pass* por cada bahía de la subestación.

Una de las ventajas que puede presentar colocar un *by-pass* es por el tema de mantenimiento del interruptor. Se le puede hacer mantenimiento al interruptor sin desenergizar la línea que protege este interruptor.

Figura 8. **Diagrama unifilar configuración barra simple con *by-pass***

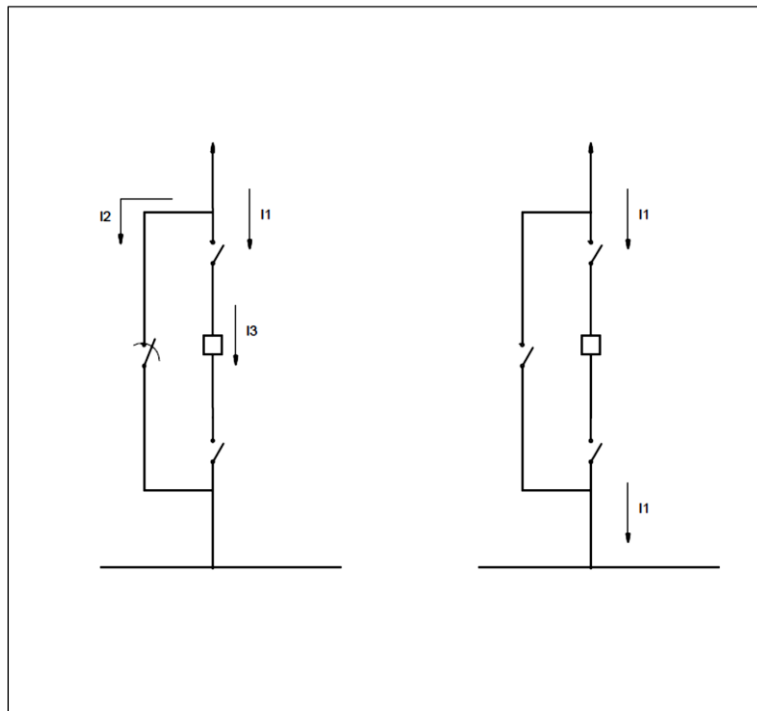


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Pero esta configuración presenta una desventaja, ya que al momento de utilizar el *by-pass* se debe deshabilitar la protección diferencial de barra de toda la subestación porque al cerrarlo la corriente que circulará por los transformadores de corriente será diferente. Se puede observar en la figura 9, que provocará un disparo por la protección diferencial de barra.

En conclusión esta configuración presenta una pequeña versatilidad respecto a la configuración barra simple. Sin embargo, se recomienda utilizar el seccionador de *by-pass* solo para emergencias o temas de mantenimiento correctivo debido a que se desprotege la subestación el tiempo que este activado el *by-pass*.

Figura 9. **Comportamiento de la corriente con *by-pass***

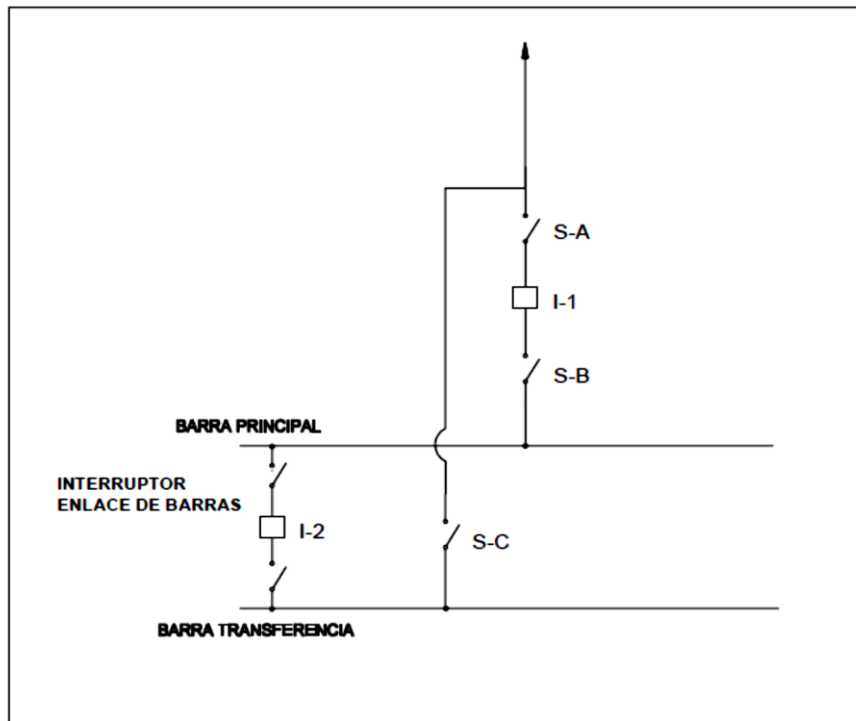


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

1.2.3. **Configuración barra simple más barra de transferencia**

En esta configuración se le agrega una barra de transferencia como su nombre lo indica a una barra simple. Con esta configuración se gana continuidad en el servicio y confiabilidad en la subestación.

Figura 10. **Diagrama unifilar configuración barra simple más barra de transferencia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

En la figura 10 se puede observar el diagrama unifilar de una configuración barra simple más barra de transferencia. Se tienen cerrados los seccionadores A y B adicional el interruptor 1, la línea está conectada a la barra principal como si fuera una barra simple tradicional.

Si por temas de mantenimiento preventivo o correctivo hay necesidad de abrir el interruptor 1 y no se puede desenergizar la línea, se cierra el seccionador C. Al hacer esta maniobra la línea estará conectada a la barra de transferencia, pero hasta el momento no está protegida por ningún interruptor.

Si luego se cierra el interruptor 2 y sus respectivos seccionadores se tendrá continuidad entre la barra principal y la barra de transferencia o en otras palabras la línea, ya está conectada a la barra principal.

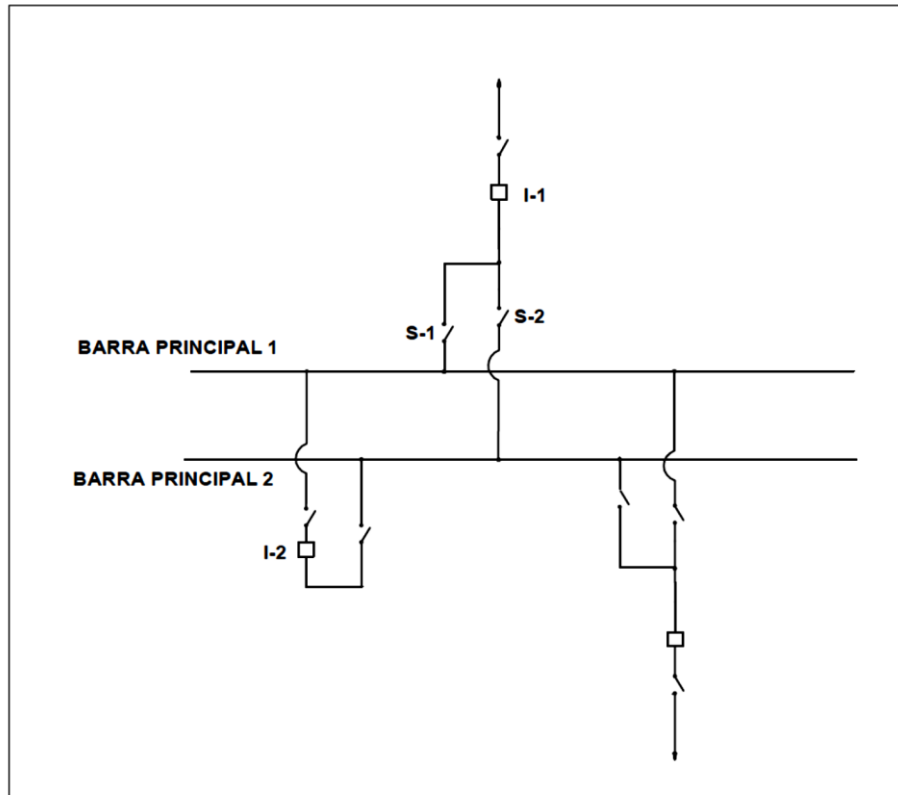
Se puede observar que se obtienen ventajas por tema de mantenimiento para un interruptor, ya que no es necesario desenergizar la línea y en ningún momento se deja desprotegida la subestación. Esto como en el caso de la configuración con *by-pass*, pero estas maniobras solo se pueden hacer para un interruptor a la vez, ya que si se quisiera hacer para “n” interruptores al mismo tiempo se necesitaría “n” barras de transferencia. Esto se vuelve impráctico.

Esta configuración implica mayor gasto en compra de equipos de potencia (seccionadores e interruptores). Además de la necesidad de un espacio físico mayor, ambas podrían presentar una desventaja desde el punto de vista económico.

1.2.4. Configuración doble barra

Tal como su nombre lo indica esta configuración cuenta con dos barras principales y presenta gran versatilidad para la operación y mantenimiento. Las ventajas que presenta esta subestación son muchas ya que al contar con dos barras principales se puede perder por completo una barra, ya sea por falla o por mantenimiento y mantener la continuidad del servicio con la otra barra.

Figura 11. Diagrama unifilar configuración doble barra



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Como muestra el diagrama unifilar en la figura 11 cada bahía de la subestación consta de tres juegos de seccionadores S-1 y S-2 y un interruptor de potencia I-1. Adicional cuenta con un interruptor de enlace de barra I-2 el cual permite unificar las barras al momento de alguna maniobra. La posición normal de este interruptor de enlace de barra es abierto, ya que con esto se tiene la independencia de las barras y al momento que alguna barra falle no afectará la otra. Cuando se necesita realizar alguna transferencia entre una barra y la otra el interruptor I-2 será cerrado para evitar daños en los seccionadores de barra.

Desde el punto de vista de mantenimiento se tiene la ventaja que se puede transferir toda la carga a una barra, mientras se realiza el mantenimiento en la otra barra.

Uno de los inconvenientes que presenta esta configuración, es que si por algún motivo el interruptor I-1 se llegara a dañar queda fuera la bahía, no tiene manera de restablecerla hasta que se repare o cambie el interruptor.

1.3. Conceptos de línea de transmisión

Una línea de transmisión es una adaptación de componentes destinados al transporte de energía eléctrica en bloques considerables. Está constituida por conductores usualmente desnudos, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores a la estructura que los soportan.

En el campo de la ingeniería de sistemas de potencia, una línea de transmisión de energía eléctrica. Se define también como el conjunto formado por cables conductores y cables de guarda sujetos en soportes o estructuras. Estos van separados a cierta distancia llamada claro o vano.

1.3.1. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión

En una línea de transmisión de potencia se toman en cuenta cuatro parámetros eléctricos. Estos afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. El cuarto parámetro, la conductancia, se presenta entre conductores o entre los conductores a tierra.

La conductancia toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables en líneas subterráneas.

Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque las corrientes de fuga, en los aisladores, son de magnitud despreciable. Hecha la observación anterior se procede a la descripción de los otros tres parámetros.

1.3.1.1. Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{Pérdida de Potencia en el Conductor}}{I^2} [\Omega]$$

Ec. 1.1

Donde la potencia está en vatios es la corriente rms en el conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de corriente directa del conductor solo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme.

La resistencia de corriente directa está dada por la ecuación:

$$R_0 = \rho \frac{l}{A} [\Omega]$$

Ec. 1.2

Donde:

ρ = resistividad del conductor

l = longitud

A = área de la sección transversal

En unidades del sistema internacional SI, l está en metros, A en metros cuadrados y ρ en ohm metro.

El estándar internacional de conductividad es el cobre recocido. El cobre comercial estirado en frío tiene el 97,3 % y el aluminio el 61 % de la conductividad estándar del cobre recocido, ρ es igual a $1,77 \times 10^{-8} [\Omega] \text{ m}$ para el cobre comercial estirado en frío a 20 °C. Para el aluminio a 20 °C, ρ es $2,83 \times 10^{-8} [\Omega] \text{ m}$.

La variación en resistencia de los conductores metálicos, con la temperatura, es prácticamente lineal. Esto en el rango normal de operación, y se describe con bastante precisión mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{(T + t_2)}{(T + t_1)}$$

Ec. 1.3

Donde:

R_2 y R_1 = Resistencia del conductor a las temperaturas t_1 y t_2 .

T = Constante

La distribución uniforme de la corriente en la sección transversal de un conductor solamente se presenta para la corriente directa. Conforme se

aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la no uniformidad de la distribución se hace más pronunciada.

Un incremento en la frecuencia da origen a una densidad de corriente no uniforme. A este fenómeno se le conoce como efecto piel. Generalmente, la densidad de corriente en un conductor se incrementa desde el interior hacia la superficie. Sin embargo, para conductores de radios suficientemente grandes, se puede obtener una densidad de corriente oscilatoria con respecto a la distancia radial desde el centro.

1.3.1.2. Inductancia

Es una medida de la capacidad de un dispositivo de almacenar energía en forma de campo magnético. La inductancia así como la capacitancia de un circuito eléctrico, se pueden explicar por medio del campo eléctrico y el campo magnético que acompañan a su flujo de corriente.

La inductancia del circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente. La inductancia tiene básicamente dos fuentes: una debida al flujo interno en el conductor y otra al externo. La suma de ambas componentes da el valor resultante de la inductancia, valor al cual se llega partiendo de la Ley de Ampere y haciendo uso de las características de simetría que tengan los diversos campos que se emplean para modelar este fenómeno.

La ecuación, para el cálculo de la inductancia, por fase de líneas trifásicas:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m por fase}$$

Ec. 1.4

Donde:

D_{eq} = espaciamiento equivalente entre conductores

D_s = radio geométrico del conductor

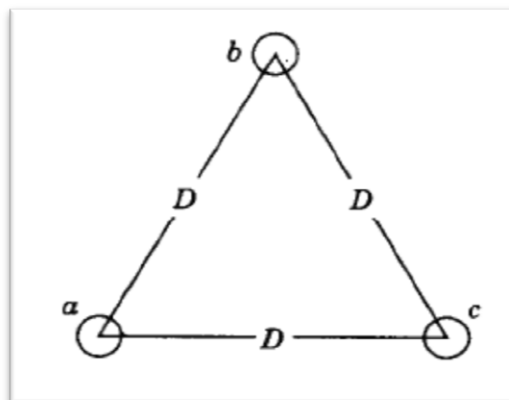
D_{eq} y D_s deben estar en las mismas unidades. Si la línea tiene un conductor por fase, D_s se obtiene directamente de las tablas. Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}}$$

Ec. 1.5

Para líneas de conductores agrupados, D_{ab} , D_{bc} y D_{ca} son las distancias entre los centros de los agrupamientos de las fases a, b y c. Como se observa en la figura 12.

Figura 12. **Distribución de conductores con distancia equilátera para encontrar la distancia equivalente**



Fuente: STEVENSON. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 150.

La reactancia inductiva en ohmios por metro a 60 Hertz se encuentra multiplicando el valor de la inductancia, en henrios por metro, por $2\pi(60)$:

$$X_L = 0,0754 \times L_n \frac{D_{eq}}{D_s} \quad \Omega/\text{m por fase}$$

Ec. 1.6

1.3.1.3. Capacitancia

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores. Esto origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. De forma análoga al caso de la inductancia, se puede afirmar que la capacitancia es la medida de la capacidad de un circuito eléctrico de almacenar energía en forma de campo eléctrico.

La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km de largo. Para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia.

Un voltaje alterno en una línea de transmisión tiene como consecuencia que la carga en los conductores, en un punto dado, y aumente o disminuya con el valor instantáneo de voltaje entre los conductores en ese punto.

Como la capacitancia es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye en la línea de transmisión aun cuando este en circuito abierto. La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la

eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

La base para el análisis de la capacitancia es la Ley de Gauss para campos eléctricos. Esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

La ecuación para el cálculo de la capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica es:

$$C_n = \frac{2 \pi k k_r}{\ln D_{eq}} \frac{1}{D_{sC}} \text{ F/m al neutro}$$

Ec. 1.7

Donde:

D_{sC} = radio externo del conductor

D_{eq} = espaciamiento equivalente entre conductores

D_{eq} y D_{sC} deben estar en las mismas unidades. D_{eq} se calcula del mismo modo que en el caso de la inductancia k es $8,854 \times 10^{-12}$ ya que para el aire k_r es 1,0.

2. CARACTERÍSTICAS SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA

2.1. Características del sistema de transmisión de Trelec

Guatemala cuenta con un sistema eléctrico en el cual su principal fuente de generación de energía son las hidroeléctricas, centrales térmicas y cogeneradores. Se tienen las primeras un 52 % de participación; seguidas por las centrales térmicas que contribuyen con un 40 % y por último los cogeneradores que contribuyen con un 8 %.

Para la utilización de la energía generada esta debe ser transportada y sufrir una serie de transformaciones para optimizar su uso. El medio de transmitir la energía son las líneas de transmisión y esta sufrirá transformaciones mediante las subestaciones.

Los niveles de tensión que se utilizan en el país para la transmisión de energía son 400 kv, subtransmisión 230, 138 y 69 kv. Esto así como para la distribución se utilizan los niveles de 34,5, 13,2 y 7,6 kV. Con lo cual se cuenta con gran cantidad de subestaciones de transmisión y de distribución.

En específico la red de transmisión de Transportista Eléctrica Centroamericana funciona a un nivel de tensión de 69 kv y se encarga de distribuir energía a tres departamentos del país. Haciendo un total de 61 subestaciones distribuidas dentro de Escuintla, Sacatepéquez y Guatemala, y cerca de 900 kilómetros de línea de transmisión en un nivel de tensión de 69 kv.

2.2. Características eléctricas de la subestación Antigua Guatemala

Esta es una subestación de transformación reductora y forma parte de las 61 subestaciones que actualmente conforman la red de transmisión de Trelec. Es una de siete que pertenecen al departamento de Sacatepéquez.

Esta es una subestación reductora la cual recibe en un nivel de tensión de 69 kv y entrega una salida de 13,8 kv todo esto mediante un transformador de potencia de 10/14 MVA.

La potencia de salida de la subestación es entregada a la red de distribución mediante dos circuitos aéreos. Estos son protegidos mediante dos reconectores dentro de la subestación.

Para el tema de la distribución se cuenta con un transformador con regulador bajo carga trifásico. Este se encarga de mantener el voltaje de salida lo más estable posible, para mantener la calidad de la energía por encima de los estándares.

2.3. Ubicación geográfica subestación Antigua Guatemala

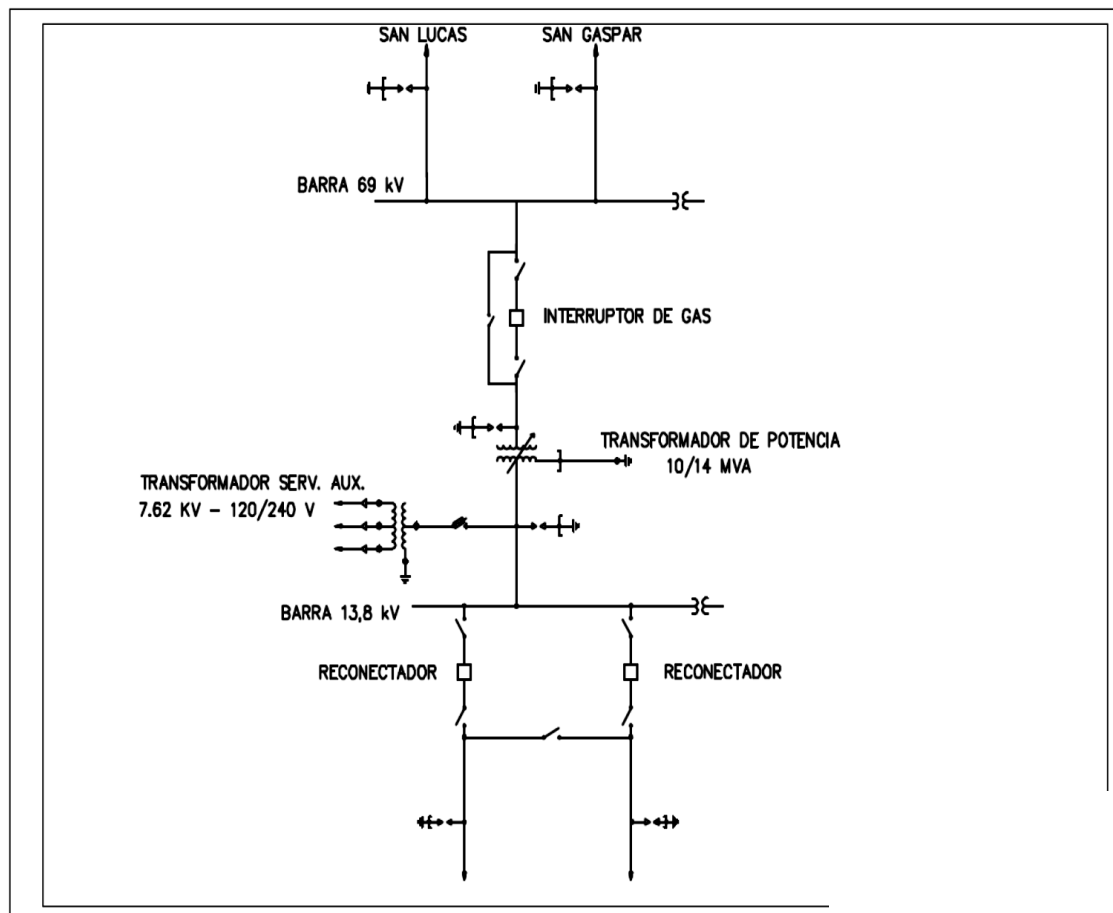
La subestación está ubicada en el departamento de Sacatepéquez formando parte de los tres departamentos en los cuales tiene cobertura la red de Trelec S. A.

Ubicada en la ciudad colonial de Antigua Guatemala a 30 kilómetros de la ciudad capital, la subestación se puede ubicar al final de la 7ª calle oriente.

2.4. Configuración actual de la subestación Antigua Guatemala

Hoy en día está construida con una configuración barra simple más *by-pass*, en la cual convergen una línea que se dirige a la subestación San Lucas y otra línea para la subestación San Gaspar, ambas propiedad de Trelec. S. A.

Figura 13. Diagrama unifilar subestación Antigua Guatemala



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Como se puede observar en el diagrama unifilar, figura 13, actualmente la subestación solo cuenta con un interruptor de potencia. Este protege el transformador y las líneas de transmisión no cuentan con interruptor, solo con un seccionador de entrada.

2.5. Equipo de potencia en la subestación Antigua Guatemala

Se describe a continuación el equipo principal que conforma la subestación Antigua Guatemala.

2.5.1. Transformador de potencia

Al ser una subestación de transformación, este es su equipo principal ya que él, equipo la subestación dejaría de cumplir su función principal. En sitio se encuentra un transformador de potencia marca OASA de potencia nominal 10/14 MVA, 66/13,8 kv. A continuación se enumera la especificación técnica de dicho transformador de potencia.

Tabla II. Características eléctricas de transformador de potencia

Núm.	Características eléctricas del sistema	Unidad Medida	Características Exigidas
1	Tensión nominal primaria	kV	69
2	Tensión nominal secundaria	kV	13.8
3	Frecuencia nominal	Hz	60
4	Sistema	Y	sólidamente aterrizado
	Condiciones de servicio		
5	Altitud S.N.M.	m	1 800
6	Humedad relativa	%	5 a 100
7	Temperatura en grados centígrados	°C	0/40
8	Coeficiente sísmico	G	0,3G
9	Instaación		Intemperie clima tropical

Continuación de la tabla II.

	Características eléctricas		
10	Potencia nominal trifásica	MVA	10/14
11	Voltaje nominal en devanado primario (H1, H2, H3)	kV	69
12	Voltaje máximo en devanado primario (H1, H2, H3)	kV	72,5
13	Voltaje nominal devanado secundario	kV	13,8
14	Voltaje máximo devanado secundario	kV	15
15	Conexión devanado primario	Δ	Delta
16	Voltaje de baja tensión (X1, X2, X3) a tierra:	kV	13,8kV/ $\sqrt{3}$
17	Corriente máxima baja tensión	A	585,72
18	Conexión devanado secundario (con Neutro Accesible)	Υ	Estrella Sólidamente Aterrizada
19	Impedancia	%	9,9
20	Grupo de Conexión		Dyn1 (ANSI)
21	Nivel básico de aislamiento:		
22	Devanado primario	kV	350
23	Devanado secundario	kV	110
24	Neutral del devanado secundario	kV	110
25	Construcción de bobinas y el núcleo		
26	Bobinas en: (H1, H2, H3)		Disco, con disco estático o con devanado traspuesto.
27	Bobinas en: (X1, X2, X3)		Disco con disco estático o con devnado traspuesto.
28	Núcleo		Tipo Core
29	Transformadores de corriente		
30	En los <i>Bushing</i> X1/X2/X3: para protección		TC1-2-3(X1,X2,X3)
31	Relación <i>bushings</i> X1/X2/X3		1 200/5 Multirelación
32	Precisión		C400
33	En el <i>bushing</i> X0 para protección		TC4(X0)
34	Relación <i>bushing</i> TC4(X0)		600/5 Multirelación
35	Precisión		C200
36	En el <i>bushing</i> X2 para imagen térmica		TC5(X2)
37	Relación TC5(X2)		De diseño
38	Precisión		De diseño
39	Bushings		
40	El material deberá ser de papel impregnado de resina, recubierto por aislamiento de silicón.		Sí
41	(H1/H2/H3) Clase/BIL	kV	69/350
42	(X1/X2/X3/Xo) Clase/BIL	kV	23/150
43	Color		Gris

Continuación de la tabla II.

44	Pararrayos		
45	(H1/H2/H3) Clase estación, óxidos Metálicos		
46	MCOV	kVrms	48
47	<i>Rating</i>	kVrms	60
48	(X1/X2/X3/Xo) Clase Estación, Óxidos Metálicos		
49	MCOV	kVrms	8,4
50	<i>Rating</i>	kVrms	10
51	Contadores de descarga en "H" y "X"	U	Sí
52	Todos los pararrayos deben ser fabricados de material polímero a base de silicona.		Sí

Fuente: Trelec.

Figura 14. **Transformador de potencia subestación Antigua**



Fuente: Trelec.

2.5.2. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia que protege el transformador de potencia es un interruptor Mitsubishi modelo 70 SFMT 32 F, es un interruptor tanque muerto, utiliza como medio extintor del arco gas SF6, cuenta con sus transformadores de corriente tipo dona en los *bushings* del interruptor. A continuación se muestra la tabla de especificaciones técnicas correspondientes al interruptor de potencia.

Tabla III. **Características eléctricas de interruptor de potencia**

Núm.	Características eléctricas del sistema	Unidad Medida	Características Exigidas
1	Tensión nominal	kV	69
2	Núm. de fases		3
3	Frecuencia nominal	Hz	60
4	Sistema	Y	sólidamente aterrizado
	Condiciones de servicio		
5	Altitud S.N.M.	m	1 800
6	Humedad relativa	%	5 a 100
7	Temperatura en grados centígrados	°C	0/40
8	Coeficiente sísmico		0,3G
9	Instalación		Intemperie clima tropical
	Características eléctricas		
10	Tipo de norma		ANSI –C37
11	Voltaje de diseño	kV	72.5
12	Voltaje nominal	kV	69
13	Corriente nominal	A	1 200
14	Corriente nominal de interrupción de corto circuito	kA	31,5
15	Tipo de tanque		MUERTO
16	Terminales para conexiones		UNIVERSAL NEMA 4
17	Medio de extinción del arco		SF6
18	Tiempo de cierre	ms	45 a 60
19	Tiempo de apertura	ms	20 a 33
20	Nivel de aislamiento a 1 800 M.S.N.M	kV	350
21	Distancia de fuga		De acuerdo a altura específica
22	Distancia entre fases (de diseño)	M	1,0
23	Altura mínima del suelo a parte mas baja energizada	M	3,4

Continuación de la tabla III.

24	Distancia de fase a tierra	M	25 mm/Kv
25	Color de aislamiento		ANSI GRIS núm. 70
26	Tipo de aislamiento		Silicona
	Características de operación		
27	Tipo de accionamiento		A resortes
28	Operación en caso de falla en el sistema		Trifásico
29	Ciclo de operación		O.CO-15seg-CO-15seg-CO
30	Rango de voltaje de operación de las bobinas de cierre y apertura.	V DC	80-150
31	Doble circuito de disparo independiente		SÍ
32	Relé <i>antipumping</i>		SÍ
33	Voltaje del mecanismo de operación		
34	Voltaje del motor	V DC	85-150
35	Voltaje de control	V DC	85-150
36	Voltaje para calefacción	V AC	240
	Elementos del mecanismo de operación		
37	Calefacción conectada por termostato		SÍ
38	Bobina de disparo 1		SÍ
39	Bobina de disparo 2		SÍ
40	Bobina de cierre		SÍ
41	Número de contactos auxiliares libres mínimo		12NA + 12NC
42	Operación		REMOTO Y LOCAL
43	Tiempo de tensado de los resortes	SEG	15
	Transformadores de protección		
44	Cantidad (1 por boquilla)		6
45	Tipo de ct's		BCT'S
46	Multirelación		1200/5
47	Clase de protección		C-400
48	Norma de diseño		ANSI C57,13

Fuente: Trelec.

Figura 15. **Interruptor de potencia subestación Antigua Guatemala**



Fuente: Subestación Antigua Guatemala.

2.5.3. Transformador de potencial

La subestación cuenta con tres transformadores de potencial marca Arteché catálogo UTE-72. Estos transformadores se encuentran en la barra principal de 69 kv y son utilizados para el sistema de protecciones de la subestación y para temas de medición.

Tabla IV. **Características eléctricas de transformador de potencial**

Características eléctricas del sistema	Unidad Medida	Características Exigidas
Tensión nominal	kV	69
Núm. de fases		3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema	Y	Aterrizado
Condiciones de servicio		
Altitud S.N.M.	m	1 800
Humedad relativa	%	100
Temperatura en grados centígrados	°C	0/40
Coeficiente sísmico		0,3G
Instalación		Intemperie
Características generales solicitadas		
Núcleo inmerso en aceite		SI
Tipo de aislamiento		Silicona
Tipo de norma		ANSI C.57,13
Transformador de corriente		Monofásico
Tipo de servicio		Exterior
Tipo de transformador		Poste
Voltaje máximo	kV	72,5
Nivel básico de aislamiento	kV	350
Voltaje primario línea a neutro	V	40,250
Relación secundario 1		350:1
Relación secundario 2		600:1
Relación secundario 3		350:1
Relación secundario 4		600:1
Clase de exactitud		0.3
Burden	VA	200Z
Capacidad Térmica	VA	2 500
Voltaje secundario relación 1	V	115
Voltaje secundario relación 2	V	67.08
Voltaje secundario relación 3	V	115
Voltaje secundario relación 4	V	67,08
Distancia de fuga 1 800 msnm		Según diseño
Color de aisladores		ANSI Núm. 70

Fuente: Subestaciones Trelec.

Figura 16. **Transformador de potencial marca Artech**



Fuente: Trelec.

2.5.4. Seccionadores de línea y barra

Para la entrada de la línea está instalado un seccionador de apertura lateral central con puesta a tierra marca Mesa modelo SGCNT-72/1250. Mientras que para un seccionador de barra está instalado un seccionador de las mismas características solo que no cuenta con puesta a tierra y el modelo que le corresponde es SGCNT-72/1250.

Tabla V. **Características eléctricas de seccionadores barra y linea**

Núm.	Características eléctricas del sistema	Unidad Medida	Características Exigidas
1	Tensión nominal	kV	69
2	Núm. de fases		3
3	Frecuencia nominal	Hz	60
4	Sistema	Y	Aterrizado
	Condiciones de servicio		
5	Altitud S.N.M.	m	1 800
6	Humedad relativa	%	5 a100
7	Temperatura en grados centígrados	°C	0/40
8	Coefficiente sísmico		0,3G
9	Instalación		Intemperie I
	Características eléctricas		
10	Apertura		Central
11	Voltaje de diseño	kV	72,5
12	Voltaje nominal	kV	69
13	Corriente nominal	A	1 200
14	Corriente de corta duración RMS	kA	31,5
15	Corriente nominal de corto circuito	kA	80
16	Terminales para conexiones		NEMA 4
17	Medio de extinción del arco		SI
18	Nivel de aislamiento a 1 800 M.S.N.M	kV	350
19	Distancia de fuga		25 mm/kV
20	Debe contar con cuernos de arco		SI
	Características físicas		
21	Distancia de fase a tierra	Pulg	De acuerdo a altura especificada
22	Color de aislamiento		ANSI GRIS Núm.70
23	Tipo de aisladores		Polímero a base de silicona
24	Distancia entre agujeros de parte superior e inferior del aislador, Norma Ansi	Pulg.	3" diagonal, 2-1/8" entre los lados.
25	Diámetro de agujeros de aisladores (para tornillos)	Pulg.	1/2"
	Características de operación		
27	Tipo de accionamiento		MOTOR Y MANUAL
28	Operación		TRIFÁSICO
29	Contactos auxiliares para el estado del mecanismo		10 NA y 10 NC
30	Altura de instalación (tubo o mando de operación)	m	12
	Voltaje del mecanismo de operación		
31	Voltaje del motor	V DC	125
32	Voltaje para calefacción	V AC	240

Continuación de la tabla V.

	Elementos del mecanismo de operación		
33	Calefacción conectada por termostato		sí
34	Operación apertura y cierre		Local y remoto
35	Operación manual		Con Manivela
36	Swich auxiliar indicador de posición		Abierto /Cerrado
37	Indicador de luz visual mecánico de posición abierto y cerrado		sí
38	Base de seccionador y accesorios del mando		Galvanizados en caliente
39	Gabinete de acero inoxidable		sí
40	Protección para intemperie del gabinete		IP54

Fuente: Subestaciones Trelec.

Figura 17. **Seccionador de línea y barra marca Mesa**



Fuente: Trelec.

2.6. Sistema de protecciones actual

La subestación actualmente solo cuenta con un sistema de protecciones para el transformador de potencia, como se muestra en la figura 10. Las líneas no cuentan con interruptores de potencia que las protejan, simplemente tienen

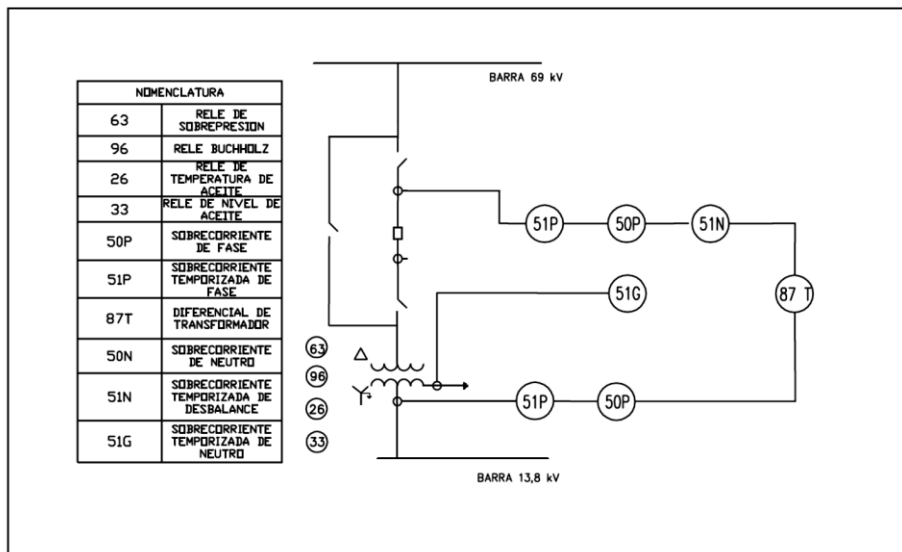
seccionadores, en ausencia de estos interruptores no se puede tener una protección de barra, ya que no hay dispositivos de apertura automáticos.

Por tanto, la protección principal de la subestación es la protección diferencial del transformador. Esta actúa únicamente sobre el interruptor del transformador como se muestra en la figura 18.

Adicional se cuenta con protecciones de sobrecorriente instantáneas y temporizadas. También con una protección de sobrecorriente temporizada de desbalance y una protección de sobrecorriente temporizada para el neutro.

También se cuenta con protecciones en los circuitos de distribución, pero este tema no será abordado en este trabajo, simplemente se hace mención que los circuitos de distribución están protegidos con restauradores de vacío.

Figura 18. **Unifilar de protecciones actual de subestación Antigua**



Fuente: elaboracion propia, empleando AutoCAD 2014.

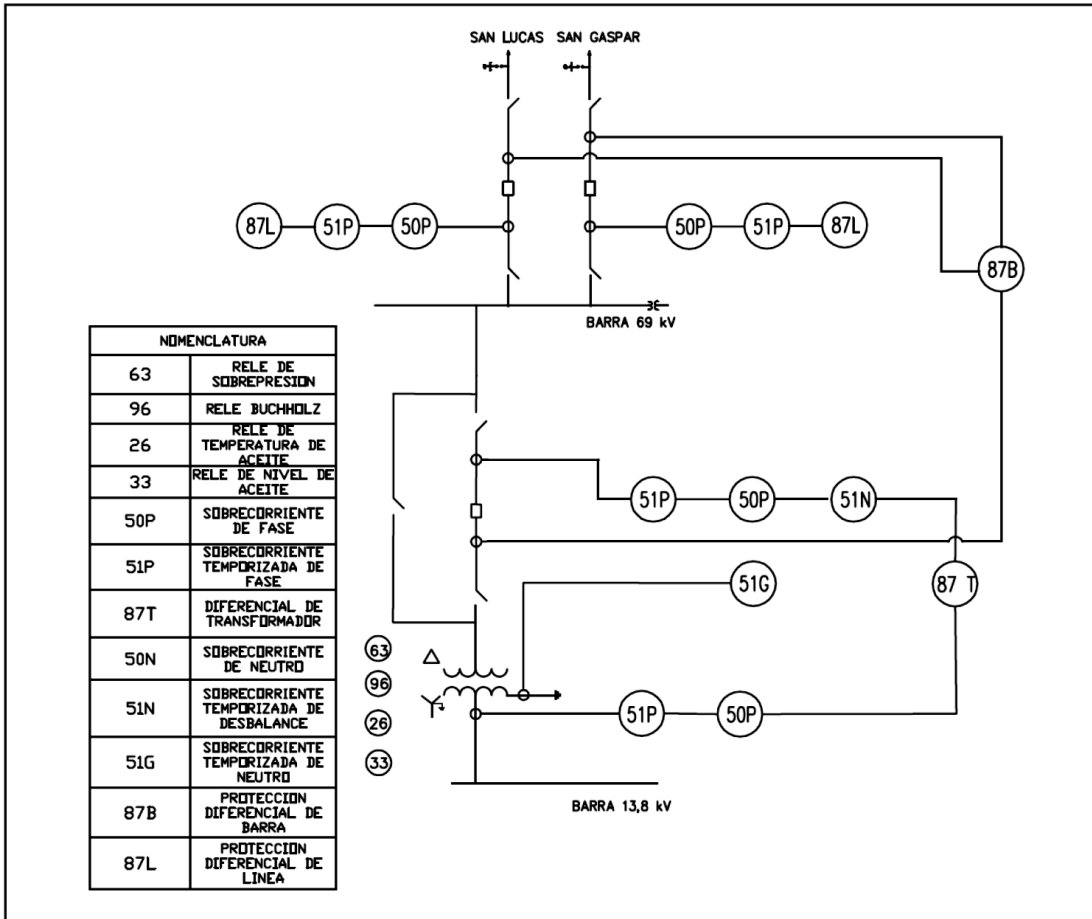
2.7. Justificación del nuevo diseño de sistema de protecciones

La necesidad de crear un nuevo diseño del sistema de protecciones para la subestación se debe a una ampliación futura que sufrirá la misma, como se puede observar en el diagrama unifilar de la figura 13. Los campos de línea no cuentan con interruptor de potencia, solamente están conectadas a la barra de la subestación mediante seccionadores.

La ampliación futura entonces consistirá en proteger las líneas de transmisión con sus respectivos interruptores. Esto implica entonces realizar los cálculos de los parámetros para proteger las líneas de transmisión y también implica la implementación de una protección para la barra.

En la actualidad, al no contar con interruptores de línea, no existe una protección de barra, ya que no es posible tenerla. Esto debido a que no existen más interruptores que el del transformador. Eso se implementará una protección diferencial de barra de alta impedancia, las protecciones diferenciales de línea para ambas líneas y la protección diferencial de transformador.

Figura 19. Diagrama unifilar de nuevo diseño de protecciones propuesto



Fuente: elaboracion propia, empleando AutoCAD 2014.

3. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

Al hablar de sistema se define un sistema como un conjunto de normas y procedimientos que regulan el funcionamiento de un grupo o colectividad. En forma general se puede definir el concepto de protección como el conjunto de equipos necesario para la detección y eliminación de incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas.

Habiendo dicho esto se puede concluir que un sistema de protecciones será un conjunto de algoritmos o instrucciones que regularán un conjunto de equipos. Esto para que el conjunto detecte y elimine incidentes en el sistema eléctrico de potencia y siendo más específico para este caso en una subestación.

En un mundo ideal se busca que el equipo de protección se anticipe a la ocurrencia de alguna falla, pero de momento no se ha logrado tal avance tecnológico. A pesar que los equipos actuales cuentan con muchas funciones, no se ha logrado ese objetivo, de momento solo son capaces de eliminar la falla en el menor tiempo posible. Esto para alcanzar el menor daño posible, ya sea a equipos primarios o al propio sistema de potencia.

Un sistema de potencia comprende diversos elementos. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia representa una gran inversión de capital. Para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible, dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad del suministro.

3.1. Definición de un sistema de potencia

Un sistema eléctrico de potencia cualquiera que sea tiene como función principal generar y suministrar energía eléctrica a el consumidor final. Este sistema debe estardiseñado de tal manera que sea confiable y seguro para lograr la optimización de la energía.

La continuidad y la calidad son dos requisitos que están muy ligados a un sistema de potencia. Un sistema de potencia independientemente de su tamaño se divide en cuatro partes fundamentales:

- **Generación:** se puede mencionar a las hidroeléctricas, las generadoras eólicas y las quemadoras de combustible, todas estas como las más comunes.
- **Trasporte:** la energía generada debe ser transportada y esta función la cumplen las líneas de transmisión.
- **Transformación:** esta etapa es muy necesaria e importante, y cumple dos funciones: una es que permite que las distancias de transporte sean más largas reduciendo las pérdidas y la otra función es que permite que la energía pueda ser transformada para ser distribuida.
- **Distribución:** esta etapa es la que permite que la energía llegue al consumidor final en el nivel de tensión que la necesite, dependiendo si será para uso industrial o uso domiciliar.

Luego de describir las principales partes de un sistema de potencia, este sistema debe garantizar que la energía producida en las centrales generadoras sea distribuida de forma continua a los consumidores finales. Además de garantizar la continuidad del servicio, debe ser un sistema de potencia de calidad. Esto significa que la energía debe ser suministrada con condiciones determinadas para garantizar que los equipos conectados a la red operen en sus condiciones óptimas.

Sin importar qué tan bien diseñado este el sistema de potencia, este no está libre de fallar. Las fallas siempre ocurrirán y estas pueden representar un peligro tanto para las personas como para los equipos. Debido a esto y a la importancia de un sistema de potencia se busca que el sistema de protecciones sea lo más óptimo posible. Siendo sus funciones principales detectar y aislar la falla.

A continuación se dan a conocer algunos de los tipos de fallas más comunes que afectan a un sistema de potencia y en específico a una subestación.

3.2. Fallas en un sistema de potencia

Se define una falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia. También se puede llamar perturbación y puede ser causada por:

- Causas climáticas: como por ejemplo un rayo o una descarga atmosférica que cae sobre una torre de transmisión. Otro problema climático que se presenta en el país son las inundaciones y estas pueden provocar fallas severas en las subestaciones por ejemplo.

- Envejecimiento de los equipos: el deterioro de alguno de los equipos principales de una subestación pueden provocar el fallo de la subestación completa.
- Daño de aislamiento: este se puede presentar por actos de vandalismo, por sismos, por esfuerzos mecánicos inapropiados, entre otros. Este provocará que la distancia de fuga disminuya y se produzcan arcos o flameos.
- Sobre voltajes debido a maniobras y ferresonancia.

3.3. Tipos de fallas

Las perturbaciones mencionadas en el inciso anterior se pueden agrupar en grupos de fallas que se producen debido a su aparición.

3.3.1. Corto circuito

Se produce cuando existe contacto directo entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por el aumento instantáneo de la intensidad de corriente cuyo valor estará limitado únicamente por la impedancia del cortocircuito y la de las máquinas asociadas al mismo. Los cortocircuitos pueden representar fallas simétricas o asimétricas. Los cortocircuitos pueden clasificarse en:

- Trifásicos: consisten en el contacto de las tres fases, directamente o a través de una impedancia de valor bajo. Un ejemplo de cortocircuito trifásico es la caída de una torre de transmisión. Este tipo de cortocircuito es el más dañino para el sistema, ya que producen las mayores

corrientes de falla. Por tal motivo se busca que esta falla sea detectada y eliminada lo más rápido posible para evitar daños mayores. Esta falla produce corrientes de cortocircuito iguales en las tres fases por lo que se puede decir que es una falla simétrica.

- Bifásico: este se presenta cuando existe contacto entre dos fases y se pueden presentar cuando rozan dos fases en una línea de transmisión, ya sea por algún movimiento sísmico o por empuje del viento. También se pueden ocasionar por fallas en aislamiento entre fases. Este tipo de cortocircuito produce un sistema desequilibrado de corrientes con intensidades diferentes en las tres fases debido a eso se puede decir que es una falla asimétrica.
- Bifásico a tierra: para que este cortocircuito se presente debe existir contacto entre dos fases y luego tener un contacto a tierra. Estadísticamente es el tipo de cortocircuito menos frecuente.
- Monofásico: este tipo de falla ocurre cuando cualquiera de las tres fases tiene un contacto directo con un punto a tierra y es el tipo de cortocircuito más común en los sistemas de potencia.

3.3.2. Variaciones de voltaje

En un sistema de potencia y de acuerdo a las normas nacionales se exige que no exista una variación de voltaje de $\pm 3\%$ de la tensión nominal. Ello implica que los reguladores de voltaje sean programados para actuar al momento de detectar alguna de esas condiciones en el sistema, ya sea una elevación en el voltaje también llamado sobretensión.

3.3.2.1. Sobretensiones

Para la coordinación de aislamiento la tensión de aguante del equipo va relacionada con las sobretensiones que pueden presentarse en cualquier punto del sistema de potencia. Estas se mencionan a continuación:

- Sobretensión temporal: es una tensión oscilatoria de más larga duración que un periodo de la frecuencia del sistema. Esta no está amortiguada o tiene un débil amortiguamiento.
- Sobretensión transitoria: es una sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos la cual puede ser oscilatoria o no oscilatoria. Usualmente altamente amortiguada puede estar sobrepuesta a una tensión temporal.
- Sobretensión de frente lento: sobretensión usualmente unidireccional con duración entre 30 μ s y 3 000 μ s y duración menor de un periodo de la frecuencia del sistema. Por lo general aparecen cuando se realiza una maniobra.
- Sobretensión de frente rápido: usualmente es una sobretensión unidireccional con dirección en el frente de entre 0,1 μ s y 30 μ s y duración de la cola de algunos microsegundos.

3.4. Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (BIL)

Para la coordinación de aislamiento es necesario saber el nivel de aislamiento al impulso de rayo que tendrá el equipo. De no seleccionar el

correcto se podría dañar el equipo definitivamente al momento de una descarga atmosférica.

Entonces se puede definir el BIL como un valor de resistencia del aislamiento que deberá soportar el valor de cresta de la tensión permisible de rayo normalizado. El nivel de aislamiento al impulso está relacionado con la máxima tensión del sistema.

En la tabla VI se muestra en la primera columna el nivel máximo de tensión del equipo. En la segunda columna se muestra la tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial y la última columna muestra el nivel de aislamiento al impulso al rayo.

Tabla VI. **Nivel de aislamiento normalizado para tensiones asignadas**
($1\text{ kV} \leq U_m \leq 245\text{ kV}$)

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
100	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Notas:

- Tomada de IEC 60071-1 (2006)
- Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Fuente: MARTINEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. p. 470.

3.5. Pararrayos

Son equipos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones. Inicialmente los pararrayos se construían con descargadores y

resistencias no lineales de carburo de silicio. En los últimos años han sido desplazados por pararrayos contruidos con resistencias no lineales con óxido de zinc sin descargadores.

El principal objetivo de un pararrayos es absorber sobretensiones que se presenten en el sistema antes que impacten el equipo principal que se desea proteger. Como se explicó anteriormente existen varios tipos de sobretensiones y varias causas que las provocan. Por ello, los pararrayos se utilizan para proteger la presencia de este tipo de fenómenos.

La tensión asignada para los pararrayos se selecciona de acuerdo con las sobretensiones temporales encontradas durante fallas a tierra, pero también se debe tener en cuenta la duración de la sobretensión. La tensión máxima del sistema y el grado de contaminación del sitio para así especificar la distancia de fuga requerida.

3.5.1. Tipos de pararrayos

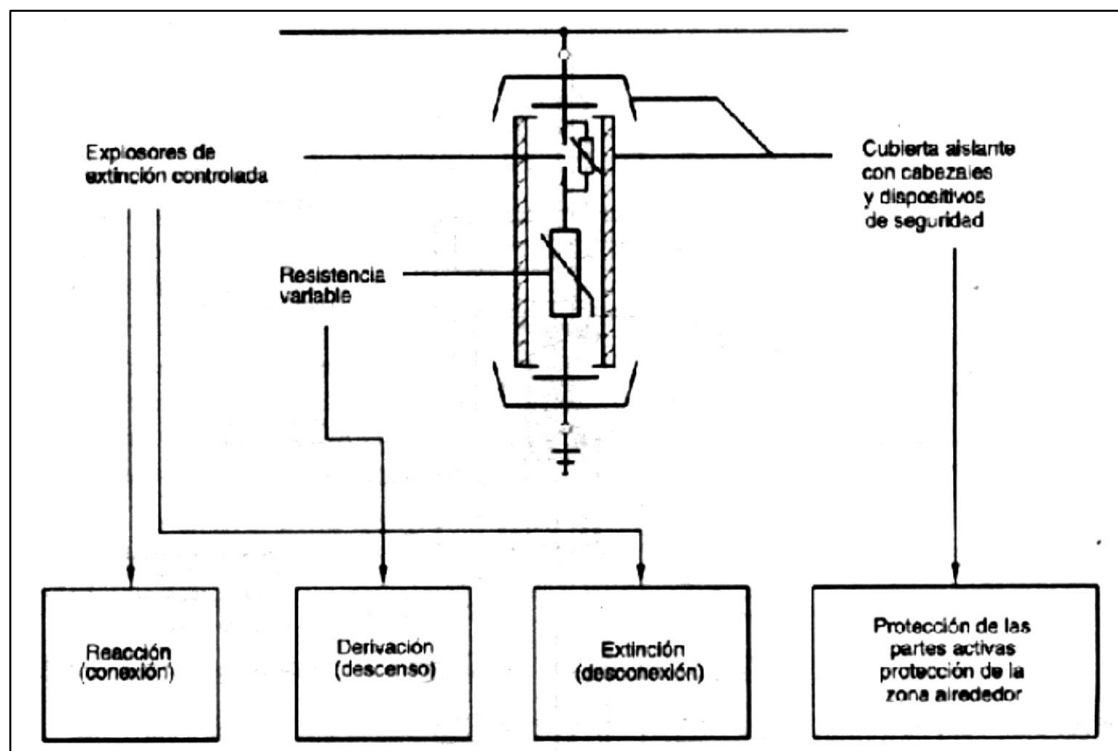
Como se mencionó anteriormente existen dos tipos de pararrayos los de carburo de silicio y los de óxido de zinc. En la actualidad prácticamente solo se construyen del tipo óxido de zinc (ZnO), pero se dará una breve explicación de ambos tipos:

3.5.1.1. Pararrayos de carburo de silicio

Este pararrayo consiste en uno o varios descargadores conectados en serie con uno o más resistores no lineales. Estos elementos están encerrados en una cápsula de porcelana que los protege del medio ambiente. La cápsula se llena de nitrógeno seco y se sella en ambos extremos con un material

elástico que prácticamente no envejece. Para evitar aquellos casos en los cuales el pararrayos es incapaz de extinguir el arco y se produzca una explosión, se provee de una membrana que alivia la presión interior y una boquilla que dirige los gases que se expulsan en una dirección predefinida.

Figura 20. Partes de un pararrayos de carburo de silicio



Fuente: Mejía Villegas. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 311.

El propósito del descargador es producir la ignición cuando se excede un valor de tensión determinado, descargar el arco sobre la resistencia de descarga. Después de la operación de descarga, interrumpir la corriente residual que resulte de la tensión del sistema.

El resistor del pararrayos tiene una característica tensióncorriente no lineal y actúa como una baja resistencia al flujo de las altas corrientes de descarga. Restringiendo de esa manera la tensión a través del pararrayos, y como una alta resistencia a las corrientes normales que corresponden a la tensión de frecuencia industrial del sistema, impidiendo de esa manera las corrientes residuales.

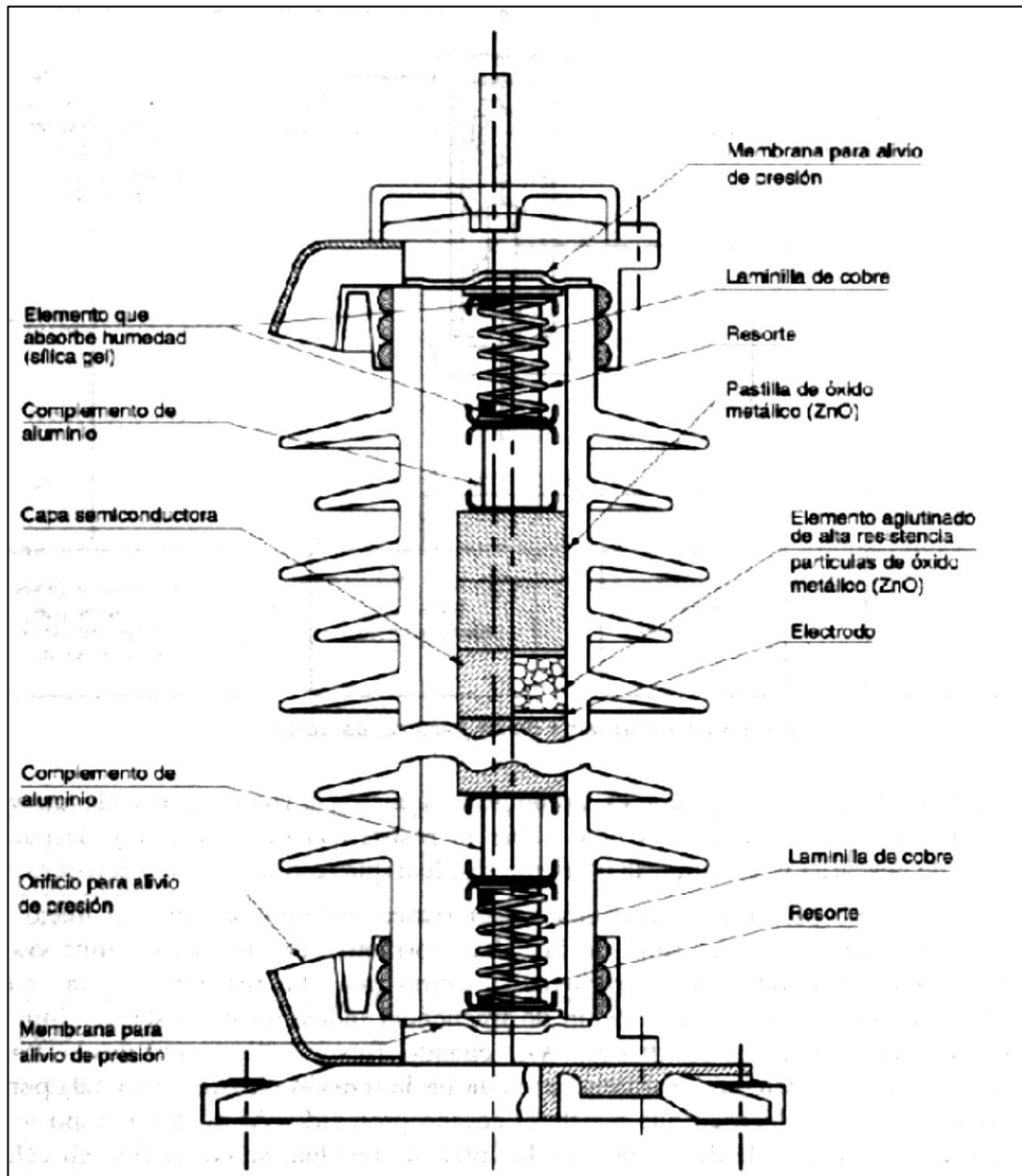
Este tipo de pararrayos desapareció del mercado con la aparición de los pararrayos de óxido de zinc.

3.5.1.2. Pararrayo de óxido de zinc

Conforme se fueron dando avances tecnológicos aparecieron estos pararrayos. Estos tienen como característica que no cuentan con salta chispas internos y en su lugar utilizan como elementos activos varistores de óxido de zinc (ZnO) ensamblados en serie, en una o mas columnas, dentro de bujes de porcelana.

La característica de los varistores de ZnO se altera con el tiempo. Por lo tanto, es necesario efectuar mediciones periódicas de la corriente de fuga y reemplazar el pararrayos cuando pongan en peligro su capacidad térmica.

Figura 21. Esquema interno de un pararrayo de óxido de zinc



Fuente: MEJÍA VILLEGAS. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 312.

3.6. Principales características de un sistema de protecciones

Tanto un sistema de protecciones en conjunto como cada una de las protecciones que los componen. Deben satisfacer las siguientes características fundamentales:

3.6.1. Sensibilidad

Cuando se habla de sensibilidad se refiere al nivel de operación mínimo de los relés o esquemas de protección. Esto significa que la protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para lograr la sensibilidad en un sistema de protección deben cumplirse las siguientes condiciones:

- Las magnitudes para cada tipo de protección deben ser las mínimas necesarias para que diferenciar las situaciones de falla con situaciones normales de operación del sistema.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias para la operación un valor límite. Para que distingan una situación de falla con una situación normal de operación.

Por ejemplo se puede citar el caso de un transformador de potencia. Cuando se conecta el primario de un transformador a la red principal se origina una alta corriente en vacío. Esto por lo general se le llama corriente *inrush*, este elevado valor de corriente puede provocar un disparo no deseado por no estar bien ajustadas las magnitudes en el equipo de protección. Esto por el relevador verá esta corriente como una falla, pero en realidad aparece por la forma de onda y sus componentes armónicos al momento de la magnetización

del núcleo. Por lo que esta protección dejaría de ser sensible porque actuaría en una condición normal de operación pensando que es una falla.

3.6.2. Selectividad

Al momento de la ocurrencia de una falla se requiere que el sistema de protecciones actúe solamente sobre los interruptores cuya operación sea necesaria para despejar la falla.

También se puede definir como: la capacidad que debe tener la protección, para una vez detectada la falla determine si está dentro de su zona de protección o no. Luego de determinarlo, decidir si es necesaria la actuación de los interruptores para despejar la falla.

La importancia de esta característica es muy grande, si la falla se ha producido dentro del área vigilada, por la protección, esta deberá dar la orden de abrir los interruptores. Para que permitan aislar el menor área posible para despejar la falla.

Pero si sucede lo contrario, y la falla no corresponde al área vigilada por la protección y la protección manda abrir interruptores para despejar la falla, afectará más circuitos de los necesarios. Esto para aislar la falla e implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Una de las formas para alcanzar la selectividad en un sistema de protecciones es ajustar magnitudes y tiempos de operación. Esto en coordinación con las protecciones anteriores y posteriores o todas las adyacentes que puedan afectar.

Y en algunos casos la propia característica de la protección la hace selectiva, ya que será sensible, solamente ante fallas ocurridas en su área de protección.

Esta selectividad va relacionada con las áreas de actuación y no debe confundirse con la sensibilidad anteriormente descrita. Esto porque para que una protección sea selectiva antes debe ser sensible.

3.6.3. Rapidez

Luego de haber sido detectada la falla, está debe ser despejada con la mayor rapidez posible. Cuanto más rápido se despeje la falla menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán a los equipos. La prolongación de una falla puede causar problemas graves en el sistema de potencia como la pérdida de sincronismo y en consecuencia el colapso del sistema de potencia.

Obviamente en el tema económico también se obtienen beneficios, ya que los tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación son menores. Así como también la vida útil de los equipos es afectada en menor magnitud y evita un cambio de equipo o una reparación costosa.

La rapidez con que actúe la protección dependerá directamente de la tecnología utilizada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de comunicación y control de los interruptores asociados. En función de esta característica se clasifican las protecciones de la siguiente manera:

- Protecciones instantáneas: estas son las que actuaran tan rápido les sea posible debido a que la falla se ha detectado en el área de vigilancia de la protección. En la actualidad un tiempo típico de actuación de la protección es en promedio dos o tres ciclos.
- Protecciones con tiempo de retardo: estas son las que de manera intencionada se les introduce un tiempo de espera que retrasa su operación. Esto para permitir en ese lapso de tiempo que las protecciones adyacentes actúen de ser necesarias. Por lo general se utiliza para coordinar más de una protección y así obtener selectividad.

3.6.4. Confiabilidad

Se define como una suma de fiabilidad y seguridad. En otras palabras la protección debe actuar con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

Por lo general se comete el error de confundir la respuesta de la protección con su actuación. La protección se mantiene en una vigilancia permanente del sistema de potencia y con base en esta vigilancia el mantiene una respuesta constante en función de los valores que está leyendo. Por lo tanto la respuesta que envíe la protección podrá ser de actuación o de no actuación. Aquí es donde entra en juego la seguridad, ya que esta debe encargarse de que no se produzcan operaciones innecesarias y que tampoco se omitan las necesarias.

Adicional a eso la efectividad se refiere a que la actuación debe encargarse de despejar la falla por completo. La confiabilidad en un sistema de protecciones se puede ver afectada por las siguientes condiciones:

- **Diseño:** si el sistema de protecciones está mal diseñado, en ningún momento le dará seguridad al sistema. Esto porque nunca operará bajo las condiciones requeridas por el sistema de potencia.
- **Ajustes:** es esencial que los ajustes sean seleccionados de manera correcta y sean verificados de manera periódica. Esto debido a que los sistemas de potencia son variables y es probable que provoque un cambio en los ajustes de los equipos, y si los ajustes no son los correctos se obtendrán operaciones indeseadas. Esto le resta confiabilidad al sistema de protecciones.
- **Deterioro:** es inevitable que los equipos electrónicos pierdan su vida útil con el pasar del tiempo. Por ello es necesario un chequeo periódico del equipo para garantizar que cuando sea necesaria su operación, no estén dañados y omitan una operación necesaria.

3.6.5. Simplicidad

Se busca que al momento de diseñarse un sistema, sea lo más simple posible, sin que deje de cumplir con su objetivo. Estas complejidades innecesarias en el diseño pueden ser fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que caracterizan su funcionamiento.

Al diseñar un sistema simple se obtienen ventajas técnicas al momento de su instalación. Esta se minimiza el número de equipo a instalar y por consiguiente disminuye el cableado de control, produciendo los posibles puntos de falla.

Adicional a esto se puede lograr una ventaja económica, reduciendo el número de equipos.

3.6.6. Protecciones primarias y de respaldo

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible. Pero hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que, en caso que la protección principal falle en despejar una falla, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que no se protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia.

- Respaldo remoto: las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.
- Respaldo local y falla interruptor: el respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.

- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

3.7. Elementos de un sistema de protecciones

Un sistema de protecciones está compuesto por varios elementos. Debe incluir elementos de detección de los parámetros eléctricos del sistema de potencia. Luego de haberlos detectado se necesita un elemento que interprete y analice dichos parámetros. Por último se necesita un elemento que se encargue de despejar la falla. Adicionalmente se puede agregar un servicio auxiliar que permita mantener el sistema de protecciones siempre encendido, como por ejemplo un generador o un banco de baterías. Por lo tanto, los elementos principales para un sistema de protecciones son:

- Cableado
- Transformadores de instrumento
- Relevadores de protección
- Interruptor de potencia automáticos

- Banco de baterías

3.7.1. Transformadores de instrumento

Los valores de voltaje y corriente en un sistema de potencia son demasiado grandes. Por ello su medida no se puede hacer de forma directa, como el relevador de protección necesita señales de voltaje y corriente para su funcionamiento. Los valores directos del sistema de potencia no se pueden utilizar por lo que es necesario que las características del sistema sean reducidas a un valor adecuado. Debido a esta necesidad surgieron los transformadores de medida.

Los transformadores de medida reproducen a escala reducida en su secundario la magnitud del valor elevado que alimenta el primario del transformador.

Al momento de la ocurrencia de una falla el comportamiento de los transformadores de instrumento es vital, ya que una medición errónea afectará directamente la operación del relevador de protección. Por lo que existen dos tipos de transformadores de medida, los primeros tienen devanados específicos para realizar solo medición y los segundos tienen devanados específicos para protección, esto garantiza que en condición de falla la medición seguirá siendo confiable. Conforme se ha evolucionado en este tema ahora se pueden combinar ambos tipos de devanados en un mismo equipo y tener ambas opciones. Se deben considerar las siguientes características para la elección de los transformadores de medida:

- Definir la función de los devanados de los transformadores, si serán de medición, de protección o ambas y dimensionar el número de devanados.
- Definir la relación o las relaciones de transformación que se utilizarán.
- Dimensionar el aislamiento para el nivel de tensión al cual será utilizado.
- Capacidad de carga y capacidad térmica del equipo.

3.7.1.1. Burden

Al hablar de transformadores de medida es necesario definir la carga que será conectada al devanado secundario de estos. Esta carga puede influir en la saturación de un transformador de medida, esto se llama Burden y viene expresada en volt-ampere (VA). Los valores normalizados del Burden son los mostrados en la tabla VII.

Tabla VII. **Potencia y carga permitida de los TTCC**

CLASE	POTENCIA (VA)	CARGA ADMISIBLE
C-10	2,5	0,1
C-20	5	0,2
C-50	12,5	0,5
C-100	25	1,0
C-200	50	2,0
C-400	100	4,0
C-800	200	8,0

Fuente: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares. *Norma ANSI C.57.13*. p. 87.

3.7.1.2. Relación de transformación

Se le llama así al valor que determina la relación que habrá entre los valores primarios y secundarios de los transformadores de medida. Es un valor adimensional el cual solamente indica una proporción.

Para los transformadores de potencial la relación de transformación es prácticamente una proporción directa entre la tensión primaria y la secundaria. Esta se puede definir con la siguiente expresión:

$$\frac{V1}{V2} = \frac{N1}{N2}$$

Ec. 3.1

Donde:

V1= es el voltaje primario del transformador

V2= es el voltaje secundario de transformador

N1= es el número de vueltas del devanado primario

N2= es el número de vueltas del devanado secundario

Por otro lado, para los transformadores de corriente, la relación de transformación es una proporción inversa entre la corriente primaria y la corriente secundaria. Esta se puede definir con la siguiente expresión.

$$\frac{I2}{I1} = \frac{N1}{N2}$$

Ec. 3.2

Donde:

I1= es la corriente primaria del transformador

I2= es la corriente secundaria de transformador

N_1 = es el número de vueltas del devanado primario

N_2 = es el número de vueltas del devanado secundario

3.7.1.3. Transformadores de corriente

Son transformadores de medida los cuales permiten obtener una corriente secundaria proporcional a la corriente primaria. Esto de valores apropiados para ser conectados a los relevadores.

Los transformadores de corriente (TTCC) se conectan en serie con el conductor por el cual circula la corriente. Existen dos valores de corriente secundarios normalizados, estos son 5 y 1 amperios.

Los TTCC utilizados para medida deben ser diferentes a los utilizados para protección, ya que estos deben ser lo más exactos posibles en condiciones normales de operación. Mientras que los TTCC de protección deben operar correctamente en márgenes de carga amplios. Esto significa que deben operar con corrientes muy bajas y con corrientes varias veces la corriente nominal sin ningún problema.

En los transformadores de medida se busca que el TC se sature lo más rápido posible, al momento de detectar corrientes altas, esto para proteger los equipos de medición. Y en los transformadores de protección se busca que el TC no se sature a corrientes altas, ya que por lo general estas corrientes altas son indicadores de falla. Debido a esto es que no se pueden utilizar transformadores con devanados de medida para aplicaciones de protección y viceversa.

En la actualidad debido a la necesidad y versatilidad de los sistemas de protección, en la mayoría de casos, es necesario contar con TTCC de medida y TTCC de protección. Debido a esa necesidad se construyen TTCC con ambos tipos de devanados en un mismo tanque. Esto significa que se apilan en un solo TC devanados de medición y protección a la necesidad del cliente, además de dar una ventaja de espacio brinda una ventaja económica.

Según la Norma IEC 60185 se muestra en la tabla VIII las clases de precisión que existen para los TTCC de medición, por ejemplo si se toma un TC de precisión de 0,1 según la tabla. Para una corriente al 120 % de la corriente nominal se presenta un error de 0,1 % y si se tiene una corriente del 5 % del valor de la corriente nominal se tiene un error de 0,4 %.

Tabla VIII. **Clase de precisión en TTCC de medición**

Clases de Precisión Normales de los Transformadores de Corriente de Medida.								
Clase de precisión	Error de relación ($\pm \epsilon_i$) en % para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.				Error de fase ($\pm \delta_i$) en minutos para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1	3	1,5	0,1	0,1	180	90	60	60

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga CDEC. Norma IEC 60186 *Transformadores de corriente*. p. 80.

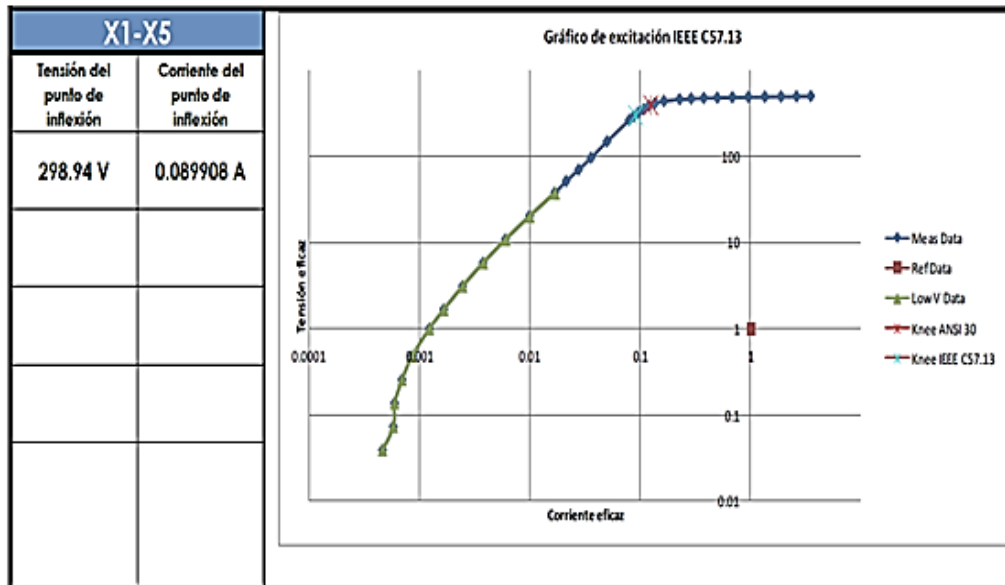
3.7.1.3.1. Saturación de los transformadores de corriente

Los TTCC de protección deben tener un comportamiento seguro ante sobrecorrientes, al momento de la falla. Por lo general las normas especifican que sea un valor de 20 veces la corriente nominal.

Al contar con núcleo ferromagnético los TTCC por naturaleza tienden a saturarse, ya que llegará un instante en el cual todos los dominios magnéticos estarán alineados y un incremento de campo magnético ya no provocará un cambio en ellos. En esto significa en términos generales que el transformador dejará de comportarse de manera lineal y producirá comportamientos indeseados en las lecturas de corriente. Esto para el caso de un sistema de protecciones podría llegar a ser desastroso.

En conclusión siempre se busca que el transformador de corriente nunca se sature para evitar disparos indeseados. Se muestra en la figura 22 la curva de saturación típica de un transformador de corriente.

Figura 22. Curva de saturación de un TC



Fuente: TRELEC. *Informe de pruebas eléctricas*. p. 43.

3.7.1.4. Transformadores de potencial

Estos son transformadores de medida los cuales reproducen un valor de tensión en el secundario proporcional al valor del primario. Esta proporción dependerá de la relación de transformación que sea seleccionada para el TP.

A diferencia de los transformadores de corriente, estos se conectan en paralelo al cable o punto interesado de medir y en estos transformadores no existe diferencia entre los devanados de protección y medición. En el peor de los casos, la máxima tensión a la que puede estar sometido un TP es la tensión de la red, esto no presenta problemas de precisión. Sin embargo, en la actualidad se han desarrollado devanados con precisión muy fina para fines de

medición. Por lo general, se utilizan en puntos de intercambio o venta entre dos transportistas diferentes.

Existen dos tipos de transformadores de tensión los inductivos y los capacitivos, los inductivos poseen dos arrollamientos (primario y secundario) y un núcleo de hierro. Pueden ser construidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado). Son usados para tensiones comprendidas entre 600 y 69,000 voltios. Por lo general, su tamaño es proporcional al nivel de tensión en el cual será utilizado. Esto los hace muy costosos para niveles más altos de tensión.

Los transformadores de voltaje capacitivos son básicamente un divisor de voltaje capacitivo. Un divisor capacitivo difiere del divisor inductivo en que la impedancia equivalente de la fuente es capacitiva y por el hecho de que esta impedancia pueda ser compensada conectando una reactancia en serie en el punto de conexión. Con una reactancia ideal no existen problemas de regulación.

El divisor puede reducir el voltaje a un valor que permite errores que se mantienen dentro de límites normalmente aceptables. Para mejorar la exactitud se usa un capacitor de alto voltaje para obtener un voltaje más grande en el punto de conexión. Este puede ser reducido a un voltaje normal usando un transformador relativamente poco costoso

3.7.2. Relevadores de protección

Es el elemento más importante del equipo de protección porque es el encargado de recibir la información, procesarla, tomar la decisión y ordenar la acción. Se puede decir que desempeña la función de cerebro.

La parametrización de los relés es fundamental en la coordinación de la protección, ya que allí es donde el ingeniero de protecciones le instruye al relevador la forma de actuar. También es conocido como la filosofía de protección.

Los avances tecnológicos en el campo de la electrónica y la telecomunicación permiten que, en la actualidad, los relevadores de protección sean multifuncionales, mucho más confiables y compactos, entre otras ventajas. Estos relevadores digitales brindan en comparación a sus antecesores los relevadores electromecánicos.

Existe variedad de relevadores, pero para fines de este trabajo solo se describirá el relevador electrónico.

3.7.2.1. Relevador electrónico

Es un gran avance en la industria de los equipos de protección, ya que este tipo de relevador eliminó los componentes mecánicos de los relés. Al eliminar los componentes mecánicos se logra una mayor rapidez y se eliminan las posibles fallas del equipo por desgastes de las piezas mecánicas.

La inclusión de la electrónica digital y los microprocesadores en la fabricación de los relevadores de protección han permitido que los sistemas de protección sean mucho más confiables, seguros y veloces.

3.7.3. Interruptor de potencia

Es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, o estableciendo una circulación de corriente. Opera bajo el control de la

protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores. Esto permite aislar el punto en que se ha producido la falla. Básicamente consta de:

- Circuito de control: gobernado por la protección correspondiente.
- Contactos principales: al separarse o juntarse implican, respectivamente, la apertura o cierre del interruptor.
- Contactos auxiliares: reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se realimenta a la protección y a otros equipos con la información de si el interruptor está abierto o cerrado. Por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.
- Cámara de extinción: en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica que favorece la extinción del arco que se produce como consecuencia de la separación de los contactos del interruptor que se encuentran inmersos en ella. Como medios dieléctricos más empleados actualmente cabe citar el aceite y el hexafluoruro de azufre.

Cuando la protección da orden de realizar la apertura para aislar la falla se activa el circuito de disparo. Como consecuencia de ello, los contactos empiezan a separarse.

Sin embargo, la separación inicial de los contactos no implica la inmediata apertura del circuito, ya que en los primeros instantes se establece un arco que mantiene la circulación de corriente entre dos contactos. En el primer paso de la intensidad por cero, pero, si en ese instante la separación de los contactos no es suficiente, la tensión entre ellos hace que se establezca de nuevo el arco.

La interrupción definitiva, y consecuentemente la apertura del circuito, se produce en posteriores pases de la corriente por cero. Entonces los contactos han tenido tiempo de separarse lo suficiente como para impedir el recibido del arco.

Cuanto mayor sea la velocidad con que se separan los contactos menor será el tiempo necesario para alcanzar la distancia que garantice la apertura del circuito. A nivel orientativo se puede señalar como normal que la interrupción definitiva se produzca en el segundo o tercer paso de la corriente por cero.

Se debe garantizar la capacidad interruptiva de la máxima corriente de corto circuito que puede producirse en el punto del sistema donde se encuentre instalado. La capacidad de interrupción está ligada directamente a la capacidad del medio dieléctrico para extinguir el arco. Por lo general en sistemas de transmisión se utilizan cámaras interruptivas en serie cuyos contactos deben operar de manera sincronizada.

Los interruptores de potencia dependiendo de su función pueden contar con recierre o no. Por lo general, cuando los interruptores de potencia están destinados a proteger una línea de transmisión se les puede habilitar la función de recierre. Esto dependiendo de la filosofía de protecciones y se puede realizar un recierre monopolar o tripolar, quedando a discreción del coordinador de protecciones y de la filosofía que se quiera utilizar.

3.7.4. Banco de baterías

En las subestaciones existen dos formas de alimentar los equipos eléctricos, una con corriente alterna y otra con corriente directa.

Si se alimentan los equipos con corriente alterna, por lo general se coloca dentro de la misma subestación un transformador de servicios auxiliares. Este se encarga de toda la carga de los equipos, pero esto presenta un problema serio. Si por algún motivo la subestación queda desenergizada automáticamente se pierde la alimentación de los servicios auxiliares y no se opera ningún equipo, ni se tendrían lecturas de los equipos de medición, y los equipos de protección quedarían inhabilitados.

La solución, al problema de los servicios auxiliares, se encontró en colocar un banco de baterías con su respectivo cargador. Este es el motivo por el cual todos los equipos de una subestación funcionan con corriente directa.

La justificación de esta decisión es sencilla, ya que, si por algún motivo la subestación queda desenergizada es un hecho que el transformador de servicios auxiliares también lo estará, pero el banco de baterías seguirá alimentando todos los equipos por un tiempo definido. Este tiempo es determinado por la capacidad de las baterías. Por lo que a la selección del banco de baterías se le debe prestar especial atención.

Por lo general los equipos funcionan con un voltaje de 120-130 VDC esto significa que es el voltaje que se debe generar con el banco de baterías. Esto para operar los equipos, sin embargo la mayoría de equipos trae una desviación de 30 voltios aproximadamente.

Hay varias maneras de conformar este banco de baterías, por ejemplo conectando en serie 10/11 baterías de 12 VDC y se obtiene el voltaje necesario. Otra forma sería conectar en serie 20/21 baterías de 6 VDC y de igual manera se ocupa en el rango de funcionamiento de los equipos, o por último conectar en serie 60/65 baterías de 2 VDC.

De las anteriores opciones se puede decir que a mayor cantidad de baterías mayor confiabilidad se obtiene en el banco de baterías. Si falla por ejemplo una batería de 2 VDC este banco quedaría todavía en el rango de operación 128 VDC aproximadamente. Mientras que si se tiene baterías de 12 VDC y falla una batería, este banco de baterías quedaría con un voltaje de 118 voltios comprometiendo ya el funcionamiento del equipo.

Debido a esto, depende del factor económico la selección de un banco de baterías, ya que a menor número de baterías el costo se reduce. También se pierde confiabilidad y esto deberá ser evaluado al momento de la selección.

3.7.5. Cableado

El canal por el cual se transmiten todas las señales eléctricas es el cable de cobre. Este cumple con la función de interconectar todas las señales de los equipos que conforman un sistema de protecciones. Por ejemplo, las señales de los transformadores de instrumento llegan mediante una cantidad N de cableados hacia los relevadores de protección. Otro ejemplo son las señales de disparos, aperturas o cierres que llegan al interruptor lo hacen mediante un cable de cobre.

Hay consideraciones importantes con el tema del cableado, una es la capacidad de transmitir corriente de un cable también conocido como ampacidad. La otra es la distancia que tendrán estos cables ya que a mayor distancia se puede presentar una caída de voltaje que puede llegar a ser significativo para lecturas de corrientes y voltajes. Con base en ambos criterios se puede hacer una selección del conductor adecuado.

4. PROTECCIONES APLICABLES A SUBESTACIONES

Existe gran variedad de protecciones para los diferentes equipos que conforman un sistema eléctrico de potencia y también para fenómenos eléctricos más específicos. La corriente concierne al trabajo tratarán solo algunas de las protecciones que son aplicables a subestaciones.

Las protecciones que se mencionarán a continuación obedecen la filosofía de protecciones que utiliza Trelec en sus subestaciones. Debido a la remodelación de la subestación Antigua Guatemala se vio la necesidad de la remodelación del sistema de protecciones.

4.1. Protección de transformador de potencia

Como se ha mencionado el transformador de potencia es el equipo más importante de una subestación tipo transformación. Por ello la protección de este equipo acarrea mucha responsabilidad. Debido a esto no es suficiente un solo tipo de protecciones para este equipo. A continuación las protecciones que se utilizan en Trelec para proteger el transformador de potencia.

4.1.1. Protección diferencial de transformador

El principio de funcionamiento de una protección diferencial es realizar una sumatoria fasorial de corrientes. Luego de realizar la sumatoria se hace una comparación de las magnitudes que está midiendo y con base en esta comparación el relevador encargado de esa protección decide si actuar o no.

La protección diferencial, por lo general cumple con las siguientes características:

- Protege contra cortocircuitos internos.
- Protege contra cortocircuitos externos dentro de su zona de protección.
- Es muy confiable, ya que cuando actúa los disparos por lo general son provocados por el transformador.
- Su zona de protección será determinada por los transformadores de corriente que la alimentan.

Como se puede observar esta protección es puramente eléctrica. Esto significa que no actuará ante presencia de elevaciones de temperatura o bajo nivel de aceite. Para este tipo de protecciones se necesitan otro tipo de protecciones descritos más adelante.

4.1.1.1. Principio de funcionamiento de protección diferencial de transformador

La protección diferencial necesita por lo menos dos magnitudes de corriente para realizar la comparación. Por lo tanto, en el transformador se tomarán de referencia la corriente del devanado de alta tensión y la corriente del devanado de baja tensión.

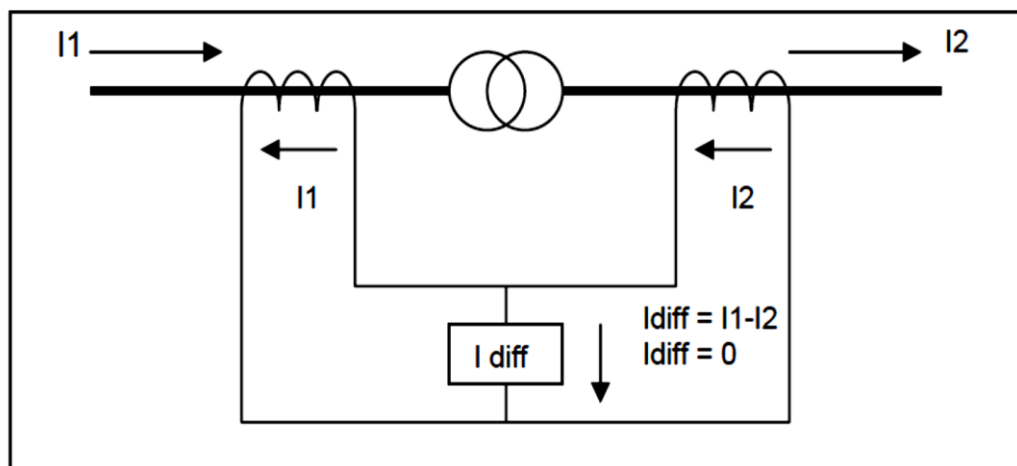
Esta protección está basada en la ley de corrientes de Kirchhoff. Esta dice que la sumatoria de corrientes en un nodo debe ser igual a cero. En otras

palabras la corriente que entra al transformador debe ser igual a la corriente que sale.

Si se asume que la corriente I_1 es la del lado primario y la corriente I_2 es la del lado secundario. En la figura 23 la sumatoria, de estas corrientes en condiciones normales de operación, deberá ser igual a cero.

Otra cosa importante, en esta figura, es que se puede observar la zona de protección. Esta delimitada por los transformadores de corriente, fuera de estos transformadores la protección diferencial no verá ninguna falla.

Figura 23. **Principio de operación de protección diferencial**

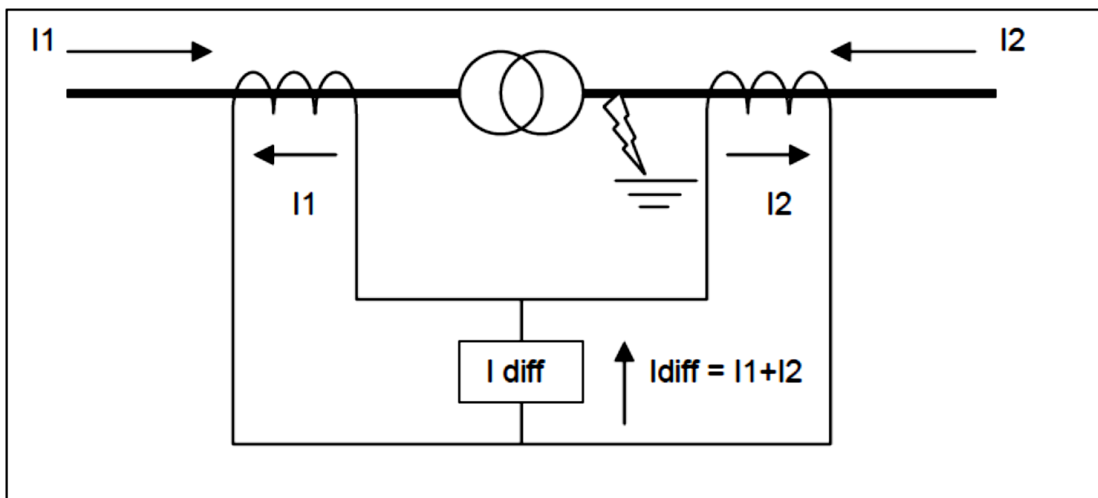


Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. *Protecciones eléctricas*. p. 22.

En la figura 24 se muestra lo sucedido al momento que ocurre una falla dentro de la zona de protección. Esta falla puede ser interna del transformador o puede ser externa al transformador, como por ejemplo una falla en las boquillas o en los pararrayos.

En consecuencia a una falla, una de las corrientes del transformador sufrirá cambios en su magnitud y ángulo. Esto provocará que la diferencia entre las corrientes del transformador no sea igual a cero, debido a que la falla introducirá una corriente de falla. Esto en consecuencia provocará una operación de la protección.

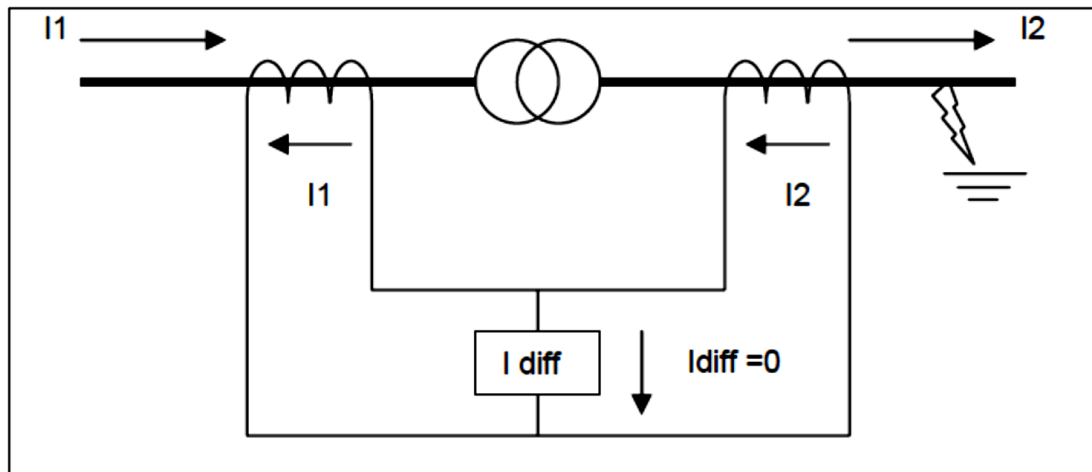
Figura 24. **Operación de protección diferencial ante falla interna**



Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. *Protecciones eléctricas*. p. 23.

¿Cómo funciona la protección diferencial si la falla ocurre fuera de su zona de protección? Pues simplemente la protección diferencial no actuará ya que las corrientes que él está midiendo no se ven afectadas por la falla, se puede observar en la figura 25.

Figura 25. **Operación de protección diferencial ante falla externa**



Fuente: TAMASCO AMADOR, Renzo. *Protecciones eléctricas*. p. 24.

Una observación importante, para este tipo de protección, es que a menos que el transformador de potencia tenga de relación de transformación la unidad, siendo prácticamente imposible, las corrientes deberán ser compensadas de alguna manera. Esto porque en el devanado de baja tensión del transformador las corrientes siempre serán mayores que en el devanado de alta tensión.

Este problema se soluciona con unos transformadores de corriente que cuenten con multirelación de transformación. Con esto ya se decide a conveniencia la relación de los transformadores de corriente (TT/CC) en cada devanado.

4.1.2. Protección de sobrecorriente

Es la más antigua, sencilla, económica y relativamente confiable. Su principio de operación se basa en el parámetro de la corriente de falla.

Los tipos de relevadores empleados utilizan dos principios fundamentales: atracción electromagnética, inducción electromagnética y últimamente se están diseñando relevadores con elementos en estado sólido. El objetivo primario de toda protección es el detectar la falla y dar orden al interruptor para que la aisle y esto lo cumple a cabalidad la protección de sobrecorriente.

El segundo objetivo es la selectividad y velocidad de despeje de la falla se puede conseguir en un menor grado con base en una adecuada coordinación de los relevadores de sobrecorriente. Esto por escalonamiento de corriente, de tiempo y direccionalidad.

Los niveles de corriente muy altos en sistemas eléctricos de potencia son usualmente causados por fallas en el sistema. Estas corrientes pueden ser usadas para detectar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección. Estos pueden variar en diseño dependiendo de la complejidad y exactitud requerida.

4.1.2.1. Protección de corriente instantánea

Este tipo de protección opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste de esta protección es seleccionado, de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador operará con un valor bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador operan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. De

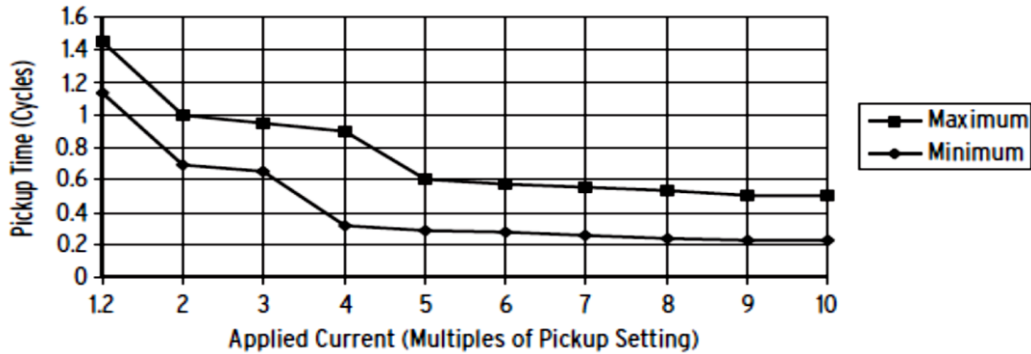
tal manera que el relevador con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano.

Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad para distinguir entre la corriente de falla en uno u otro punto. Cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña, en comparación hacia el lado de la fuente, conduciendo hacia la posibilidad de que se presente una pobre discriminación.

El criterio para calibrar las unidades instantáneas varía dependiendo de la ubicación y tipo de elemento del sistema que se está protegiendo. En el caso de transformadores de potencia las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente en el lado primario del transformador se deben ajustar a un valor entre el 125 % y el 150 % de la corriente de cortocircuito que existe en la barra de bajo voltaje, referida al lado de alto voltaje.

Este valor es más alto que el mencionado antes; a fin de evitar la falta de coordinación con las corrientes más altas encontradas. Esto debido a las corrientes *inrush* de magnetización en el transformador cuando este se energiza.

Figura 26. **Ejemplo de curva de sobrecorriente instantánea**



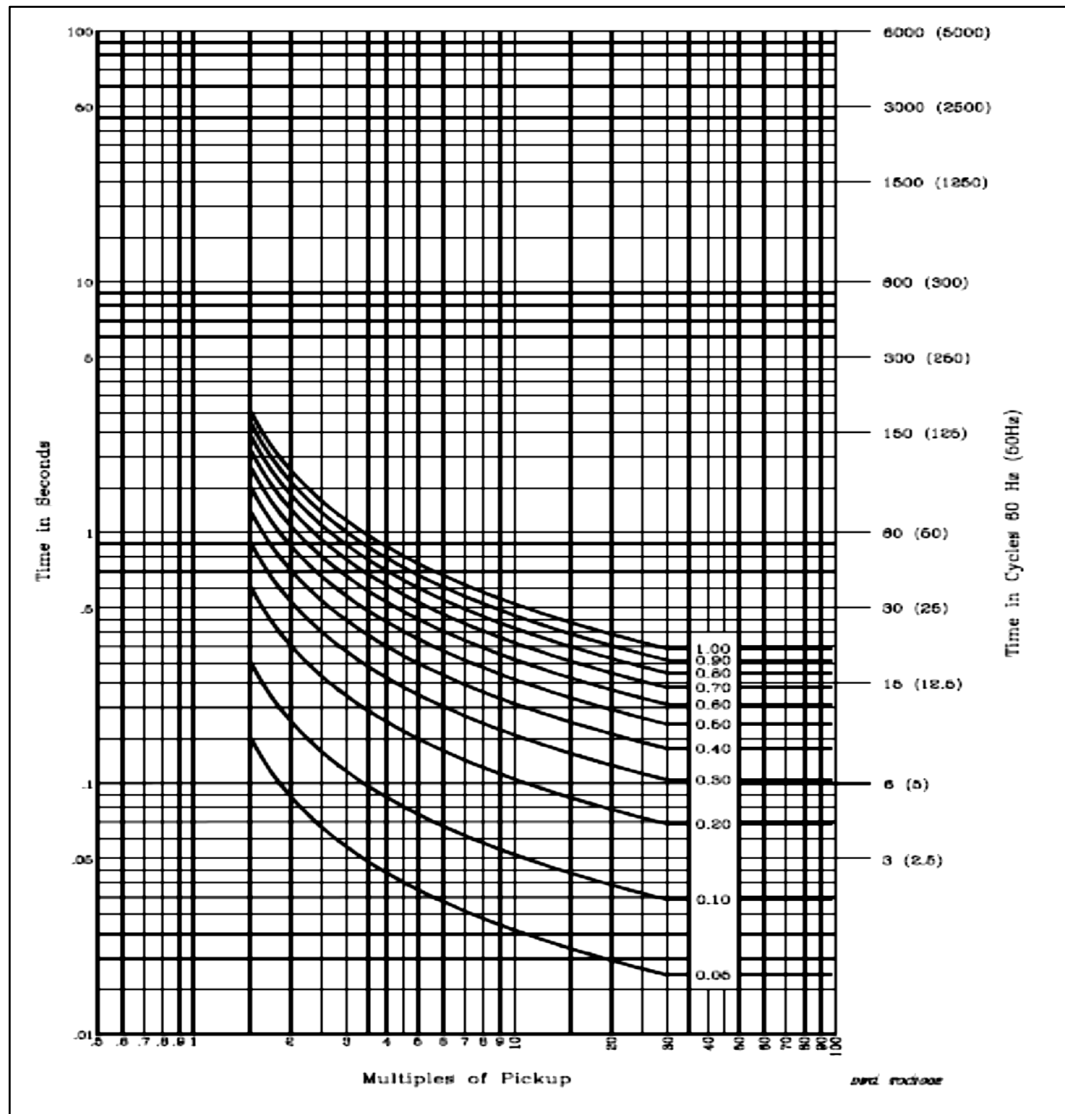
Fuente: Relé de distancia con recierre SEL-311C Legacy.
Manual equipo SEL 311-L. p. 4.29.

4.1.2.2. **Protección de sobrecorriente tiempo inverso**

La propiedad fundamental de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo. Esto para la selectividad de la protección.

Los relevadores de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso). En la figura 27 se muestra una curva representativa de una curva de tiempo inverso.

Figura 27. Ejemplo gráfica curva de sobrecorriente tiempo inverso



Fuente: Relé de distancia con recierre SEL-311C Legacy.

Manual de equipo SEL-387E. p. 106.

4.1.3. Protecciones electromecánicas

Las protecciones eléctricas no son suficientes para la protección del transformador. Por ello, el mismo transformador cuenta con protecciones mecánicas que actuarán independientemente si la falla es mecánica o eléctrica.

4.1.3.1. Protección de temperatura alta

La temperatura es un escalar que afecta el desempeño de cualquier máquina, en los transformadores de potencia la temperatura limita la cantidad de potencia que un transformador puede entregar. Para erradicar este problema existen los sistemas de ventilación forzada, dicho sistema consiste en un conjunto de ventiladores el cual es accionado al momento que la temperatura llega a cierto límite.

En el transformador se monitorean las temperaturas del devanado y la del aceite. El aceite es el encargado de transferir al exterior del transformador la temperatura mediante un proceso de convección natural. Este circula por un conjunto de radiadores los cuales son ventilados por el sistema de ventilación forzada.

El problema se presenta cuando por algún motivo el sistema de ventilación forzada no entra en funcionamiento, esto provoca un aumento gradual de la temperatura. Si el aumento de temperatura no es detenido por algún dispositivo externo el transformado corre riesgo de quemarse.

Para evitar ese riesgo el transformador cuenta con un relevador electromecánico el cual protege al transformador contra altas temperaturas. Este relevador envía una señal de disparo al interruptor de potencia que

protege el transformador. El revelador es activado por un sensor de temperatura o una termocopla el cual es activado al detectar una temperatura arriba de su límite.

4.1.3.2. Protección Buchholz

A muy altas temperaturas provocadas por fallas en el aislamiento o cortocircuitos el aceite entra en estado de ebullición y produce gases internos al transformador los cuales se acumulan en la parte superior.

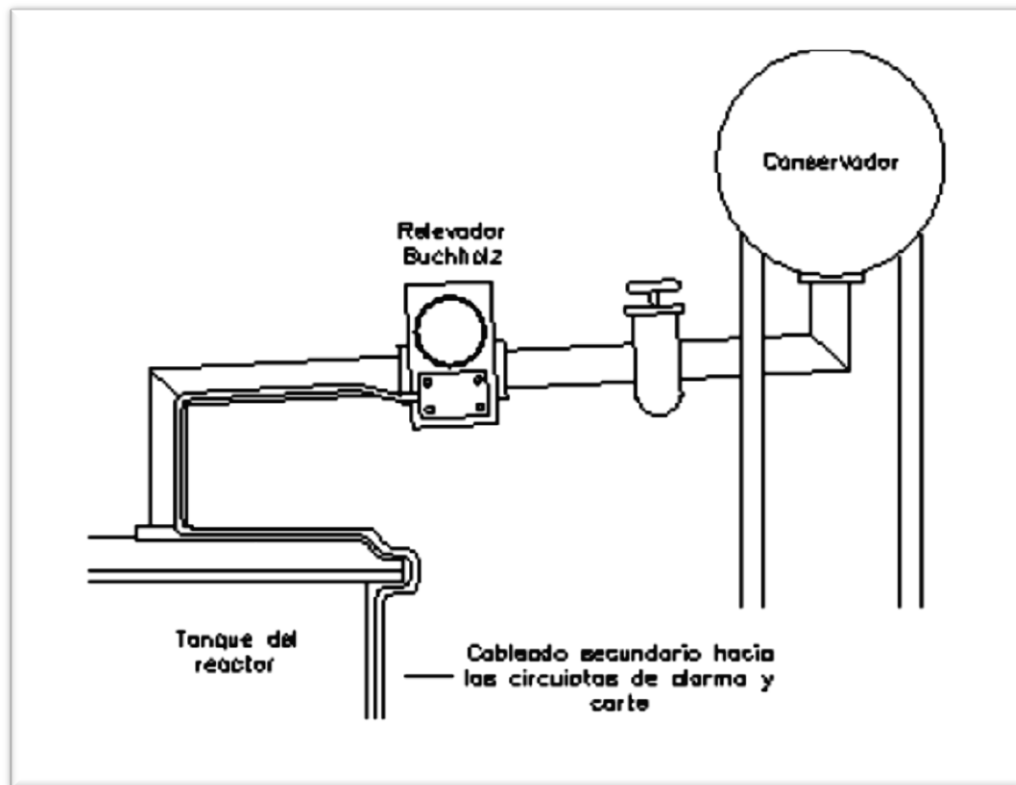
Si se trata de un cortocircuito, en el cual circulan altas corrientes, la temperatura del aceite aumenta rápidamente hasta el punto de producir una vaporización. Esto origina un flujo de aceite como consecuencia del incremento de la presión en el tanque del transformador. Este impulsa el aceite a través de las cañerías de conexión hacia el conservador de aceite.

Las fallas pueden detectarse solo mediante la medida de la liberación de gas. Las otras clases de protecciones no son lo suficientemente sensibles.

El dispositivo empleado para proteger contra la acumulación de gas y el flujo de aceite se denomina relé Buchholz. Dicho relé se aplica solamente a los transformadores del tipo conservador en el cual el tanque del transformador se encuentra completamente lleno con aceite, y una cañería conecta el tanque del transformador a un tanque auxiliar, o conservador. Este actúa como una cámara de expansión.

En la cañería entre el estanque principal y el conservador se instala el relé que lleva dos elementos. (Ver figura 28). Cada elemento contiene un sistema de claveta que activa su respectivo contacto de mercurio.

Figura 28. **Ubicación del relé Buchholz**



Fuente: RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. p. 270.

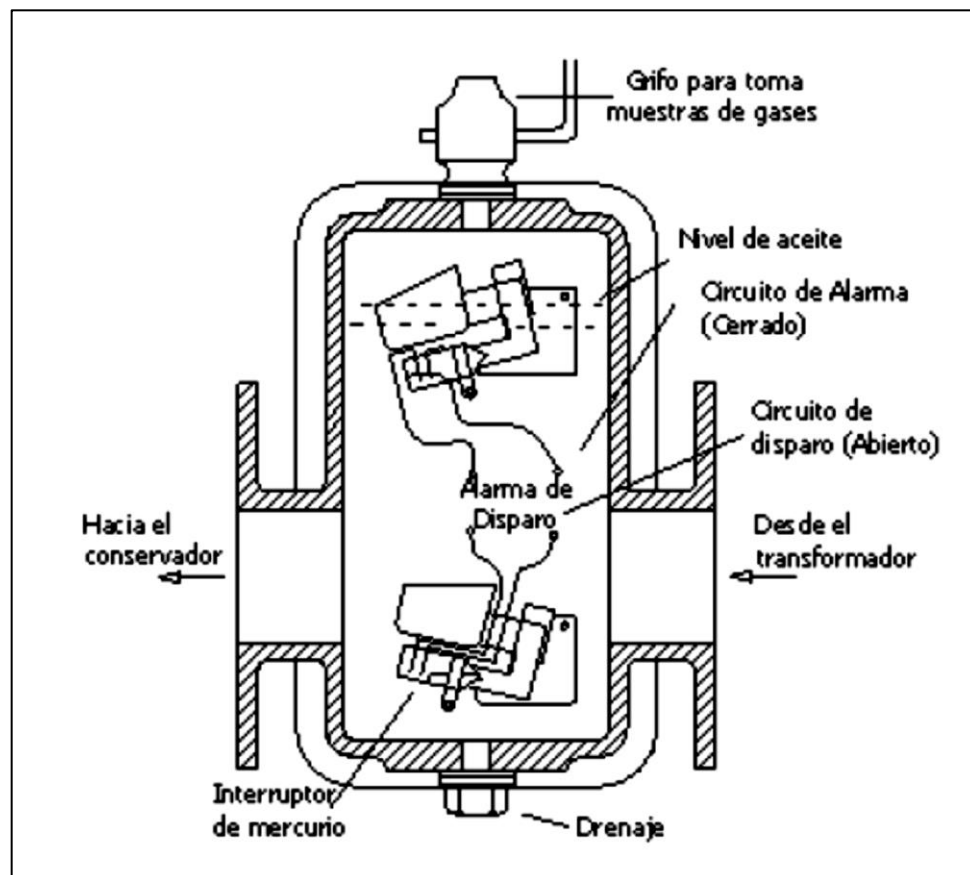
Cuando tiene lugar una falla incipiente en el transformador, pequeñas burbujas de gas son liberadas y estas, al intentar pasar del tanque principal al conservador se acumularán en la cámara colectora de gas del relé.

Con la acumulación de gas el nivel de aceite en el relé desciende y produce el movimiento de la respectiva clapeta, lo cual origina que el contacto de mercurio se cierre y complete un circuito de alarma.

Cuando se produce una falla interna franca la generación del gas es rápida y el incremento de presión origina un flujo de aceite desde el tanque conservador. Dicho aceite, en su paso por el relé acciona la clapeta inferior, la cual hace que el respectivo contacto de mercurio cierre, dándose la orden de apertura de los interruptores con el objetivo de desenergizar el transformador.

El relé está equipado con determinados medios que le permiten sacar muestras del gas, con el fin de analizarlo y de acuerdo al contenido poder configurar el tipo de falla.

Figura 29. **Detalles constructivos del relé Buchholz**



Fuente: RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. p. 271.

La presencia de: hidrógeno y acetileno indica la ocurrencia de un arco en el aceite entre dos partes estructurales; hidrógeno, acetileno y metano indica arco con algún deterioro del aislamiento tipo papel; hidrógeno, metano y etileno, anhídrido carbónico y etano indica un punto caliente en el enrollado.

En un transformador que ha estado en servicio, el aceite siempre contiene concentraciones significativas de anhídrido carbónico, y monóxido de carbono (CO). Una cierta cantidad de hidrógeno y pequeñas concentraciones de hidrocarburos livianos. Hasta cierto grado, dichos gases son consecuencia del envejecimiento de la aislación y por lo tanto, existen concentraciones de gas que deben considerarse como normales y que no son necesariamente indicadoras de la presencia de una falla. La magnitud de dichas concentraciones normales está condicionada principalmente por la antigüedad y carga de los transformadores.

La sensibilidad de los contactos de mercurio de los relés Buchholz se encuentra limitada por las posibles falsas operaciones como consecuencia de golpes o vibraciones originadas por golpes mecánicos a la cañería. Esta operación de los cambiadores de derivación, fallas externas próximas al transformador particularmente asimétricas, y temblores.

4.2. Protección de barras

El barraje principal de la subestación es el nodo al cual se conectan todas las bahías que conforman la subestación. Por ello, la protección de la barra es fundamental. Si se presenta una falla en la barra y no es despejada serán afectadas todas las bahías de la subestación.

Las fallas en las barras, por lo general, son provocadas por flameos en el equipo de potencia o por desprendimiento de cables en la subestación.

Una falla en la barra puede ser aislada por la protección de línea o por la protección de transformador. Esto si no se contara con una protección propia de la barra, pero existe un inconveniente y es el tiempo de liberación de la falla. Esto al ser liberada con cualquiera de las protecciones mencionadas el tiempo de despeje de falla es relativamente alto para el sistema de potencia, que no es recomendable.

Por esto la implementación de la protección de barras no proporciona un tiempo de liberación de falla mucho más rápido y brinda seguridad al sistema de potencia.

4.2.1. Protección diferencial de barra

La mayoría de sistemas de potencia utilizan, para la protección de barra, una protección tipo diferencial. Esto al ser una protección de tipo diferencial funciona con el principio de comparación de magnitudes y ángulos de corrientes. Se hace una comparación de todas las corrientes que entran a la barra y las corrientes que salen de la barra, y la diferencia entre ambas corrientes debe ser igual a cero.

Una falla en la barra de una subestación implica la apertura de un número de interruptores igual al número de bahías de la subestación. Esto puede llegar a comprometer el sistema de potencia.

La zona de protección estará definida por la ubicación de los transformadores de corriente de cada bahía de la subestación. El desempeño

de los transformadores de corriente es vital para el funcionamiento de esta protección.

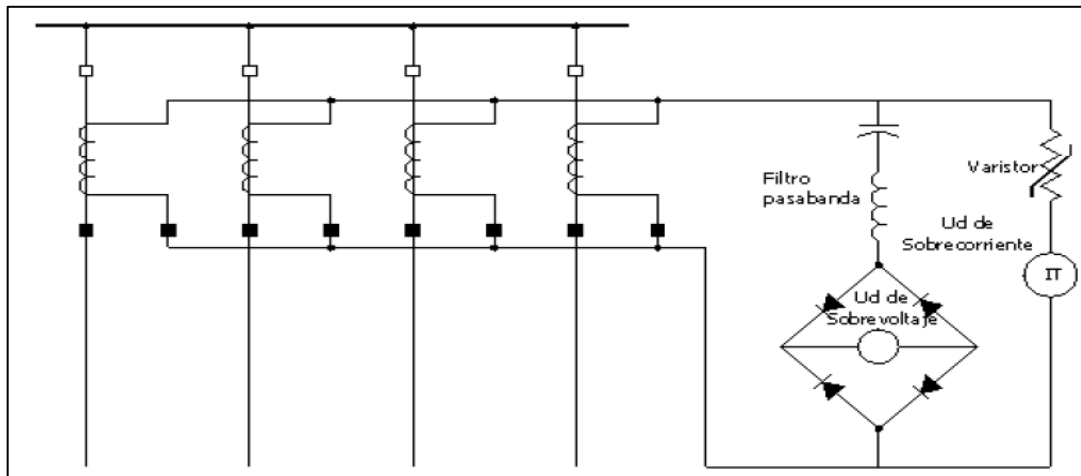
Uno de los problemas que puede llegar a presentar la protección diferencial es la saturación de los transformadores de corriente de base desigual. La saturación se hará presente si por algún motivo se sobrecarga el TC y la corriente que circula por él es la máxima, tal como se explicó en capítulo 3.

4.2.1.1. Protección diferencial de barra por alta impedancia

Este tipo de protección tiende a forzar a cualquier corriente diferencial errónea a que circule a través de los transformadores de corriente en vez que pase por la bobina de operación del relevador. Así evita una mala operación para fallas externas o para condiciones de sobrecarga cuando las corrientes en los secundarios de los transformadores de corriente no son las mismas a causa de las diferencias en las características de magnetización.

Esta protección protege los barrajes contra fallas a tierra y contra fallas entre fases. Está diseñado para trabajar aún bajo condiciones de saturación, y permanece estable bajo condiciones de fallas externas. Para implementarla solo necesita un relevador de alta impedancia conectado a través de los terminales de los secundarios de los transformadores de corriente. Estos se conectan en paralelo según la figura 30.

Figura 30. Diagrama relevador alta impedancia



Fuente: RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. p. 290.

Pero este tipo de conexión protege la barra solo contra fallas a tierra. Para que la protección sea efectiva la resistencia de las conexiones secundarias de los transformadores de corriente debe ser lo más baja posible.

El relevador consiste básicamente en una unidad de voltaje instantáneo tipo solenoide operado mediante un rectificador de onda completa. Dicha unidad se ajusta calculando el voltaje máximo en los terminales del relevador para una falla externa. Tomando en cuenta la corriente máxima de falla primaria, la resistencia de los devanados secundarios y de las conexiones secundarias, y las relaciones de transformación de los transformadores de corriente más un margen de seguridad.

Dispone además de un varistor para evitar daños en los secundarios de los transformadores de corriente causados por el voltaje desarrollado cuando se

saturan los transformadores de corriente. Por medio de este varistor este voltaje se puede limitar a un valor seguro por debajo de los 3 000 V.

Para eliminar las corrientes magnetizantes residuales existentes en los núcleos de los transformadores de corriente y las componentes de CC que aparecen por los cortos tiempos de disparo. Estos se colocan en un filtro pasabandas que bloqueen todas las señales transitorias y de armónicos.

Durante una falla externa, el voltaje a través de los terminales del relevador es relativamente bajo y el relevador no opera. Durante fallas internas el voltaje a través de los terminales del relevador es más alto y resulta en operación de la unidad instantánea de sobrevoltaje y envía la señal de disparo a los interruptor es apropiados.

Esta protección es adecuada para aquellas subestaciones con configuraciones de barra sencilla, interruptor y medio y barrajes múltiples; en los que no sea necesario diseñar una protección selectiva.

En este caso este tipo de protección diferencial de barra será el aplicado a la subestación Antigua Guatemala, ya que es configuración barra sencilla y no se requiere selectividad.

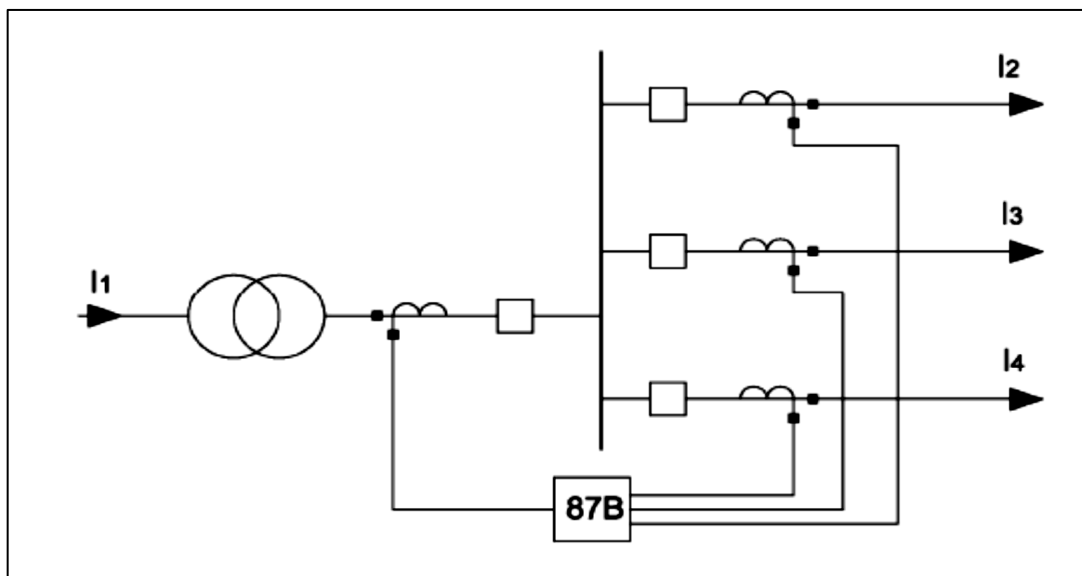
4.2.1.2. Protección diferencial de barra por baja impedancia

El nombre de esta protección deriva porque sus entradas de corriente tienen una baja impedancia al flujo de corriente del secundario del transformador de corriente. Esto permite que el transformador de corriente sea compartido con otros dispositivos como medidores, transductores, relés, y otros.

Al ser una protección de tipo diferencial también utiliza como principio de funcionamiento las leyes de Kirchhoff. A diferencia de la protección diferencial por alta impedancia, se deben de cablear todos los transformadores de corriente individualmente hacia el relé y no se pueden poner en paralelo.

Un transformador de corriente abierto o en cortocircuito provocará un aumento en la corriente de operación y una disminución en la corriente de restricción. La magnitud de este cambio dependerá de la carga del circuito y de la barra al momento que se presente la falla en el transformador de corriente.

Figura 31. **Conexión de transformador de corriente para protección diferencial por baja impedancia**



Fuente: BOJ COTI, Jorge Andres. *Implementación diferencial de barras de la subestación Panaluya*. p. 43.

4.3. Protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión abarcan la mayor área de un sistema de potencia eléctrico, ya que son el medio de transporte de energía de un punto a otro. Por este motivo las líneas de transmisión son los elementos que más expuestos están a fallar, ya que hay muchos factores que pueden provocar una falla en ellas.

Actualmente existen muchas formas de proteger una línea de transmisión. Esto se ha logrado con los avances tecnológicos, ya que los relevadores electrónicos cuentan con toda las diferentes protecciones de línea en un solo equipo.

4.3.1. Tipos de fallas que afectan a una línea de transmisión

A continuación se describen el tipo de fallas más comunes que afectan a una línea de transmisión:

- Descargas atmosféricas: estas descargas producen sobrevoltaje en las líneas y a su vez en el equipo de la subestación. Son capaces de destruir aislamientos y el equipo de patio, provocadas por el medio ambiente.
- Cortocircuitos: siempre producirá corrientes muy altas y estas corrientes provocaran el calentamiento de los conductores. Los cortocircuitos pueden ser provocados por aves, maleza, actos humanos malintencionados, mala operación de la red, entre otros.

- Sobrecargas: siempre producirá un sobrecalentamiento. En este caso en el conductor de la línea, si dicho calentamiento no es controlado por alguna protección puede llegar a fundir el conductor.

A continuación se hace mención de algunas de las protecciones aplicables a las líneas de transmisión.

4.3.2. Protección de sobrecorriente

En un inicio, cuando las redes no eran tan malladas ni tan robustas, la protección de sobrecorriente era la protección principal de una línea de transmisión. Pero a medida que la red fue creciendo esta protección se volvió ineficiente, ya que perdió la selectividad.

Uno de los mayores problemas que presentó la protección de sobrecorriente fue el retardo en el accionamiento de las protecciones. Esto ya que al ser la red modificada, la corriente debía recorrer un camino mayor para llegar al elemento de medición y en consecuencia la falla permanecía más tiempo en la red. Otro problema que se presentó es que la corriente de falla en algunas ocasiones era menor que la corriente máxima de carga. Esto prácticamente dejó en el olvido la protección de sobrecorriente en líneas de transmisión.

4.3.3. Protección de distancia

Con el avance de la tecnología se ha dejado atrás la protección de sobrecorriente como protección principal y han surgido otras, como por ejemplo la protección de distancia. La protección de distancia utiliza corriente y voltaje al

inicio de la línea en un esquema de comparación. Esto esencialmente determina la posición de la falla.

Normalmente se usan tres zonas de protección en la dirección de la falla, para cubrir una sección de línea y proporcionar protección de respaldo a secciones remotas. Algunos relevadores tienen una o dos zonas adicionales en la dirección de la falla más otra en la dirección opuesta, esta actúa como respaldo para proteger las barras. En la mayoría de los casos, el ajuste del alcance de las tres zonas principales de protección, se determinan de acuerdo con el siguiente criterio:

- Zona 1: en la práctica se toma para la primera zona el 80 % o el 85 % de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida. Esto permite incluir los errores de tensión y de corriente producidos por los transformadores de medida.
- Zona 2: usualmente se toma el 120 % de la impedancia de secuencia positiva, pero teniendo cuidado de no pasar por las segundas zonas de las líneas adyacentes en el extremo opuesto. Con esta zona se busca proteger hasta el 50 % de la línea más corta adyacente en el otro extremo.
- Zona 3: el 100 % de la línea protegida más 100 % de la línea más larga adyacente en el extremo remoto más 25 % de esta línea. Es decir, 100 % de la línea protegida más 125 % de la línea adyacente más larga.

Adicional a los alcances de cada zona, cada unidad de zona tiene una unidad temporizada. El tiempo de operación para la zona 1, es normalmente ajustado por el fabricante para disparar instantáneamente, ya que cualquier

falla, sobre la línea protegida detectada por la unidad de la zona 1, debe ser despejada inmediatamente sin necesidad de retardo.

El tiempo de operación para la zona 2 es usualmente del orden de 0,25 a 0,4 s y el de la zona 3 está en el rango de 0,6 a 1,0 s. Cuando hay transformadores de potencia en subestaciones adyacentes a la zona 2 el tiempo debe tener un margen de protección de 0,2 s.

En el caso de la zona 3, cuando los ajustes de los relevadores en diferentes ubicaciones se sobreponen, el tiempo para la zona 3 del relevador más alejado debe incrementarse por al menos 0,2 s para evitar coordinación incorrecta.

Sin embargo, el tiempo de operación para las unidades de la zona 3 deben también ajustarse a un valor que asegurará que la estabilidad del sistema es mantenida. Por tanto, si es necesario, se debe considerar la posibilidad de reducir el tiempo de operación de la zona 3 en tales circunstancias.

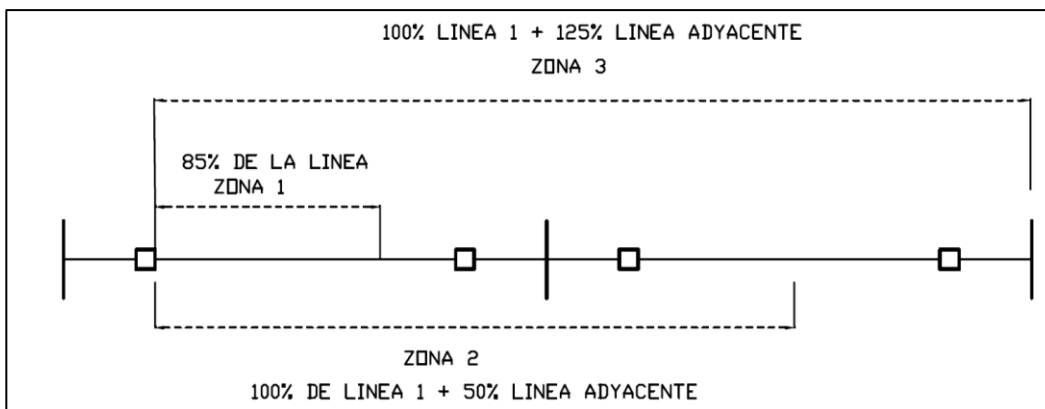
Puesto que el disparo producido por la unidad de la zona 1 es instantáneo, ella no alcanzaría hasta la barra en el final de la primera línea, así que ella se ajusta para cubrir solo el 80 % o el 85 % de la línea protegida. El restante 20 % o 15 % proporciona un factor de seguridad para suavizar los errores introducidos por los transformadores de corriente y transformadores de potencia y por los cálculos de impedancia de líneas. El restante 20 % o 15 % hacia el final de la línea es protegido por la unidad de la zona 2 que opera en un tiempo estipulado.

La zona 3 proporciona el respaldo y opera con un retraso. Como el alcance y por tanto el tiempo de operación de los relevadores de distancia son fijos, su coordinación es mucho más fácil que para los relevadores de sobrecorriente.

La protección de distancia se utiliza como protección principal en la mayoría de líneas de transmisión y de preferencia en las líneas de mucha longitud, en líneas de longitudes pequeñas aproximadamente menores a 10 km no es recomendable usar este tipo de protección. Los ajustes de las zonas de protección se vuelven muy pequeños y el relevador se vuelve insensible ante posibles fallas.

Otro problema en las líneas cortas es que las zonas pueden llegar a sobrealcanzar las líneas adyacentes y provocar disparos indeseados. Por tales motivos no es recomendable utilizar esta protección como principal para líneas muy pequeñas.

Figura 32. **Zonas de protección de distancia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

4.3.4. Protección diferencial de línea

El principio de funcionamiento de esta protección es el mismo que de todas las diferenciales descritas anteriormente. Se basa en las leyes de Kirchhoff para su funcionamiento. En líneas cortas, como es el caso de estudio de este trabajo, esta es la protección más confiable. Las líneas de transmisión tienen una longitud menor a 5 km.

Para implementar esta protección se necesita un canal de comunicación confiable entre los dos extremos de la línea. Este se deben estar monitoreando las corrientes en ambos extremos, estas corrientes por lo común son denominados local y remoto. El canal de comunicación puede convertirse en un gran inconveniente para la implementación de esta protección, ya que en líneas muy largas el impacto económico que puede causar la construcción de ese canal de comunicación puede llegar a ser considerablemente alto.

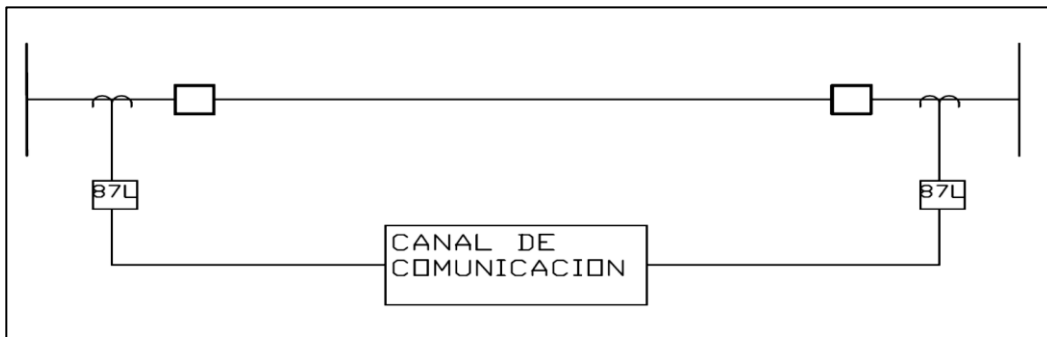
Otra desventaja que se puede presentar debido al canal de comunicación es cuando este llegue a fallar. Si esto llega a suceder la protección quedaría prácticamente anulada, ya que no estará recibiendo la información necesaria para su óptimo funcionamiento.

Por otro lado desde el punto de vista eléctrico, esta protección es demasiado confiable y segura. Esta no depende de la longitud de la línea, ni de ningún otro factor, simplemente de la magnitud y ángulo de las corrientes local y remota.

En la figura 33 se puede observar un esquema de la protección diferencial de línea la cual necesita en ambos extremos transformadores de corriente.

Además de su respectivo relevador de protección, los cuales están comunicados por un canal de comunicación que por lo general es fibra óptica.

Figura 33. **Esquema protección diferencial de línea**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

5. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA LAS PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN ANTIGUA GUATEMALA

Luego de la descripción de las protecciones que aplicarán a la subestación Antigua Guatemala. Se procederá con el cálculo de los parámetros necesarios para la parametrización de cualquier relevador de protección que se quiera utilizar.

5.1. Cálculo de protección diferencial de transformador

En el caso de la subestación Antigua Guatemala se cuenta con un transformador de potencia 69/13,8 kV a 14 MVA, Dy1n. Primero se procederá a calcular las corrientes de ambos devanados:

Corriente en el lado primario:

$$I_1 = \frac{14\,000\text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 69\text{ KV}} = 117\text{ A}$$

Ec. 5.1

Corriente en el lado secundario:

$$I_2 = \frac{14\,000\text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8\text{ KV}} = 586\text{ A}$$

Ec. 5.2

En el lado primario se utilizarán los transformadores de corriente del interruptor de potencia, que según especificaciones son multirelación 1200/5, y se utiliza la relación 200/5. El lado de baja se utilizarán los TTCC internos del transformador de potencia los cuales son multirelación 800/5, utilizando la relación 800/5. Esto se procederá a calcular la corriente en el secundario de los TTCC.

Corriente primaria, referida al secundario del transformador de corriente:

$$I_{1sec} = \frac{117 A}{\frac{200}{5}} = 2.92 A$$

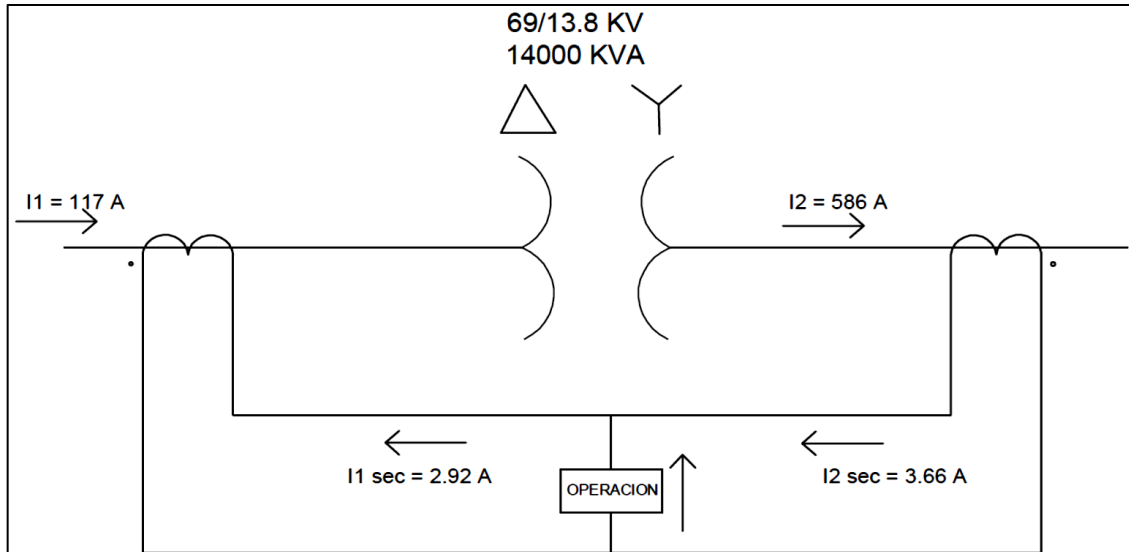
Ec. 5.3

Corriente secundaria, referida al secundario del transformador de corriente:

$$I_{2sec} = \frac{586 A}{\frac{800}{5}} = 3.66 A$$

Ec. 5.4

Figura 34. **Esquema de protección diferencial de transformador de potencia Antigua Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2014.

Como se observan las corrientes que pasarán por los secundarios de los transformadores de corriente no son iguales lo que significa que se debe realizar una compensación, para que estas corrientes sean iguales.

El relé diferencial tiene por principio de operación la comparación de dos corrientes. Serán: una denominada corriente de operación y otra corriente de retención definidas de la siguiente manera:

$$I_{op} = I_{1sec} + I_{2sec} \quad \text{Ec. 5.5}$$

$$I_{ret} = I_{1sec} - I_{2sec} \quad \text{Ec. 5.6}$$

Donde la corriente de operación es la suma fasorial de las corrientes del lado primario y secundario del transformador disponibles en los transformadores de corriente. La corriente de retención es la diferencia fasorial de las corrientes en los secundarios de los transformadores de corriente.

Se tendrá para una condición de falla, dentro de la zona protegida, por la diferencial tendremos que la corriente de restricción se vuelve cero:

$$I_{ret} = 0$$

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación 5.6, se obtiene:

$$0 = I_{1sec} - I_{2sec}$$

$$I_{1sec} = I_{2sec}$$

Con esto se observa que ambas corrientes se sumarán y la suma de ellas nunca será cero lo cual provocará una falla.

Por otro lado al momento de una falla externa la corriente de operación será igual a cero, si se sustituye en la ecuación 5.5 se obtiene lo siguiente:

$$I_{1sec} = -I_{2sec}$$

Y aquí se observa que las corrientes se restarán al momento de una falla externa. Esto no provocará un disparo en la protección.

Otro tema importante, y que debe ser igual, es el ángulo de fase. Al tener un transformador con grupo de conexión DY1n tiene un desfase de 30° entre

las corrientes de alta y baja. Por ello también se necesita una compensación de $\sqrt{3}$ por la conexión delta del lado de alta. (Ver figura 34).

Esta compensación se podría hacer mediante transformadores de compensación los cuales igualarán las corrientes y el ángulo de las corrientes. Sin embargo, esto ya no es necesario en la nueva generación de relevadores, ya que automáticamente estos hacen la compensación mediante software.

En la práctica, aunque se realicen todas las compensaciones necesarias, nunca se obtiene una corriente diferencial igual a cero debido a errores de precisión de los transformadores de corriente, errores de los relevadores, entre otras. Por ello se ajusta el relevador con un valor de operación entre 20 % y 30 %. Esto significa que si se tiene un transformador de corriente con secundario de 5 A la corriente de operación estará entre 1 A y 1,5 A de corriente diferencial.

Un tema muy importante a considerar con los transformadores de potencia es la corriente de *inrush* que se presenta al momento de energizar el transformador. Esta corriente es vista por la protección como una corriente diferencial, pero esta corriente de magnetización inicial está compuesta por muchas armónicas en especial por las de segundo orden. Para solucionar este problema se bloquea el relevador contra presencia de corrientes armónicas de segundo orden y así se evita un disparo indeseado.

5.1.1. Protección diferencial mediante relevador SEL-387E

Este relé provee una protección diferencial porcentual más sensible y segura. Además el relé provee la opción de bloqueo de armónicas de segundo orden las cuales aparecen con la corriente de *inrush*.

5.1.1.1. Descripción de ajustes de un relé SEL-387E para protección diferencial de transformador

A continuación se hace mención y descripción de los ajustes y la nomenclatura que se utilizan para la parametrización de un relé SEL- 387E. Esto habilita la protección diferencial de transformador.

5.1.1.1.1. Habilitación de elementos diferenciales (E87W1 a E87W3)

El relé SEL-387E tiene tres juegos de entradas de corriente trifásica. Dependiendo de la aplicación, podrían no necesitarse todas ellas para configurar la zona de protección diferencial. El usuario puede configurar cualquier terminal no usado, solo para protección de sobrecorriente. El ajuste E87Wn especifica cuál de los terminales del relé será incluido en los cálculos diferenciales.

Existe un ajuste independiente, EOCn, para habilitar los elementos de sobrecorriente y la medida de demanda. Seleccione Y para habilitar los ajustes E87Wn del enrollado correspondiente. Seleccione N para deshabilitar los ajustes E87Wn del enrollado correspondiente; el relé oculta los ajustes, los que quedan indisponibles para el usuario. Seleccionando Y1 los ajustes de cuarta armónica (PCT4), de razón de bloqueo dc (DCRB) y de retención armónica (HRSTR) quedan disponibles. Esta es la única diferencia entre las opciones Y y Y1.

5.1.1.1.2. Conexión de TT/CC (W1CT A W3CT)

Para desarrollar los cálculos de los valores de TAPn, el relé usa información respecto a los transformadores de corriente están conectados en delta (D) o estrella (Y) en cada enrollado. Si los transformadores de corriente están conectados en delta, el relé eleva el valor de TAP en el factor 1.732.

5.1.1.1.3. Relación de TT/CC (CTR1 A CTR3)

Determine la razón de transformadores de corriente, dividiendo la corriente nominal del transformador de corriente por su corriente secundaria. Si, por ejemplo, la corriente nominal primaria del transformador de corriente es 1200 A y la corriente nominal secundaria es 5 A, la razón es $1200/5$ o 240.

5.1.1.1.4. Capacidad máxima del Transformador, MVA trifásicos (MVA)

Use la potencia máxima esperada, como por ejemplo el valor ONAF o un valor de emergencia mayor. Esto cuando ajuste la máxima capacidad del transformador.

5.1.1.1.5. Compensación de conexión de enrollados y de conexión de TT/CC (ICOM)

Esta variable Yes/No define si las corrientes de entrada requieren alguna compensación, ya sea para corregir el desfase angular en el transformador y los

transformadores de corriente o para remover las componentes de secuencia cero de las corrientes secundarias. Si el ajuste es Y, el relé permite que el usuario defina, en el siguiente grupo de ajuste, el desplazamiento necesario para alinear adecuadamente las corrientes secundarias, para el cálculo diferencial.

5.1.1.1.6. Compensación de conexiones (W1CTC a W3CTC)

Estos ajustes definen el factor de compensación que el relé aplicará a cada juego de corrientes de enrollado. Esto para tomar en cuenta en forma apropiada los desplazamientos angulares provocados por la conexión del transformador o de los transformadores de corriente. Por ejemplo, esta corrección es necesaria en el caso de transformadores de conexión delta/estrella, pero con todos los transformadores de corriente conectados en estrella. El efecto de la compensación es crear desplazamiento de fases y eliminar las componentes de secuencia cero.

5.1.1.1.7. Voltaje línea-línea, kV (VWDG1 a VWDG3)

Ingrese los voltajes nominales línea-línea en terminales del transformador. Las unidades de ajuste son kilovoltios.

5.1.1.1.8. TAP de corriente (TAP1 a TAP3)

Cuando se ingresa un valor en el ajuste MVA (es decir, MVA no está ajustado "OFF"). El relé usa los ajustes MVA, voltaje de enrollado, razón de TC y ajuste de conexión de transformador de corriente ya ingresados para calcular automáticamente los valores "TAPn". El usuario puede ingresar directamente estos valores de tap. Ajuste MVA= OFF e ingrese los valores TAP1 a TAP3 directamente, junto con los restantes ajustes pertinentes. La razón entre el tap mayor y el tap menor no debe ser mayor a 7,5.

5.1.1.1.9. Pickup de corriente de operación de los elementos con retención (O87P)

Ajuste el *pickup* de la corriente de operación a un valor mínimo tal que incremente la sensibilidad, pero suficientemente alto. Esto para evitar la operación, debido al error de régimen permanente de los transformadores de corriente y a la corriente de excitación del transformador. Tomar en cuenta esta condición: $TAPMIN \cdot O87 P \geq 0,1 I_n$.

5.1.1.1.10. Porcentaje de slope de retención (SLP1, SLP2)

Use el ajuste de porcentaje de *slope* de retención para discriminar entre fallas internas y externas. Ajuste SLP1 o SLP2 para acomodar las diferencias de corriente debido al cambiador de taps del transformador, la saturación de transformadores de corriente, los errores de transformadores de corriente y los errores del relé.

5.1.1.1.11. Límite de *slope* de retención 1 (IRS1)

Una aplicación de dos *slopes* o porcentaje diferencial de variable, mejora la sensibilidad en la región en que los errores de los transformadores de corriente son menores e incrementa la seguridad en la zona en que son mayores. Se debe definir ambos *slopes*, así como el límite del *slope* 1 o punto IRS1, donde SLP1 y SLP2 se intersectan.

5.1.1.1.12. *Pickup* de corriente de elementos sin retención (U87P)

El objetivo de los elementos instantáneos de corriente sin retención es reaccionar rápidamente para niveles de corriente muy altos, que indiquen claramente una falla interna. Ajuste el nivel de *pickup* (U87P) cerca de 10 veces tap. Los elementos sin retención solo responden a la componente de frecuencia fundamental de la corriente de operación diferencial. Esta no es afectada por los ajustes SLP1, SLP2, IRS1, PCT2, PCT5 o IHBL. En consecuencia, el ajuste debe ser suficientemente alto como para no reaccionar con grandes corrientes de *inrush*.

5.1.1.1.13. Porcentaje de bloqueo por segunda armónica (PCT2)

La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de *inrush* de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé.

Las corrientes de *inrush* de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de segunda armónica que las corrientes de falla. Esta corriente de segunda armónica puede ser usada para identificar el fenómeno de *inrush* y evitar una operación errónea del relé. El relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de segunda armónica que fluye por el transformador.

El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con retención, si la razón de corriente de segunda armónica a corriente fundamental ($IF2/IF1$) es mayor que el ajuste PCT2.

Simulaciones de transformadores muestran que la corriente magnetizante de *inrush* usualmente alcanza a más del 30 % de $IF2/IF1$, en el primer ciclo del *inrush*. Un ajuste de 15 %, usualmente provee un margen de seguridad.

5.1.1.1.14. Porcentaje de bloqueo por cuarta armónica (PCT4)

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). La energización de un transformador causa un gran flujo temporal de corriente de *inrush* de magnetización en un terminal del transformador, sin que esta corriente sea vista en los otros terminales. De este modo, aparece como una corriente diferencial y podría causar una operación incorrecta del relé.

Las corrientes de *inrush* de magnetización contienen mayor cantidad de corriente de armónicas pares que las corrientes de falla. Estas armónicas pares pueden ser usadas para identificar el fenómeno de *inrush* y evitar una operación errónea del relé. El relé SEL-387E mide la cantidad de corriente de cuarta armónica que fluye por el transformador.

El usuario puede ajustar el relé para bloquear el elemento diferencial de porcentaje con retención, si la razón de corriente de cuarta armónica a corriente fundamental ($IF4/IF1$) es mayor que el ajuste PCT4.

Dado que el porcentaje de cuartos armónicos es menor que el de segundos. Este valor se ajusta menor que el de segundo armónico.

5.1.1.1.15. Bloqueo por razón DC (DCRB)

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). Algunos casos de *inrush* de magnetización tienen pequeño contenido armónico, pero contienen desplazamiento dc. El relé SEL-387E puede detectar el desplazamiento dc y usarlo en la lógica de bloqueo (no en la retención). Habilite esta función con el ajuste DCRB = Y.

5.1.1.1.16. Retención armónica (HRSTR)

Ajuste E87Wx=Y1 para dejar disponibles los ajustes de cuarta armónica (PCT4), razón de bloqueo dc (DCRB) y retención armónica (HRSTR). El bloqueo armónico trata la segunda y cuarta armónica independientemente y bloquea el relé cuando el contenido de segunda o cuarta armónica (corriente armónica como porcentaje de la corriente fundamental) excede los ajustes PCT2 o PCT4, respectivamente.

5.1.1.1.17. Porcentaje de bloqueo por quinta armónica (PCT5)

De acuerdo a normas industriales, la sobreexcitación ocurre cuando la relación volts/hertz aplicada a los terminales de un transformador excede 1,05 en por unidad a carga plena o 1,1 en por unidad en vacío.

La relación es una medida de la densidad de flujo en el núcleo. La sobreexcitación de transformadores produce armónicas de orden impar, que pueden aparecer como corrientes diferenciales en un relé diferencial de transformador. Unidades generador-transformador de subida de plantas de generación son los principales usuarios del bloqueo de quinta armónica. El voltaje del transformador y la frecuencia en el generador pueden variar durante la partida, sobreexcitando el transformador.

El análisis de Fourier de las corrientes de un transformador durante sobreexcitación, indica que un ajuste de un 35 % de quinta armónica es adecuado para bloquear el elemento diferencial de porcentaje

5.1.1.2. Cálculo de ajustes de un relé SEL-387E para el transformador de potencia subestación Antigua Guatemala

El transformador de la subestación Antigua Guatemala es un transformador trifásico 69 kV a 13.8 kV con una potencia máxima de 14 MVA conexión DY1n. En el lado de alta y baja los transformadores de corriente están conectados en estrella con relaciones 200/5 y 800/5 respectivamente.

A continuación se muestran los ajustes necesarios para programar la protección diferencial de transformador:

- Paso 1: ajustar los habilitadores apropiados, dado que se requieren dos terminales diferenciales se habilitan las siguientes:

E87W1 Y
E87W2 Y

- Paso 2: selección de ajustes de los TTCC relación de cada devanado. Dado que todos los TTCC están conectados en estrella, las relaciones son iguales y los ajustes son los siguientes:

69 kV	13.8 kV
W1CT= Y	W2CT= Y
CTR1= 40	CTR2= 160

- Paso 3: ajustar la potencia máxima del transformador:

MVA= 14

- Paso 4: decidir si se requiere compensación interna de los transformadores de corriente y determinar los ajustes de compensación, dado que tienen un arrollamiento en delta y otro en estrella. Todos los transformadores de corriente están conectados en estrella se tiene un desplazamiento de fases, los ajustes para que el relé haga esa compensación son los siguientes:

ICOM= Y
W1CTC= 0
W2CTC= 1

El relé multiplicará las corrientes de los transformadores de corriente en estrella asociados al devanado en estrella, para dar la misma conexión física, Luego corregirá las corrientes del lado delta.

- Paso 5: ingresar los voltajes de línea. El relé necesita estos valores para el cálculo del tap, los voltajes se ingresan en unidades kV. Para este caso se ingresan los siguientes valores:

$$VWDG1= 69$$

$$VWDG2=13,8$$

El relé ahora calcula cada tap de corriente, usando la siguiente formula:

$$TAP = \frac{MVA * 1\ 000}{\sqrt{3} * VWDGn * CTRn} * C$$

Ec. 5.7

Sustituyendo valores en la ecuación 5.7 se obtiene lo siguiente:

$$TAP_1 = \frac{14MVA * 1\ 000}{\sqrt{3} * 69\ kV * 40} * 1 = 2,92\ A$$

$$TAP_2 = \frac{14MVA * 1\ 000}{\sqrt{3} * 13,8\ kV * 160} * 1 = 3,66\ A$$

El relé verificará si existe una violación de la máxima razón de tap y notificará al usuario si existe violación. Para determinar esto se divide el tap máximo dentro del mínimo y no debe ser mayor a 7,5 de ser así se debe modificar la relación de los transformadores de corriente. Calculando para este caso:

$$TAP_m = \frac{3,66}{2,92} = 1,25$$

Como se puede ver no excede el límite. Por lo tanto no hay necesidad de cambiar relación de los transformadores de corriente.

- Paso 6: ajuste de las características de los elementos diferenciales. Aquí se seleccionan algunos ajustes según recomendaciones del fabricante y se seleccionó la característica de diferencial de porcentaje variable para maximizar la sensibilidad de corrientes bajas. Por tener una mayor tolerancia a la saturación de los transformadores de corriente en caso de fallas externas. Los ajustes son los siguientes

○	O87P	0,3
○	SLP1	25
○	SLP2	50
○	IRS1	3
○	U87P	10
○	PCT4	15
○	PCT5	35
○	TH5P	OFF
○	DCRB	N
○	HRSTR	N

Recordando que el ajuste de O87P debe permitir un valor de corriente de operación de al menos $0,1 * I_n$ en el menor de los taps. En este caso:

$$O87P_{min} = (0,1 * I_n) / TAP_{min}$$

Ec. 5.8

Sustituyendo valores:

$$087P_{min} = \frac{0,1 * 5}{2,92} = 0,17$$

Con este valor se verifica que el valor ajustado de 0,3 es válido.

5.1.2. Protección de sobrecorriente mediante relé SEL-387E

El relé SEL-387E provee numerosos elementos de sobrecorriente, entre ellos elementos de fase instantáneos/tiempo definido, tiempo inverso, para protección monopolar o tripolar, protección de falla de interruptor, protección de respaldo de transformador y otros. Elementos fase, secuencia negativa, protección contra falla desbalanceada y fallas a tierra.

Los elementos de sobrecorriente instantáneos típicamente proveen protección de alta velocidad para altas corrientes, fallas internas en el transformador y protección coordinada de respaldo para fallas en barras y alimentadores adyacentes. Los elementos de sobrecorriente de tiempo inverso se pueden usar para evitar daño en los transformadores, debido a corrientes externas excesivas, causadas por despeje lento de fallas externas.

5.1.2.1. Cálculo de ajustes para protección de sobrecorriente mediante relé SEL-387E

Para la coordinación de esta protección es necesario primero definir qué clase de transformador se tiene. Esto según la Norma IEEE. C57.12.20-1988 se tiene la tabla IX:

Tabla IX. **Categoría de transformadores**

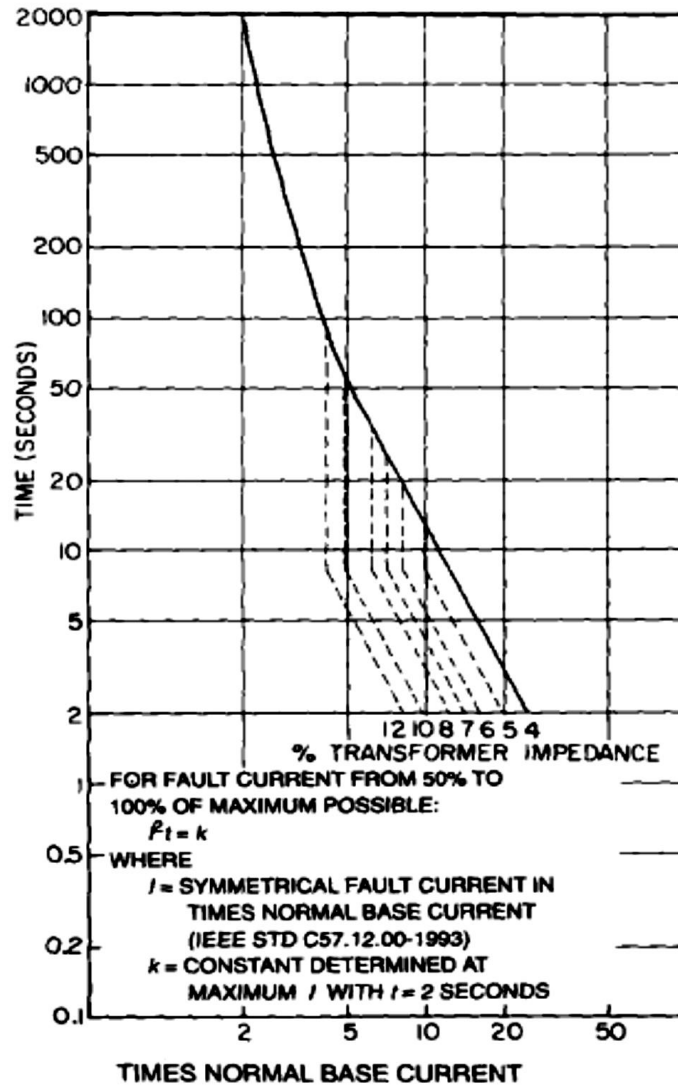
Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)
I*	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10 000	5001 to 30 000
IV	Above 10 000	Above 30 000

Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.
Norma IEEE Std. C57.12.20-1988. p. 59.

Según esta tabla se puede concluir que el transformador de la subestación Antigua Guatemala está en la categoría III al tener una potencia de 14 000 kVA. Esto según la Norma IEEE C57.109-1993 para esta clase de transformadores se requieren las curvas de daño térmico y daño mecánico para ser considerados en el diseño de la protección de sobrecorriente.

La figura 35 muestra las consideraciones del daño térmico y el daño mecánico y debe ser aplicado para fallas que ocurrirán más de 5 veces en la vida del transformador. Parte de la curva depende de la impedancia del transformador, como se muestra en la gráfica para fallas mayores al 50 % de la máxima falla posible. En el peor de los casos no debe ser mayor a 2 segundos y la otra parte de la curva corresponde para fallas debajo del 50 % de la máxima falla posible.

Figura 35. Curva de daño térmicomecánico para transformadores categoría III



Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.
 Norma IEEE Std. C57.109-1993. p. 9.

- Paso 1: en este paso se calculará la corriente máxima de corto circuito que puede soportar el transformador de potencia. se considera que la

única impedancia que limita la corriente es la del transformador mismo. Sabiendo que la potencia máxima del transformador son 14 MVA y la tensión es de 66 kV, teniendo una impedancia del 9,9 % se tiene:

$$I_{CC} = \frac{1 \text{ p.u.}}{\% Z \text{ transformador}}$$

Ec. 5.9

Sustituyendo valores en la ecuación 5.9, se obtiene:

$$I_{CC} = \frac{1 \text{ p.u.}}{0,099 \text{ p.u.}} = 10,10 \text{ veces la corriente nominal}$$

- Paso 2: la ecuación de daño para altas corrientes de corto circuito está definida por la ecuación:

$$I_{CC}^2 T = K$$

Ec. 5.10

Donde:

T= tiempo máximo de despeje de falla, igual a 2 segundos

I_{CC} = Corriente máxima de corto circuito del transformador.

Se sustituyen valores para encontrar K se tiene:

$$K = 10,10^2 * 2 = 204,1$$

Para encontrar el otro punto de la curva de daño del transformador se necesita el tiempo que podrá durar una corriente del 50 %. Para este caso es

de 5,05 p.u. sustituyendo de la ecuación 5,10. Este valor se puede encontrar el tiempo de la siguiente manera:

$$T = \frac{204,1}{5,05^2} = 8 \text{ segundos}$$

Para obtener el valor en amperios para el 100 % de la corriente máxima de falla se multiplica el valor p.u. por la corriente nominal del lado de alta tensión que son 117 amperios calculado al inicio del capítulo:

$$10.1 \text{ p.u} * 117 \text{ A} = 1181.7 \text{ A}$$

Con este valor junto con el tiempo de 2 segundos se obtienen los primeros dos valores de la curva.

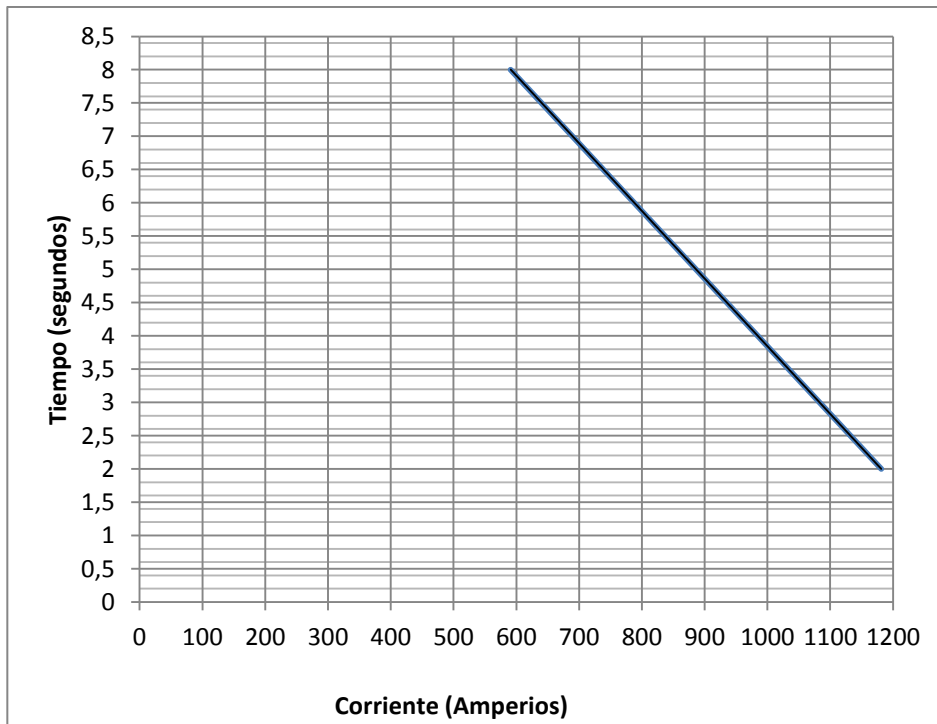
Para obtener el valor en amperios para el 50 % de la corriente máxima de falla se multiplica el valor p.u. por la corriente nominal del lado de alta tensión que son 117 amperios calculado al inicio del capítulo:

$$5,05 \text{ p.u} * 117 \text{ A} = 590,85 \text{ A}$$

Para este valor de corriente ya está calculado el tiempo y corresponde a 8 segundos. Con ello se tiene el otro par de valores que se necesitan para dibujar la curva.

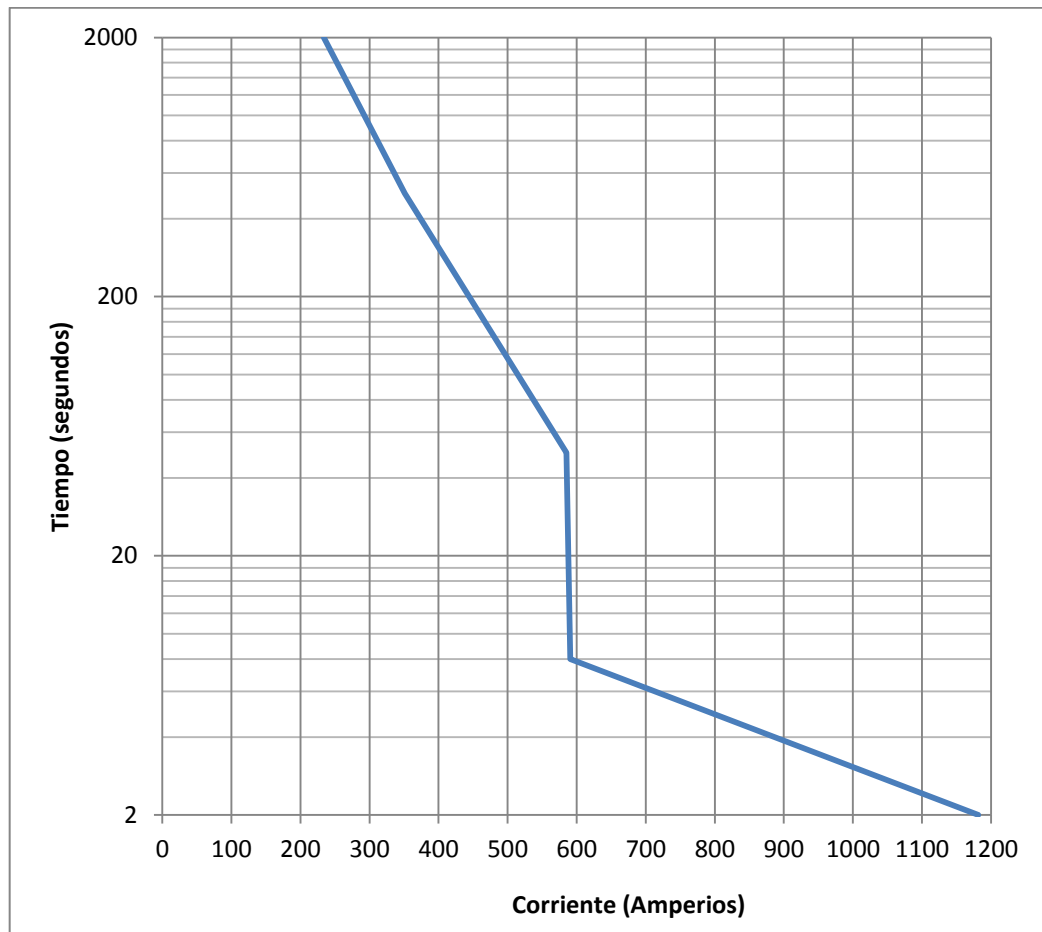
A continuación se muestran las gráficas del daño mecánico del transformador y con base en esta gráfica más la del daño térmico se pueden ya seleccionar las curvas de protección de sobrecorriente.

Figura 36. **Gráfica del daño mecánico para el transformador de Antigua Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Figura 37. **Gráfica de daño térmico y mecánico del transformador Antigua Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Luego de la obtención de estas gráficas se procede al cálculo de todas las curvas correspondientes. Los valores de los elementos de sobrecorriente instantáneos y tiempo definido y tiempo inverso.

- Paso 3: la parametrización del elemento instantáneo de sobrecorriente queda a criterio del diseñador. Sin embargo se debe tomar en cuenta la corriente de *inrush* del transformador, por lo que para este caso se

tomará un margen del 30 % de la corriente nominal del lado secundario vista por los transformadores de corriente. Queda la protección de sobrecorriente instantánea (50P) seteado en el siguiente valor:

$$I_{50P} = 1,3 * 3,66 A = 4,75 A$$

$$50P11 = 4,75 A$$

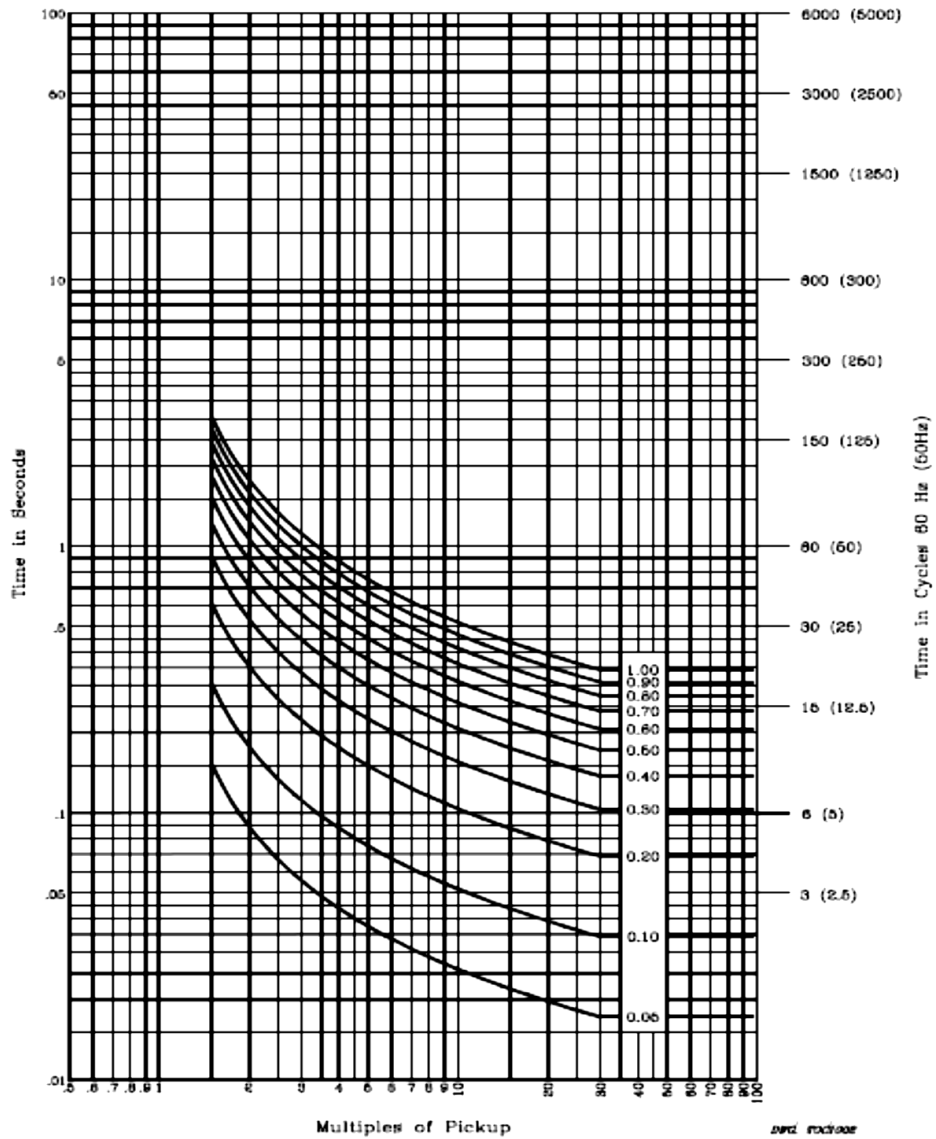
- Paso 4: ahora se debe calcular el valor para la protección de sobrecorriente instantánea de desbalance. Esta se toma como un 30 % de la corriente nominal, quedando de la siguiente manera:

$$I_{50N} = 0,3 * 3,66 A = 1,1 A$$

$$50N11 = 1,1 A$$

- Paso 5: se debe programar también el elemento de tiempo inverso de fase, para el cual se necesita seleccionar una gráfica la cual debe ser definida por la gráfica de daño térmomecánico del transformador. Para esta protección se seleccionó la curva inversa de tiempo corto IEC C5.

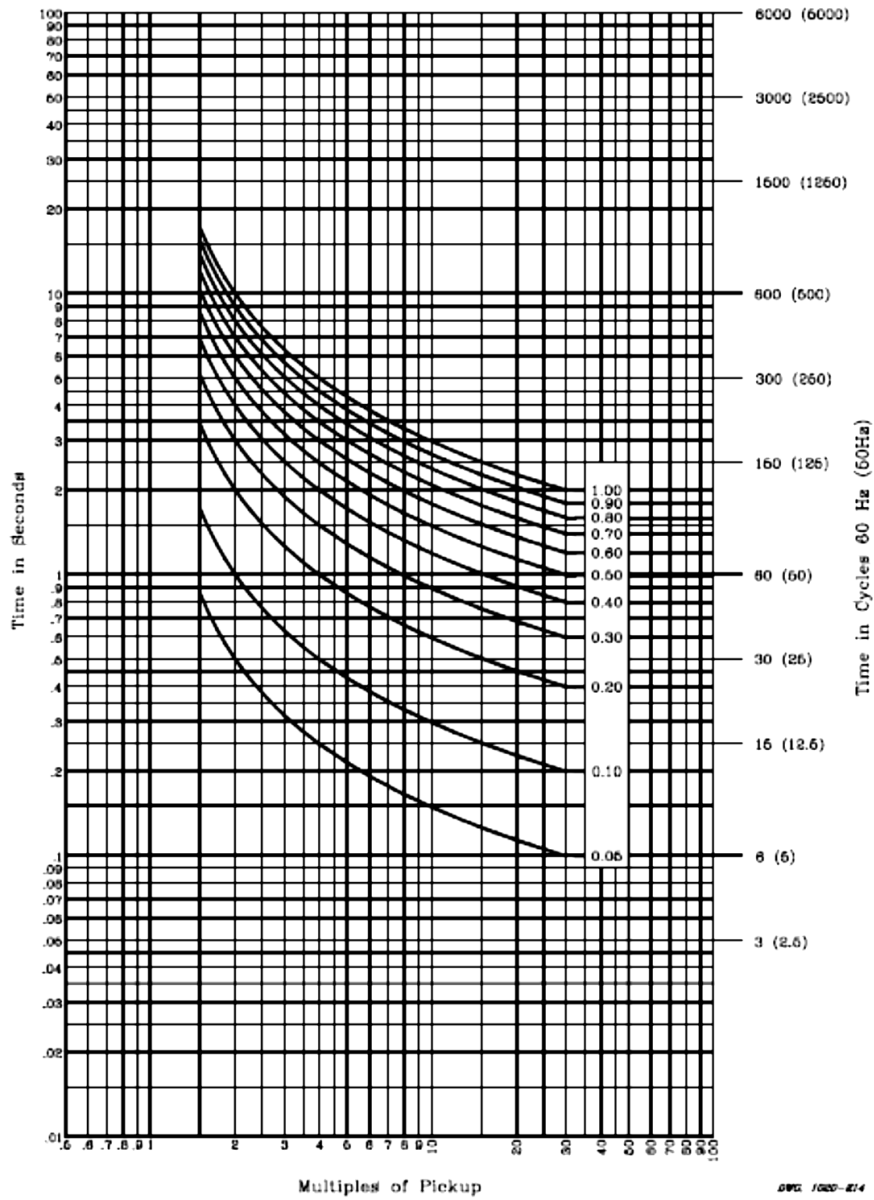
Figura 38. Curva de protección IEC inversa C5



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución. Manual de SEL-387E.* p. 106.

Para la protección de sobrecorriente tiempo inverso de desbalance también se necesita determinar una curva de protección, la cual es la siguiente:

Figura 39. Curva de protección IEC inversa C1



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución. Manual SEL-387E. p. 107.*

5.2. Cálculo de protección diferencial de barra

Para este caso según el unifilar mostrado, en la figura 13 la barra de la subestación Antigua Guatemala estará conformada por 2 campos de línea y un campo de transformador en configuración barra simple. Por ello, esas serán las condiciones para el cálculo de la protección diferencial de barra.

5.2.1. Protección diferencial de barra mediante relé SEL-587Z

El relevador 587Z combina los principios de la protección diferencial por alta impedancia con la tecnología numérica avanzada. Este relé ofrece una respuesta rápida y segura durante fallas internas.

Este relé provee tres elementos independientes de alta impedancia, uno para cada fase.

5.2.1.1. Descripción de ajuste de relé SEL-587Z para protección diferencial de barra por alta impedancia

A continuación se describen los ajustes necesarios para la implementación de una protección diferencial de barra por alta impedancia con un relevador SEL-587Z.

5.2.1.1.1. Elementos diferenciales pickups (87A 1P mediante 87C2P)

El SEL-587Z tiene tres elementos diferenciales de alta impedancia independientes, cada uno con dos niveles. Utilice elementos diferenciales 87A1, 87B1 y 87C1 para protección de barra y elementos 87A2, 87B2 y 87C2 para alarmas. Las seis configuraciones tienen el mismo rango y se establecen en voltios.

5.2.1.2. Cálculo de ajuste para relé SEL- 587Z para protección diferencial de barra 69kV subestación Antigua Guatemala

El ajuste necesario para la programación del relevador SEL-587Z es solamente el voltaje que aparecerá por el elemento de alta impedancia del relevador, y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_r = (R_{CT} + P * R_{CABLE}) * \frac{I_F}{N}$$

Ec. 5.11

Donde:

V_r = voltaje a través del elemento de alta impedancia

I_F = maxima corriente de falla externa

N = relacion del transformador de corriente

R_{CT} = resistencia del devanado secundario del transformador de corriente

R_{CABLE} = resistencia del cable desde bornes de transformador de corriente hasta relevador.

$P=$ es igual a 1 para falla trifásica y 2 para falla monofásica a tierra

El factor P es igual a 2 para fallas monofásicas a tierra, ya que en este tipo de falla la corriente recorre dos veces el mismo camino. Mientras que al ser una falla trifásica la corriente de falla nunca recorre el camino a tierra por lo cual es igual a 1.

Como se puede observar en la ecuación 5.11 el voltaje es proporcional a la resistencia del transformador de corriente y a la resistencia de los cables que se utilizan. Ambos llevan las corrientes desde los bornes de los transformadores de corriente hasta el punto de conexión con el relé.

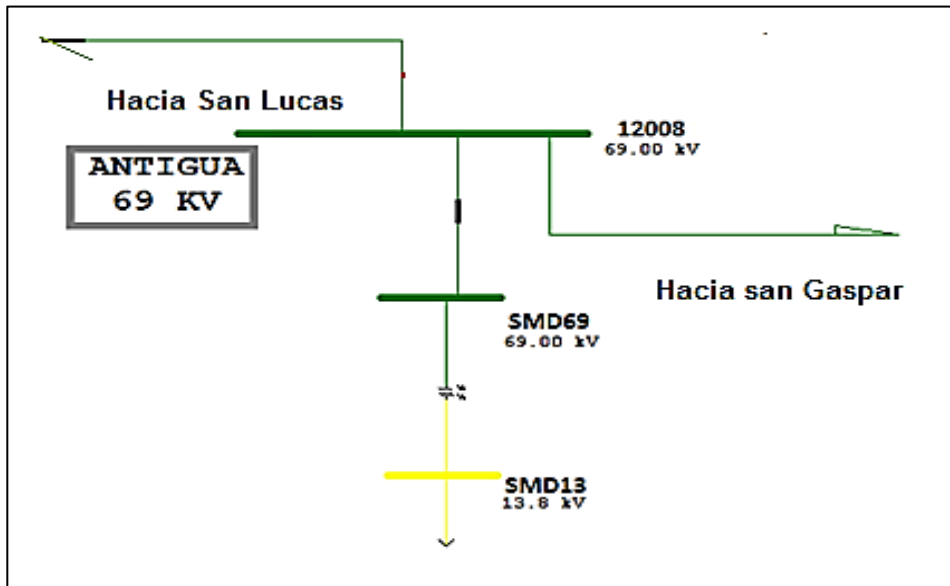
Por lo que en la práctica para mantener el voltaje lo más bajo posible, se utiliza la relación del transformador de corriente más grande que se tenga. Además se ponen todos los transformadores de corriente en paralelo en un punto equidistante y lo más cerca posible para reducir la resistencia del cable.

Para el caso de la subestación Antigua Guatemala se proceden los siguientes cálculos:

- Paso 1: la relación N de los transformadores de corriente se obtiene de las especificaciones técnicas mostradas en el capítulo 2. Según lo estipulado se toma la relación mayor que se tenga para reducir el voltaje tanto como se pueda, para este caso es de 1200/5.
- Paso 2: la corriente máxima de falla que se presenta en la barra de 69 kV de la subestación Antigua Guatemala. Esto según un corrimiento de flujo realizado por el Departamento de Planificación de Trelec como se

muestra en la figura 40 la barra de la subestación esta nombrada como 12008.

Figura 40. **Imagen de flujo de potencia para subestación Antigua Guatemala**



Fuente: Departamento de Planificación de EEGSA.

Y la corriente se encuentra en 2 666 Amperios para una falla trifásica y 2 341 Amperios para una falla monofásica. Esto debido a que el porcentaje que suceda una falla monofásica es mucho mayor a que suceda una falla trifásica. Y se tomará el valor de 2 341 amperios como se muestra en la tabla X.

Tabla X. **Corriente de cortocircuito subestación Antigua**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
12 008	ANT-691	3,19	-73,09	2 666	318	2,8	-72,67	2341,6	279,0

Fuente: Departamento de Planificación de EEGSA.

- Paso 3: la resistencia del devanado del TC según especificaciones técnicas es de 0,82 Ω .
- Paso 4: el factor P considerando que la mayoría de fallas será monofásica asumiremos que es 2.
- Paso 5: la resistencia del cable que se utiliza para llevar las corrientes desde la salida del transformador de corriente hasta el relevador se calcula de la siguiente manera.

$$R_{CABLE} = \frac{\rho * l}{A}$$

Ec. 5.12

Donde:

R = la resistencia del cable en ohmios por metro

ρ = 0,0172 $\Omega * mm^2$ que es la resistividad del cobre

l = largo del conductor en metros. Se asumirá un largo del cable de 30 m

A = área del conductor, para este caso 3,31 mm^2 que es el área de conductor calibre núm.12 AWG.

Sustituyendo en la ecuación 5,12 se obtiene:

$$R_{CABLE} = \frac{0,0172 \text{ mm}^2 * 30 \text{ m}}{3,31 \text{ mm}^2} = 0,16 \Omega$$

- Paso 6: ya teniendo todos los valores necesarios se procede a calcular el voltaje que circulará por el elemento de alta impedancia:

$$V_r = (0,82 + (2 * 0,16)) * \frac{2341}{240} = 11,12 \text{ voltios}$$

Luego que se obtiene el voltaje que circulará por el elemento de alta impedancia. Se debe calcular el voltaje de *setting* de la siguiente manera:

$$V_s = k * V_r$$

Ec. 5.13

Donde:

V_s = voltaje de *setting*

k = factor de seguridad, por lo general un 25 %

Sustituyendo en la ecuación 5.13:

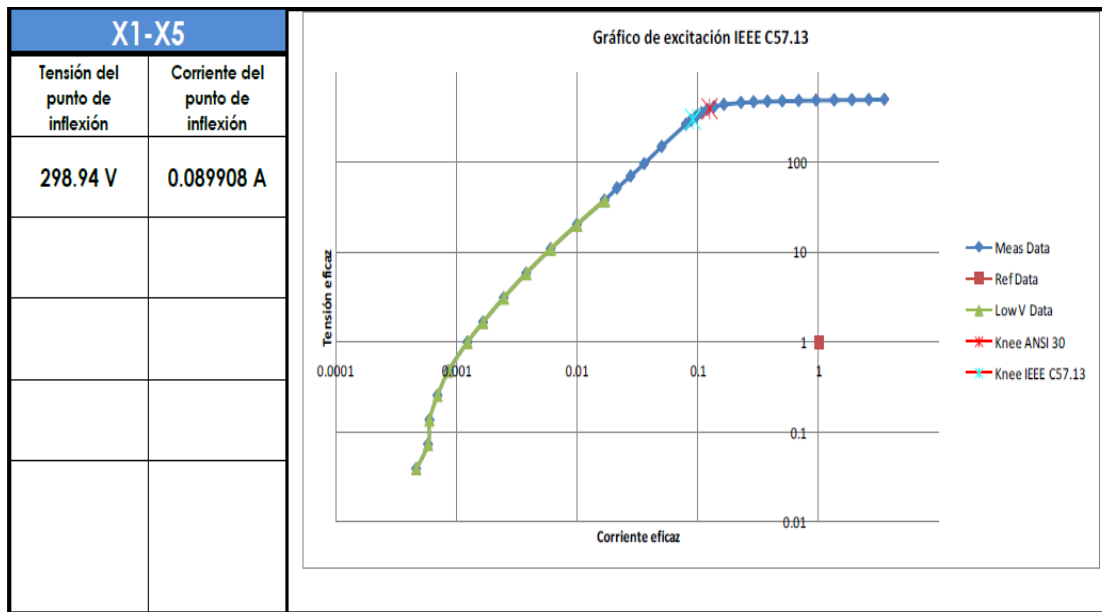
$$V_s = 1,25 * 11,12 \text{ v} = 13,9 \text{ voltios}$$

Con este valor se parametrizan las opciones 87A1P=87B1P=87C1P y se coloca el valor de V_s .

Para verificar que el valor de voltaje es el adecuado, se puede comprobar que este voltaje no exceda el voltaje de rodilla del transformador de corriente utilizado. Para esto, tomamos de referencia la figura 41 la cual corresponde a una prueba de saturación realizada a los transformadores de corriente en la relación utilizada, y se observa que el punto de inflexión es de 298,94 voltios, el cual no se ve excedido por el voltaje de *setting*.

Con esto lo que se observa es que el voltaje del transformador de corriente es mucho menor que el voltaje de saturación. Esto significa que aunque el transformador de corriente se sature la protección actuara.

Figura 41. **Curva de saturación de un transformador de corriente**



Fuente: Departamento de Pruebas Eléctricas de Trelec.

Con estos parámetros quedaría programada la protección diferencial de barra por alta impedancia con un relevador SEL-587Z.

5.3. Cálculo de protección de línea

Para este caso de estudio se debe realizar el cálculo de la protección de distancia para las dos líneas que alimentan la subestación Antigua Guatemala. La protección que se utilizará será la protección diferencial de línea, ya que la

distancia de las líneas es demasiado corta y no permite la implementación de una protección de distancia.

5.3.1. Justificación de uso de protección diferencial de línea

El ajuste de los relés de impedancia es proporcional a la impedancia de las líneas. El caso de una falla resistiva afecta la medición de su impedancia, presentando un valor resultante de resistencia mucho mayor al de la zona de protección del relé de característica de conducción eléctrica actualmente utilizado. Esto implica que el relé no detecta la falla en la zona, aun si se encuentra en su correspondiente zona de operación. Esta operación incorrecta con falta de disparo se debe a la característica inadecuada del relé.

Este es uno de los problemas que se tiene con la protección de distancia. Otro problema es la distancia de la línea, ya que al tener una línea corta se puede llegar a tener un sobre alcance en las zonas de protección por los siguientes motivos:

- Falla de precisión de transformadores de instrumento.
- Sensibilidad del relé.
- Problema relacionado a transitorio de los TP.
- Los bajos valores de impedancia de la línea hace difícil la coordinación de la zona 1.
- Impedancia fuente de la línea (SIR).

La impedancia fuente de la línea es la relación entre la impedancia fuente detrás del relevador y la impedancia de la línea:

$$SIR = \frac{Z_{Fuente}}{Z_{Linea}}$$

Ec. 5.13

Con la siguiente ecuación se puede calcular la SIR en función del voltaje de la fuente, la potencia de cortocircuito y parámetros propios de la línea:

$$SIR = \frac{Z_{Fuente}}{Z_{Linea}} = \frac{V_{Fuente}^2}{P_{CC} * X_L * L}$$

Ec. 5.14

Donde:

P_{CC} = potencia de cortocircuito

X_L = reactancia unitaria de la línea

L = longitud de la línea

V_{Fuente}^2 = voltaje de la fuente

De estos datos se conoce la potencia de cortocircuito el cual se observa en la tabla X. A continuación se muestra la información de ambas líneas para realizar los cálculos de la SIR de ambas líneas.

Tabla XI. **Tabla de parámetros de línea subestación Antigua**

Línea Antigua – San Lucas	Distancia= 2,5 km	Z línea= 0,1719 +0,5980j
Línea Antigua – San Gaspar	Distancia 3,12 km	0,6371+1,1057j

Fuente: Departamento de Planificación de EEGSA.

Tomando el valor de potencia de cortocircuito mayor mostrado en la tabla X y los valores de la tabla XI, se procede a los cálculos correspondientes:

- Línea Antigua – San Lucas

$$SIR = \frac{V_{Fuente}^2}{P_{CC} * X_L * L} = \frac{69kV^2}{318 MVA * 0,5980 * 2,5 km} = 10,01$$

- Línea Antigua – San Gaspar

$$SIR = \frac{V_{Fuente}^2}{P_{CC} * X_L * L} = \frac{69 kV^2}{318 MVA * 1,1057 * 3,12 km} = 4,33$$

Como se puede observar ambas SIR son mayores a cuatro y en la tabla XII se observa la clasificación de las líneas, según la Norma ANSI C.37.113. Esto permite concluir que ambas son líneas cortas y justifica el uso de la protección diferencial de línea.

Tabla XII. **Clasificación de las líneas según la SIR**

SIR	CLASIFICACION DE LINEAS
Mayor que 4	CORTA
Entre 0.5 y 4	MEDIA
Menor que 0.5	LARGA

Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.

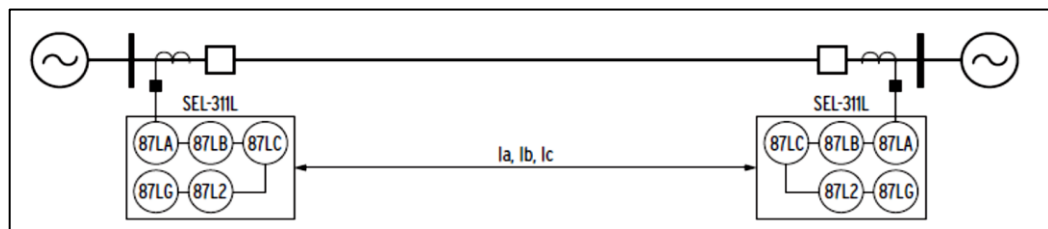
Norma ANSI C.37.113. p. 89.

Debido a este problema es que se ha decidió utilizar la protección diferencial de línea como protección en las líneas de subestación Antigua Guatemala.

5.3.2. Protección diferencial de línea mediante un relé SEL-311L

El relevador 311L cuenta con cinco elementos diferenciales de línea; uno para cada fase, uno para secuencia negativa y uno para la corriente de tierra. Los elementos de fase proporcionan una protección de alta velocidad para fallas de alta corriente. Los elementos de tierra y secuencia negativa proveen una protección sensible ante desbalances sin comprometer la seguridad.

Figura 42. Esquema de diagrama SEL-311L

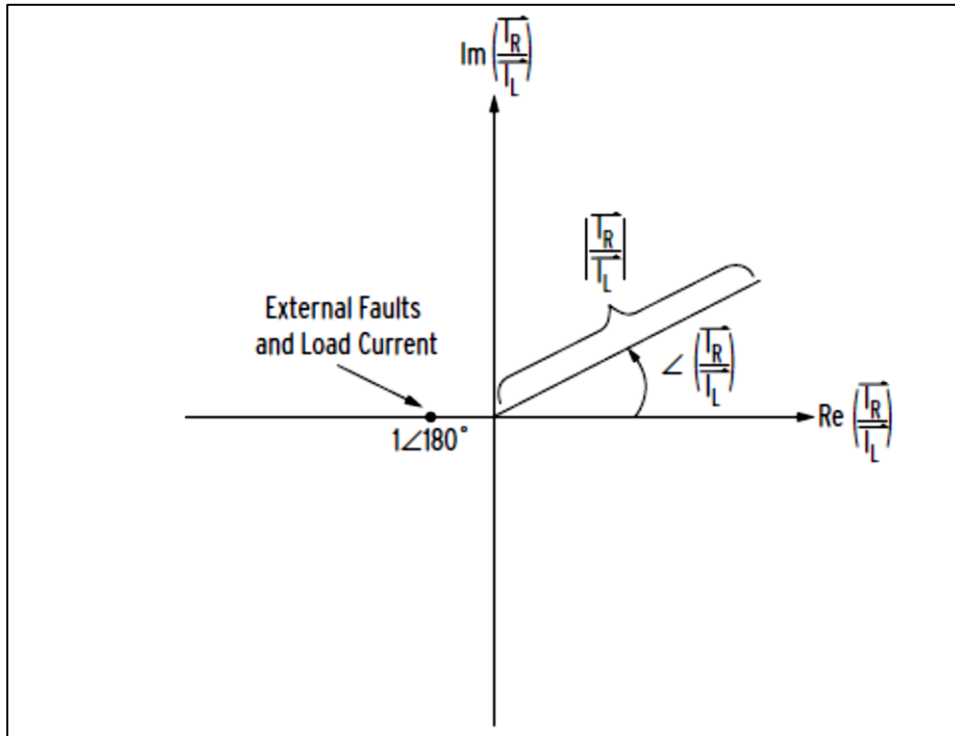


Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.

Manual de instrucciones SEL-311L, p. 31.

La figura 43 ayuda a comprender el funcionamiento del relevador. Se muestra el plano alfa en el cual se muestra el complejo que muestra la relación entre la corriente local y remota.

Figura 43. Plano alfa del relevador SEL-311L



Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.
Manual de instrucciones SEL-311L, p. 80.

Arbitrariamente se asigna que la corriente que fluye en la línea protegida tiene un ángulo de 0° y la corriente que fluye hacia afuera de la línea protegida un ángulo de 180° . Ambas corrientes tienen una magnitud de 5 amperios. La relación entre corriente local y remota entonces es:

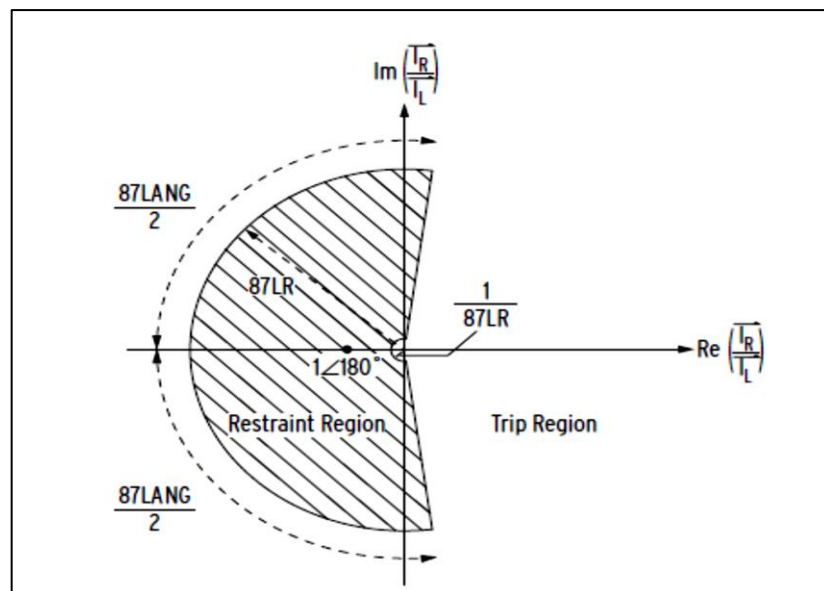
$$\frac{I_{AR}}{I_{AL}} = \frac{5\angle 180^\circ}{5\angle 0^\circ} = 1\angle 180^\circ$$

$$\frac{I_{CR}}{I_{CL}} = \frac{5\angle -60^\circ}{5\angle 120^\circ} = 1\angle 180^\circ$$

Como se observa en la figura 43 todas las corrientes coinciden en el mismo punto y es hacia la izquierda del plano alfa. De hecho todas las corrientes de carga independientemente del ángulo y de la magnitud caen en el mismo punto. Del mismo modo, una falla externa también tiene la misma corriente solo que opuesta, esta también la dibuja en el mismo punto $1\angle 180^\circ$.

Lo que hace el relevador SEL 311L es rodear el punto $1\angle 180^\circ$ con un plano de restricción como se muestra en la figura 44. Se provocará un disparo cuando aparezca una corriente que sale del área de restricción caerá en el área de disparo.

Figura 44. **Región de operación en el plano alfa relé SEL-311L**



Fuente: Prácticas para el Impulso de prueba de rutina para Transformadores de Distribución.
Manual de relevador SEL 311-L. p. 85.

Como se observa en la figura 44 la región de restricción esta descrita por dos parámetros. 87LANG que determina la extensión del ángulo que tendrá la zona de restricción. El parámetro 87LR que determina el radio externo de la zona de restricción y el radio interno es igual al recíproco del radio externo.

El ajuste 87LPP califica los disparos diferenciales por cada fase actual. Este parámetro también se debe ajustar.

5.3.3. Cálculo de ajustes para el relé SEL-311L para protección diferencial de línea

Para la el ajuste de la diferencial de línea (87L) se necesita conocer dos valores. El ángulo que tendrá el área de restricción y el radio que tendrá la misma área.

- Paso 1: determinación del ángulo del área de Restricción 87LANG. El ángulo de restricción se ve afectado por factores como el retraso de los canales de comunicación. Si aproximadamente se toma un retraso de 0.002 segundos en la comunicación se obtiene una diferencia de ángulo de 21,6°. Los ángulos en los alimentadores de la línea nunca son iguales esto causa una diferencia angular entre la corriente local y la corriente remota. Por esta causa puede existir una variación máxima de 20° y por último en el peor de los casos se tiene un desfase de 40° debido a la saturación de los transformadores de corriente.

En total, si se suma el error por el canal de comunicación, más el error por los desfases de los alimentadores y el error máximo de los transformadores de corriente si se llegaran a saturar, se obtiene un

ángulo de $\pm 82^\circ$ al momento de presentarse una falla dentro de la zona de protección.

Considerando todos los posibles errores que puedan presentarse en la red se debe calcular el valor del ángulo de restricción. Se puede hacer de la siguiente manera:

$$87LANG = 360^\circ - (82 * 2) = 196^\circ$$

El fabricante recomienda un valor de 195° que viene programado en el relevador, ya que exhaustivas pruebas han demostrado, que este valor de ángulo, provee un buen balance entre seguridad y confiabilidad.

- Paso 2: determinar el radio externo del área de restricción 87LR. El valor de este parámetro está definido por el fabricante y recomienda que sea ajustado en un valor de 6.
- Paso 3: se configura el parámetro 87LPP que es igual a 1,2 veces la corriente nominal del secundario de los TT/CC. Para este caso es:

$$87LPP = 1,2 * 5A = 6$$

- Paso 4: ajustar los elementos diferenciales de secuencia negativa. El fabricante, luego de investigaciones, recomienda que este valor sea ajustado a un 10 % del valor de la corriente nominal del secundario del transformador de corriente para este caso es:

$$87L2P = 0,1 * 5A = 0,5$$

5.4. Unificación del diseño de sistema de protecciones

Como se pudo observar en el presente capítulo se realizó una recomendación de las protecciones aplicables a la subestación, según el criterio del autor. Luego de la descripción de estas protecciones se procedió a realizar el cálculo de los parámetros necesarios para la implementación de las diferentes protecciones.

Adicional se pudo recomendar la marca y modelo de los relevadores que el autor cree pertinentes para la implementación del sistema de protecciones diseñado. A continuación se muestra la tabla XIII en la cual se puede observar un resumen de las protecciones que se aplicarán y los relevadores propuestos.

Tabla XIII. **Resumen de protecciones y equipos propuestos**

	Relevador	Protección principal	Protección de respaldo
Transformador	SEL-387E	Diferencial de transformador	Sobrecorriente instantánea y temporizada
Líneas de transmisión	SEL-311L	Diferencial de línea	Sobrecorriente
Barra principal	SEL-587Z	Diferencial de barra por alta impedancia	NA

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Se diseñó el sistema de protecciones para la subestación Antigua Guatemala 69 kV, gracias a ello se podrá tener mayor selectividad y confiabilidad en la operación de la subestación.
2. Se obtuvieron los conceptos generales de una subestación y línea de transmisión.
3. Se conoció el estado actual de la subestación Antigua Guatemala y gracias a esto se justificó la necesidad de proponer un nuevo diseño de protecciones en la subestación.
4. Se adquirió el conocimiento de un sistema de protecciones, todas las partes que lo conforman y las características principales del mismo.
5. Se obtuvo el criterio y el conocimiento necesario para la implementación de protecciones específicas en una subestación eléctrica y líneas de transmisión.
6. Se obtuvo el conocimiento para realizar los cálculos necesarios para la parametrización de relevadores marca SEL, necesarios para habilitar las protecciones propuestas en la subestación Antigua Guatemala.

RECOMENDACIONES

1. Al ingeniero de protecciones: trabajar en conjunto con el diseñador/constructor de subestaciones para acordar los alcances que tendrá el sistema de protecciones a implementar.
2. El ingeniero de protecciones debe calcular las fallas simétricas y asimétricas para tomar todas las consideraciones al momento de realizar el diseño.
3. Es necesario, previo a iniciar un diseño de un sistema de protecciones, que se establezca, por el ingeniero de protecciones, la filosofía de protecciones que utilizará, ya que esto le ahorrará tiempo al momento de la ejecución del diseño.
4. El ingeniero de protecciones debe definir previamente la marca del equipo y el modelo a utilizar, esto para saber qué información del sistema de potencia que necesitará para la programación de los equipos.

BIBLIOGRAFÍA

1. CARRILLO CAICEDO, Gilberto. *Protecciones Eléctricas*. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander 2007. 14 p.
2. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos básicos de protección de sistemas de potencia*. Guatemala: Serigráfica 2005, 169 p.
3. RAMÍREZ, Carlos Felipe. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: Impresiones gráficas 1991. 594 p.
4. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. Colombia. Universidad Nacional de Manizales. 664 p.
5. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. *Manual de relé de protección diferencial de corriente y protección de voltaje, SEL-387E* 3ra ed. Johannesburg, Shedule. South África: 2004. 35 p.
6. _____. *Manual de relé diferencial de alta impedancia, SEL-587Z* 4ta ed. Johannesburg, Shedule. South África: 2015. 41 p.
7. _____. *Manual de rele para sistema de protección y automatización del diferencial de corriente de línea, SEL-311L* 2da ed. Johannesburg, Shedule. South África: 2015. 39 p.

8. TAMASCO AMADOR, Renzo. *Protecciones de sistemas eléctricos*. Colombia: Universidad Nacional Manizales. 2007. 48 p.