

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN
BASE A HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES, APLICABLES
A LA SUBESTACIÓN BELO HORIZONTE”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

Presentado por:

César Alfredo Aguilar Alvarado

Johanna Nathaly Bonilla Castro

Priscila Elizabeth Simbaña Villacreses

GUAYAQUIL – ECUADOR

2013

AGRADECIMIENTO

'La gratitud es la memoria del corazón'

A Dios, por darnos todo lo realmente necesario: vida, salud, equilibrio y paz.

A nuestros padres por acompañarnos en la travesía, cual guerreros incansables.

A nuestros educadores, por transmitirnos conocimientos y enseñanzas.

Al Ing. Juan Saavedra profesor de la materia de graduación y al Ing, Alberto Hanze, por su orientación y guía durante desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Guido Veintimilla de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, por facilitarnos la información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

A nuestros amigos y compañeros, por todos los momentos compartidos, por lo aprendido y lo que queda por aprender.

DEDICATORIA

A mis padres quienes me han apoyado en cada uno de los pasos que he dado en mi vida.

César Alfredo Aguilar Alvarado.

A mi familia. A mi padre, por enseñarme el valor del trabajo; a mi madre, por abrazarme cuando lo preciso y por saber endurecer su mirada cuando hace falta y a mi hermano por sus locuras.

A aquellos profesores que sembraron en mí la búsqueda de la excelencia.

Johanna Nathaly Bonilla Castro

A mis padres y hermanos, por creer en mí, por ofrecerme en cualquier situación su apoyo incondicional y por enseñarme con su ejemplo de vida que de la mano de Dios junto con esfuerzo y amor todo se puede lograr.

Priscila Elizabeth Simbaña Villacreses

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Juan Saavedra
Profesor Materia de Graduación

Ing. Adolfo Salcedo
Profesor Delegado del Decano

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesina de seminario, nos corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

César Alfredo Aguilar Alvarado

Johanna Nathaly Bonilla Castro

Priscila Elizabeth Simbaña Villacreses

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolla en torno a la coordinación de protecciones de la Subestación de Distribución de Energía Eléctrica Belo Horizonte, que dispone de un transformador de 69 a 13.8 [KV], con el valor agregado de emplear métodos computarizados que agilicen el proceso y faciliten un reajuste en caso de cambios futuros del sistema.

Es menester aclarar que esta subestación ya se encuentra en operación desde el 2009, y por lo tanto, como es lógico, sus componentes de protección ya han sido ajustados. Sin embargo, este estudio permite profundizar los criterios que respaldan la coordinación, aplicándolos a equipos existentes en el mercado eléctrico actual, con condiciones reales de trabajo, tal y como se haría en caso de querer coordinar una nueva subestación.

El *Capítulo 1* permite tener un panorama de la configuración y disposición de los equipos de la Subestación Belo Horizonte, de manera que el lector pueda familiarizarse con la misma y tenga una idea clara de los elementos a coordinar. Seguido de esto y con la ayuda del Software Power World

Simulator V. 16, en el *Capítulo 2* se presentan los estudios de Flujo de Carga, cuyos resultados permiten conocer las condiciones de operación, tales como voltajes de barras, potencia demandada, carga en el transformador y conductores. En el *Capítulo 3*, los estudios de cortocircuito, con el objetivo de determinar las corrientes de falla y sus efectos en los componentes del sistema.

El análisis bajo condiciones de fallas es clave para realizar los ajustes que finalmente se efectúan en el *Capítulo 4* con la ayuda del software CYMTCC 4.5 Rev. 13. En esta última sección, en la que radica la esencia de este informe, se propone una alternativa de coordinación de protecciones. Misma que, fundamentada en un exhaustivo análisis teórico, considerando las capacidades y limitaciones de los equipos disponibles y adquiridos por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, y las normas existentes que rigen el Sistema Eléctrico Nacional; se pone en consideración para una comparación con la coordinación ya efectuada, de manera de que permita alguna mejora de equipos y correcciones de ajustes.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

DECLARACIÓN EXPRESA

RESUMEN

INDICE GENERAL

ABREVIATURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 SUBESTACIÓN BELO HORIZONTE	3
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	3
1.3 INFRAESTRUCTURA CIVIL Y SERVICIOS DE LA SUBESTACIÓN.....	2
1.3.1 Instalaciones.....	2
1.3.2 Servicios básicos.....	3
1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y EQUIPOS.....	4

1.4.1 Red de Subtransmisión	4
1.4.2 Patio de 69 KV.....	4
1.4.2.1 Seccionador Tripolar de Aire con cuchillas de tierra.....	5
1.4.2.2 Interruptor en gas (GCB) SF6	7
1.4.2.3 Pararrayos sobre la estructura.....	9
1.4.2.4 Portafusibles y fusibles	10
1.4.2.5 Aisladores y herrajes.....	10
1.4.2.6 Conductores.....	11
1.4.3 Transformador de Potencia	11
1.4.3.1 Pararrayos sobre el transformador	13
1.4.4 Patio de 13.8 KV.....	14
1.4.4.1 Seccionador de aire principal	16
1.4.4.2 Reconectores de las alimentadoras.....	16
1.4.4.3 Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras.	17
1.4.4.4 Seccionadores de interconexión entre alimentadoras.....	18
1.4.4.5 Conductores.....	19
1.4.4.6 Aisladores y Herrajes.....	19
1.4.4.7 Transformadores de Potencial	20
1.4.4.8 Transformadores de corriente.....	20

1.4.4.9 Transformador auxiliar	22
1.4.5 Cuarto de control	22
1.4.5.1 Banco de baterías y cargador	22
1.4.5.2 Tablero	23
1.4.5.3 Medidores.....	23
1.4.5.4 Dispositivos de control y protección.	25
1.4.5.4.1 Protección Diferencial	25
1.4.5.4.2 Relé de Baja Frecuencia.....	26
1.4.5.4.3 Panel de alarmas	26
1.4.5.4.4 Otros dispositivos de control y protección.....	27
1.4.5.4.4 Cables de control	28
1.4.6 Malla de tierra	29

CAPÍTULO 2 : ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN	30
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO	31
2.2.1 Flexibilidad Operacional	31
2.2.2 Niveles de Confiabilidad.	31

2.2.3 Niveles de sobrecarga.....	31
2.2.4 Regulación de Voltaje.....	31
2.3 ANÁLISIS DE CASOS.....	32
2.3.1 Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Máxima.....	32
2.3.2 Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Mínima.....	32
2.4 DATOS DEL SISTEMA.....	32
2.4.1 Datos de Transformador de Fuerza.....	33
2.4.2 Datos de líneas y conductores.....	33
2.4.3 Datos de barras de carga.....	36
2.4.3.1 Carga Máxima.....	36
2.4.3.2 Carga Mínima.....	39
2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	39
2.5.1 Casos base.....	40
2.5.1.1 Voltajes en barras.....	42
2.5.1.2 Consumo.....	43
2.5.1.3 Carga de Transformadores.....	43
2.5.1.4 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema.....	44
2.5.1.5 TAP del Transformador de potencia.....	44
2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO.....	44

CAPÍTULO 3: ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN.	46
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.....	47
3.3 DATOS DEL SISTEMA.	48
3.3.1 Impedancias equivalentes en la barra de la subestación.....	48
3.3.1.1 Impedancias Equivalentes.....	48
3.3.1.2 MVA de Cortocircuito.....	49
3.3.1.3 Corrientes de cortocircuito.....	49
3.3.2 Datos de Conductores.	50
3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza.	50
3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.	50
3.4.1 Caso base.....	51
3.4.1.1 Corrientes de Falla en cada barra.	51
3.4.1.2 Voltajes de fallas en cada barra.....	53
3.4.1.3 Corrientes de falla a lo largo de la alimentadora.....	53
3.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	57

CAPÍTULO 4: COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

4.1 INTRODUCCIÓN	60
------------------------	----

4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.	63
4.2.1 Esquemas de Protección de la Subestación de Distribución.	63
4.2.2 Esquemas de Protección de la red de Distribución.....	64
4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	66
4.3.1 Criterios generales de coordinación.....	66
4.3.2 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución....	67
4.3.2.1 Coordinación de los fusibles.....	68
4.3.2.1.1 Criterios para aplicación de fusibles.....	68
4.3.2.1.2 Selección de los fusibles	69
4.3.2.2 Coordinación del reconectador.....	73
4.3.2.2.1 Factores para aplicación del reconectador.....	73
4.3.2.2.2 Criterios para aplicación del reconectador.	74
4.3.2.2.3 Operación del reconectador.	74
4.3.2.2.4 Ajuste del Reconectador.	75
4.3.3 Protección del Transformador.....	81
4.3.3.1 Curva de daño del transformador.	81
4.3.3.2 Equipo de protección del transformador.....	82
4.3.3.3 Esquema de protección del transformador.	83
4.3.3.4 Protección diferencial 87.....	84

4.3.3.4.1	Descripción de la función 87T.	87
4.3.3.4.2	Ajuste del 87T.....	89
4.3.3.4.3	Descripción de la función 87H.....	96
4.3.3.4.4	Ajuste del 87H.	96
4.3.3.4.5	Resumen del ajuste del 87.	98
4.3.3.5	Protección de sobrecorriente.....	99
4.3.3.5.1	Descripción de las protecciones.....	99
4.3.3.5.2	Ajuste de la función 51-P.....	99
4.3.3.5.3	Ajuste de la función 50-P.....	100
4.3.3.5.4	Ajuste de la función 51-G-2.....	103
4.3.3.5.5	Ajuste de la función 46.	104
4.3.3.5.6	Ajuste del Relé 81.	105
4.4	RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN.	106
4.5	RESUMEN DE AJUSTES.	110
4.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	111

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

LETRAS MAYÚSCULAS

A	Amperios, unidad de fundamental de corriente.
AMP	Nomenclatura en PowerWorld para Amperios.
AC	Corriente alterna.
ANSI	American National Standards Institute- Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
ASCR	Aluminum Conductor Steel Reinforced-Conductor de aluminio con alma de acero.
AWG	American Wire Gauge- Calibre de Alambre Estadounidense (CAE), referencia de clasificación de diámetros.
BIL	Basic Insulation Level- Nivel Básico de Aislamiento.
CB	Circuit Breaker-Interruptor.
CT	Current Transformer-Transformador de corriente.
°C	Grados centígrados.
DC	Corriente continua.
EEPG	Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.
E.I	Curva de tipo extremadamente inversa.

FA	Sistema de ventilación forzada de un transformador.
G	Ground. Tierra eléctrica.
GCB	Gas Circuit Breaker- Interruptor con extensión de arco a gas.
I	Corriente.
I_A	Corriente de la fase A en el lado de alta tensión.
I_a	Corriente de la fase a en el lado de baja tensión.
I_B	Corriente de la fase B en el lado de alta tensión.
I_b	Corriente de la fase b en el lado de baja tensión.
I_C	Corriente de la fase C en el lado de alta tensión.
I_c	Corriente de la fase c en el lado de baja tensión.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
I_{CC}	Corriente de cortocircuito.
I_{CCMÁX}	Máxima corriente de cortocircuito.
I_{CCMÍN}	Mínima corriente de cortocircuito.
I_{FALLA}	Corriente de falla.
I_H	Máxima corriente de carga del lado de alta del transformador.
I_{HF}	Corriente de falla del lado de alta.
I_{HR}	Corriente de restricción del relé para el lado de alta tensión.

I_{HS}	Máxima corriente de carga del transformador reflejada al secundario de un CT.
I_{inst}	Corriente instantánea o de interrupción.
I_L	Máxima corriente de carga del lado de baja del transformador.
I_{LF}	Corriente de falla del lado de baja.
I_{LR}	Corriente de restricción del relé para el lado de baja tensión.
I_{LS}	Máxima corriente de carga del lado de baja del transformador de potencia reflejada al secundario de un CT.
IM	Curva de tipo muy inversa.
INST	Curva de tipo instantánea.
INV	Curva de tipo inversa.
KA	Kiloamperios.
KV	Kilovoltios.
KW	Kilovatios.
L	Litro, unidad de volumen.
LG	Falla de línea a tierra.
LL	Falla de línea a línea.
LLG	Falla de dos líneas a tierra.
LLL	Falla trifásica.

MCM	Mil Circular Mil. Se define como el área de una circunferencia cuyo diámetro es una milésima de pulgada.
MCOV	Maximun Continuous Operating Voltage- Máximo voltaje en operación continua.
MVA	Megavoltios-amperios.
MVAR	Mega Vatios Reactivos, unidad de potencia reactiva.
MW	Mega Vatios, unidad de potencia activa.
N	Neutro.
OA	Sistema de enfriamiento por aceite y aire natural de un transformador.
TAP	Punto de conexión a lo largo de un devanado que permite un cierto número de vueltas para ser seleccionado.
THD	Total Harmonic Distortion o Índice de distorsión armónica. Se define como la relación de la suma de las potencias de todos los componentes armónicos.
R	Resistencia en ohmios.
Re. Al/St	Relación de conductores de aluminio respecto a los de acero.
S/E	Subestación.
X	Reactancia en ohmios.

Xa	Reactancia propia de un conductor.
Xd	Reactancia de dispersión de un conductor.
SF6	Hexafluoruro de Azufre, gas empleado para extensión del arco.
Std.	Standard - Norma o Estándar.
TD	Time Dial. También llamado 'Lever', es el ajuste del tiempo de operación de un equipo de protección.
T_H	TAP empleado para el relé en el lado de alta.
T_L	TAP empleado para el relé en el lado de baja.
TON	Toneladas.
V	Voltios, unidad fundamental de voltaje.
VDC	Voltaje de corriente continua.
Z	Impedancia.

LETRAS MINÚSCULAS

bar	Unidad de presión equivalente a un millón de barias.
deg	Grados. Nomenclatura en PowerWorld
fp	Factor de potencia.
kg	Kilogramos.
km	Kilómetros.
m	Metros, unidad de longitud.

m²	Metros cuadrados, unidad de área.
psi	Pounds per square inch-libra-fuerza por pulgada cuadrada, Unidad de presión.
p.u	Por unidad. Cualquier valor de unidad referido a una base.
S	Segundos.

SÍMBOLOS GRIEGOS

Ω	Ohmios. Unidad de resistencia, impedancia y reactancia.
----------	---

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Vista satelital de la ubicación de la Subestación Belo Horizonte ...	2
Figura 1.2 Vista exterior de la Subestación Belo Horizonte.	3
Figura 1.3 Vista de la estructura de 69 KV.....	5
Figura 1.4 Controlador del motor del Seccionador de 69 KV.....	7
Figura 1.5 Vista interior del control del interruptor SF6.....	8
Figura 1.6 Vistas frontal y lateral de los CTs incorporados al interruptor en gas SF6.....	9
Figura 1.7 Transformador de potencia 67000/13800 V, marca SIEMENS....	13
Figura 1.8 Patio de 13.8 KV.....	15
Figura 1.9 Vista interna del controlador Cooper forma 6.	17
Figura 1.10 Cuchillas seccionadoras 600 A.....	18
Figura 1.11 Transformadores de corriente en la S/E Belo Horizonte.....	21
Figura 1.12 Cargador GNB y baterías Bosch.....	23
Figura 1.13 Medidor Schneider en la S/E Belo Horizonte.....	24
Figura 1.14 Panel de control con el relé TPU2000R.....	25
Figura 1.15 Relé ABB de la S/E para baja frecuencia.	26
Figura 1.16 Panel de alarmas de la S/E Belo Horizonte.	27
Figura 1.17 Algunos de los breakers existentes en el panel de control.	28
Figura 2.1 Recorrido de la alimentadora Belo Horizonte 1.	35
Figura 2.2 Recorrido de la alimentadora Belo Horizonte 3.	35

Figura 2.3 Carga máxima para cada mes del año 2012.	37
Figura 2.4 Carga del mes de Junio del 2012, BH1.	37
Figura 2.5 Carga del mes de Junio del 2012, BH3.	38
Figura 2.6 Resumen de datos para el flujo de potencia.....	40
Figura 2.7 Flujo de Potencia para Carga Máxima.....	41
Figura 2.8 Flujo de Potencia para Carga Mínima.....	42
Figura 3.1 Recorrido de la Alimentadora Belo Horizonte 1.	54
Figura 3.2 Recorrido de la Alimentadora Belo Horizonte 3.	55
Figura 4.1 Esquema de protección de la Subestación.....	63
Figura 4.2 Esquema de protección de la red de distribución.	65
Figura 4. 3 Curva de fusibles tipo K de la alimentadora Belo Horizonte 1. ..	71
Figura 4. 4 Curva de fusibles tipo K de la alimentadora Belo Horizonte 3.	72
Figura 4.5 Curvas del reconectador de Belo Horizonte 1.....	77
Figura 4.6 Curvas del reconectador de Belo Horizonte 3.....	79
Figura 4. 7. Función de Tierra del reconectador.	80
Figura 4.8 Curva de daño del transformador de la S/E Belo Horizonte.	81
Figura 4.9 Esquema simplificado de protección de la S/E.	83
Figura 4.10 Esquema de conexiones del TPU 2000 R.	84
Figura 4.11 Corrientes del relé diferencial para fallas pasantes.	86
Figura 4.12 Curva clásica de operación de un relé diferencial.....	87

Figura 4.13 Diagrama de Flujo de operación de la Función 87T del Relé TPU2000R para porcentaje ajustable.	88
Figura 4.14 Característica pendiente % ajustable de la protección diferencial del relé TPU 2000R.	88
Figura 4.15 Diagrama fasorial de las corrientes del primario y secundario del transformador.....	89
Figura 4.16 Lugar de falla que provoca la máxima corriente de falla pasante por los CTs.....	91
Figura 4.17 Corriente de operación del relé diferencial.	96
Figura 4.18 Rango de corriente de Irrupción del transformador.....	97
Figura 4.19 Protección de sobre-corriente del transformador.	102
Figura 4.20 Ajuste de la función 51-G-2.....	103
Figura 4.21 Ajuste de la función 46.....	105
Figura 4.22 Curvas de protección en la alimentadora Belo Horizonte 1.	106
Figura 4.23 Curvas de protección en la alimentadora Belo Horizonte 3.	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Datos de placa del seccionador de aire de 69 KV.....	6
Tabla 1.2 Datos del motor accionador del seccionador de aire de 69 KV.....	6
Tabla 1.3 Datos de placa del interruptor SF6.....	8
Tabla 1.4 Datos de pararrayos en estructura de 69 KV.	9
Tabla 1.5 Datos de los portafusibles y fusibles de 69 KV.	10
Tabla 1.6 Detalle de aisladores de la S/E Belo Horizonte a 69 KV.	10
Tabla 1.7 Conductores usados a 69 KV.	11
Tabla 1.8 Datos de placas del transformador de potencia.	12
Tabla 1.9 Pararrayos del lado de alta tensión.....	13
Tabla 1.10 Pararrayos del lado de baja tensión.....	13
Tabla 1.11 Datos del seccionador de aire principal de 13.8 KV.....	16
Tabla 1.12 Datos del Reconectador Cooper.....	16
Tabla 1.13 Controladores de los reconectores de las alimentadoras.	17
Tabla 1.14 Parámetros de cuchillas seccionadoras de las alimentadoras....	18
Tabla 1.15 Datos de los seccionadores de interconexión.....	18
Tabla 1.16 Conductores usados en 13.8 KV.....	19
Tabla 1.17 Detalle de aisladores y Herrajes a 13.8 KV.....	19
Tabla 1.18 Datos de placa de los transformadores de potencial.	20
Tabla 1.19 Datos de placa de los transformadores de corriente.....	21
Tabla 1.20 Parámetros del transformador auxiliar.....	22
Tabla 1.21 Datos de las baterías 12 VDC.....	22

Tabla 1.22 Valores de placa del cargador de baterías.....	22
Tabla 1.23 Datos de los medidores.	24
Tabla 1.24 Datos del relé de baja frecuencia ABB.....	26
Tabla 1.25 Dispositivos varios de control y protección.	27
Tabla 1.26 Cables de control	28
Tabla 2.1 Características del Transformador de Potencia.	33
Tabla 2.2 Impedancias de las líneas.....	34
Tabla 2.3 Ampacidad de las líneas.	34
Tabla 2.4 Cargas máximas de las alimentadoras.	39
Tabla 2.5 Cargas mínimas de las alimentadoras.	39
Tabla 2.6 Voltajes en barras para carga máxima.....	42
Tabla 2.7 Voltajes en barras para carga mínima.	43
Tabla 2.8 Consumo en barras para carga máxima.	43
Tabla 2.9 Consumo en barras para carga mínima.	43
Tabla 2.10 Potencias entre barras para carga máxima.	43
Tabla 2.11 Potencias entre barras para carga mínima.	43
Tabla 2.12 Potencia recibida para carga máxima.	44
Tabla 2.13 Potencias recibida para carga mínima.	44
Tabla 2.14 Ajuste del Tap del Transformador.	44
Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes máxima generación para 69 KV.	48

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes mínima generación para 69 KV.	48
Tabla 3.3 MVA de Cortocircuito máxima generación	49
Tabla 3.4 MVA de Cortocircuito mínima generación	49
Tabla 3.5 Corrientes de cortocircuito para máxima generación.	49
Tabla 3.6 Corrientes y MVA de Cortocircuito mínima generación.....	50
Tabla 3.7 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 69 KV – Barra 1.....	52
Tabla 3.8 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 13,8 KV – Barra 2.....	52
Tabla 3.9 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a Tierra.....	52
Tabla 3.10 Voltajes barra 69 KV – Barra 1.....	53
Tabla 3.11 Voltajes barra 13,8 KV – Barra 2.....	53
Tabla 3.12 Corrientes de cortocircuito en los puntos de aplique de las tira fusible de la alimentadora Belo Horizonte 1.....	56
Tabla 3.13 Corrientes de cortocircuito en los puntos de aplique de las tira fusible de la alimentadora Belo Horizonte 3.....	56
Tabla 4.1 Máxima corriente continua de tira fusibles tipo K.	69
Tabla 4.2 Selección de tira fusibles en la alimentadora 1.	70
Tabla 4.3 Selección de tira fusibles en la alimentadora 3.	70
Tabla 4.4 Clases de precisión de los CTs, norma ANSI C57.13.....	95
Tabla 4.5 Resumen de la protección diferencial.	98
Tabla 4.6 Resumen de ajustes.	110

INTRODUCCIÓN

Desde su descubrimiento hasta nuestros días la electricidad ha sido y continúa siendo el motor de todas las actividades del ser humano, y definitivamente se ha vuelto un recurso imprescindible. No hace falta técnica para concluir que una interrupción en ella provoca desde un malestar hasta el caos total, incluyendo grandes pérdidas económicas. Es por ello que especialmente en sistemas de distribución los sistemas de protección y sus dispositivos tales como fusibles, interruptores, seccionadores y breakers, adquieren vital importancia.

Una buena coordinación de los dispositivos de protección eléctrica garantiza que, en caso de una falla, ocurra un rápido despeje y que la zona afectada sea mínima. Así mismo, que el elemento de protección opere selectivamente y ofrezca respaldo a otro de una zona adyacente. De persistir la falla, el objetivo siempre será proteger al transformador de la subestación que provee el servicio, pues es el elemento más importante y costoso a nivel de distribución.

Cuando una subestación es construida, además de los muchos estudios en cuanto a capacidades de los equipos, sistemas de controles, reservas, etc., para su puesta en marcha es necesario el ajuste de sus dispositivos de protección. El ingeniero enfrenta entonces el reto de hacerlo, cumpliendo las normas ANSI, IEEE e IEC que rigen al Sistema Eléctrico, pero así mismo, debe ser capaz de, sin dejar de seguir los estándares, adaptarse a los equipos disponibles y las limitaciones que muchas veces se presentan.

Dicho todo esto, se pone a disposición del lector este Estudio de Coordinación de las Protecciones de la Subestación Belo Horizonte, para el que se emplearon las herramientas computacionales PowerWorld V.16, CYMTCC 4.5, y Excel. Cuya aplicación no es precisamente realizar los ajustes reales, pues estos ya existen desde que la subestación está en operación, sino más bien simular un proyecto de este tipo. Sin embargo, los resultados aquí mostrados, permitieron efectuar comparaciones y sugerencias a la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, que permitan una mejora en la protección actual.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 SUBESTACIÓN BELO HORIZONTE

La subestación BELO HORIZONTE tiene como finalidad suministrar energía eléctrica al área poblacional aledaña del sector identificado como Vía a la Costa comprendido básicamente por zonas residenciales.

Una de las mayores ventajas que presenta es el estar estratégicamente ubicada cerca del centro de carga, lo que disminuye las pérdidas por transporte de energía.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Está localizada en el Km 11 ½ diagonal a la gasolinera Mobil. Es competencia de la EMPRESA ELECTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL (EEPG). Fue construida en el año 2009 y dispone de un área de 720m².

El sitio donde se encuentra la subestación está limitado al norte con la Urbanización Torres del Salado (180 m) y la Estación de Servicio Distriazul -

Mobil (160 m), al sur con la Urbanización Belo Horizonte, al este con la empresa “Camino Real” dedicada al alquiler de maquinaria pesada y al oeste con la empresa de productos naturales “CARVAGU S.A.”.



Figura 1.1 Vista satelital de la ubicación de la Subestación Belo Horizonte

1.3 INFRAESTRUCTURA CIVIL Y SERVICIOS DE LA SUBESTACIÓN

1.3.1 Instalaciones

La subestación dispone de garita de guardianía, un cuarto de operador con baño, un cuarto de control de una planta de 49.72 m² y demás áreas útiles

ubicadas alrededor del bloque central. El suelo está cubierto de piedra chispa y la propiedad dispone de cerramiento.

La vía principal de comunicación del sector es la Vía a la Costa, la cual es pavimentada de tres carriles para cada sentido.

El acceso hacia la subestación es posible de dos formas: existe un ingreso directo al terreno desde la urbanización “Belo Horizonte” y la otra manera es ingresando por una puerta que se encuentra en la Vía a la Costa Km 11 ½ diagonal a la gasolinera MOBIL.



Figura 1.2 Vista exterior de la Subestación Belo Horizonte.

1.3.2 Servicios básicos

La S/E cuenta con abastecimiento de agua potable, así como de infraestructuras para la evacuación de las aguas servidas y aguas lluvias.

El consorcio Puerto Limpio está a cargo del servicio de recolección de basura, pero hasta que ocurra la disposición final de desechos, temporalmente se ubican en canastillas en el interior.

En caso de incendio, los primeros equipos a disposición son unos extintores convenientemente ubicados en el interior que facilitan las acciones de protección y seguridad.

1.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y EQUIPOS

1.4.1 Red de Subtransmisión

El Sistema Nacional dispone de una red de subtransmisión para realizar la entrega de potencia a las subestaciones reductoras.

Belo Horizonte es alimentada mediante una línea de transmisión aérea a un nivel de 69 KV proveniente de la bahía CATEG 2 de la subestación SALITRAL, con conductores 477 MCM 26/7 ACSR 72 MVA cuya longitud aproximada es 3 kilómetros.

1.4.2 Patio de 69 KV

La estructura operada a 69 KV está básicamente constituida por dos torres de 10.58 m de altura, distanciadas 6 m y acopladas con bandejas horizontales que soportan en su parte superior un seccionador tripolar operado manualmente, pararrayos y cajas fusibles.

El material de las torres y la bandeja superior es hierro, para los largueros de ángulo de 3"x3"x1/4" y para los tirantes de 2"x2"x1/4".

Las torres se apoyan sobre bases de hormigón armado, mediante pernos de acero empotrados.



Figura 1.3 Vista de la estructura de 69 KV

1.4.2.1 Seccionador Tripolar de Aire con cuchillas de tierra

Un seccionador es utilizado para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica con el propósito de realizar mantenimiento o bien de efectuar algún tipo de maniobra.

A pesar de cumplir con la misma función de un disyuntor que es abrir y cerrar circuitos, se diferencia de este último porque no son capaces de abrir

un circuito energizado. Es decir, un seccionador es capaz de soportar corrientes de cortocircuito pero no de interrumpirlas.

Belo Horizonte emplea un seccionador MEMCO de dos cuchillas, la primera sirve para conectar o desconectar la subestación a la línea de subtransmisión; y la segunda, para poner la subestación a tierra e impedir cualquier accidente debido a una maniobra imprudente u otra causa.

Las dos palancas de maniobra tienen un enclavamiento mecánico que impide cerrar ambos juegos de cuchillas, lo que ocasionaría un cortocircuito.

Las características del seccionador se muestran en la Tabla 1.1 a continuación.

Seccionador MEMCO				
Tipo	KV máx	BIL (KV)	I_{continua} (A)	I_{inst} (KA)
EAB	69	350	600	40

Tabla 1.1 Datos de placa del seccionador de aire de 69 KV.

El seccionador es accionado con la ayuda de un motor DELTASTAR, cuyos datos se presentan en la Tabla 1.2.

Motor accionador del seccionador DELTASTAR				
Modelo	Serie	HP	V DC	I(A)
SF-100	85365-1	1,5	48	39

Tabla 1.2 Datos del motor accionador del seccionador de aire de 69 KV.

El motor tiene su respectivo controlador, que puede ser observado en la Figura 1.4.



Figura 1.4 Controlador del motor del Seccionador de 69 KV.

1.4.2.2 Interruptor en gas (GCB) SF6

El interruptor o disyuntor, junto con el transformador de potencia, es considerado uno de los dispositivos de mayor importancia dentro de la configuración y operación de una subestación eléctrica, ya que permite insertar o desconectar cualquier tipo de circuito energizado capaz de aportar corrientes de falla.

Sus especificaciones técnicas pueden verse con detalle en la Tabla 1.3.

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB), marca ALSTOM	
Tipo	D1-72,5 F1-FK
Serie	16134B-DT09
Fecha de fabricación	mar-11
Temperatura	-40°C a +40°C
Voltaje nominal máximo	72.5 [KV]
Factor nominal	1,0 (K)
Secuencia nominal de operación	O-0,3s-CO-15s-CO
Corriente nominal	600 [A]
Corriente nominal de cortocircuito - Falla en terminales - Falla de línea corta al 90% con capacidad a tierra de OnF (<100m)	40 [KA] 40 [KA]
Corriente de interrupción en oposición de fases	10 [KA]
Tiempo nominal de interrupción	3.0 ciclos
Duración nominal de cortocircuito	3 [s]
% Componente CC	67%
Impulso de rayo	350 [KV]
Presión relativa a 20°C del gas SF6 - Presión nominal - Presión de alarma baja - Presión de bloqueo	66.7 psi [4.6 bar] 52.2 psi [3.6 bar] 47.9 psi [4.6 bar]
Peso Total del SF6	29 lb [13kg]
Peso total del interruptor	4613 lb [2096 kg]
Tipo de mecanismo	Fk3-1/131 Resorte

Tabla 1.3 Datos de placa del interruptor SF6.



Figura 1.5 Vista interior del control del interruptor SF6.

Con regularidad, se adquieren interruptores con transformadores de corriente incorporados o 'tipo bushings', como es el caso de Belo Horizonte.



Figura 1.6 Vistas frontal y lateral de los CTs incorporados al interruptor en gas SF6.

1.4.2.3 Pararrayos sobre la estructura

Estos dispositivos se colocan cerca de los equipos y elementos que podrían verse afectados por descargas atmosféricas.

En la subestación Belo Horizonte se encuentran pararrayos ABB en cada una de las fases en lado de alta, cuyos valores de placa se resumen en la tabla siguiente.

Fase	Marca	Tipo	# serie	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV(KV)	# unidad apilada
A	ABB	XPS	01j38874	65	60	48	1
B	ABB	XPS	02j38874	65	60	48	1
C	ABB	IMX	03j38874	65	60	48	1

Tabla 1.4 Datos de pararrayos en estructura de 69 KV.

1.4.2.4 Portafusibles y fusibles

Comúnmente son usados de no existir un interruptor en gas SF6, sin embargo en la subestación de estudio, a pesar de disponer de este disyuntor se tienen también portafusibles y fusibles con el fin de que el riesgo de incendio del transformador sea mínimo.

Marca	Tipo fusible	Amperaje fusibles
S&C	SMD-1A	200 [A]

Tabla 1.5 Datos de los portafusibles y fusibles de 69 KV.

1.4.2.5 Aisladores y herrajes

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos.

Asimismo, cumplen con aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas.

Cada aislador está asegurado con su correspondiente herraje. Para el nivel de 69 KV se emplea los aisladores descritos en la Tabla 1.6

Cantidad	Descripción
9	Tipo poste, 69 KV, para estructura tangente.
6	Tipo pin, 69 KV, para estructura tangente.

Tabla 1.6 Detalle de aisladores de la S/E Belo Horizonte a 69 KV.

1.4.2.6 Conductores

La Eléctrica de Guayaquil ha estandarizado el uso de conductor de cobre desnudo para los 69 KV.

Función	Tipo de conductor	Longitud (m)
69 KV	4/0 AWG Cu desnudo	45
Aterrizamiento	4/0 AWG Cu desnudo	30

Tabla 1.7 Conductores usados a 69 KV.

1.4.3 Transformador de Potencia

El transformador de potencia es el elemento fundamental de toda subestación, pues es el que permite que ésta cumpla su objetivo principal, el cual es reducir la tensión para servir las cargas a un nivel especificado.

Las potencias de los transformadores han sido normalizadas en función de los requerimientos del sistema. Su capacidad puede variar según el tipo de enfriamiento que emplee, al trabajar con un sistema de ventilación forzada (FA), por ejemplo, la potencia se eleva en comparación con un sistema de enfriamiento por aceite y aire natural (OA).

La subestación Belo Horizonte dispone de un transformador de potencia marca SIEMENS de 67000/13800 voltios, 18/24 MVA, con una conexión delta-estrella sólidamente aterrizado, en cuyo neutro tiene un transformador de corriente de 600:5. Sus datos de placa se muestran en la Tabla 1.8 a continuación y su constitución física puede ser observada en la Figura 1.7.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA SIEMENS			
Tipo	cKLUM 143 7-09 s/69		
N° Serie	311616		
Año	2009		
Norma	ANSI C.57.12		
Frecuencia	60 [Hz]		
Potencia	OA	18 [MVA]	
	FA	24 [MVA]	
Número de fases	3		
BIL AT/BT	350/110 [KV]		
Temperatura RISE	55/65 [°C]		
Cambiador de tomas			
Alta tensión			
Posición	Uniones de derivaciones	Voltios [V]	Amperios [A]
A	A0 B0 C0 D0 E0 F0	70600	147.2
B	A1 B0 C1 D0 E1 F0	68800	151.1
C	A1 B1 C1 D1 E1 F1	67000	155.1
D	A2 B1 C2 D1 E2 F1	65200	159.4
E	A2 B2 C2 D2 E2 F2	63400	163.9
Baja tensión		13800/7967.4	753.1
Corriente Cortocircuito AT/BT	1.40 [KA]		
Tiempo de cortocircuito	2 [s]		
Impedancia	7.24%		
Líquido Aislante	Aceite Mineral		
Peso Tanque	2.941 [kg]		
Peso Radiadores	3.871 [kg]		
Peso total sin aceite	23.830 [kg]		
Peso total con aceite	31.482 [kg]		
Volumen Total de Líquido	8745 [L]		
Presión de diseño tanque	15 [psi]		

Tabla 1.8 Datos de placas del transformador de potencia.



Figura 1.7 Transformador de potencia 67000/13800 V, marca SIEMENS

1.4.3.1 Pararrayos sobre el transformador

Estos son dispositivos de protección que se emplean como descargadores de sobretensiones en los transformadores, tanto en lado de alta como de baja tensión.

Fase	Marca	Tipo	# serie	Id max (KA)	V _{nom} (KV)	MCOV (KV)	# Unidad Apilada
A	ABB	EXLIM Q	75081862	65	60	48	1
B	ABB	EXLIM Q	75081864	65	60	48	1
C	ABB	EXLIM Q	75081863	65	60	48	1

Tabla 1.9 Pararrayos del lado de alta tensión.

Fase	Marca	Tipo	# serie	Id max (KA)	V _{nom} (KV)	MCOV (KV)	# unidad Apilada
A	ABB	EXLIM Q	6061404	10	9	10,20	1
B	ABB	EXLIM Q	6061418	10	9	10,20	1
C	ABB	EXLIM Q	6061406	10	9	10,20	1

Tabla 1.10 Pararrayos del lado de baja tensión.

1.4.4 Patio de 13.8 KV

La estructura de baja tensión a 13,8 KV está formada por tres pórticos de 6.5m de altura, constituidos de tubos de hierro de 6" de diámetro unidos entre sí, sobre una base de hormigón armado de 10 x 5.3 m², sujetos con pernos de acero empotrados y con soportes para cuatro niveles de barra, tres seccionadores de interconexión, un seccionador principal, cuatro salidas de alimentadoras y un banco de capacitores.

Cuenta con dos juegos de barras para poder transferir la carga íntegra de una alimentadora en el caso que se requiera retirar o desconectar la protección ubicada al arranque de ésta.

En la parte superior de la estructura se ubican tres seccionadores tripolares cuya función es permitir la transferencia de carga.

Respecto a las alimentadoras, la subestación tiene 3 salidas instaladas de alimentadoras: BELO HORIZONTE 1, BELO HORIZONTE 2 y BELO HORIZONTE 3, de las que actualmente solo están en operación la primera y la última. Sin embargo la estructura está construida para tener finalmente cuatro salidas de ser necesario.

La protección de la alimentadora la proporciona un reconectador, el mismo que tiene capacidad de detectar fallas y abrir sus contactos en un tiempo determinado, reconectar la alimentadora, para verificar si la falla ha sido

temporal o permanente y en caso de persistir la falla desconectar la alimentadora definitivamente.

Actualmente en la subestación no dispone de banco de capacitores desconectables.

En la Figura 1.8 puede verse la disposición general del patio de 13.8 KV.



Figura 1.8 Patio de 13.8 KV.

1.4.4.1 Seccionador de aire principal

El seccionador principal de 13.8 KV tiene las siguientes características que se resumen en la Tabla 1.11.

SECCIONADOR MEMCO				
Tipo	KV máx	BIL (KV)	I_{continua} (A)	I_{inst} (KA)
MK40	14.4	110	1200	40

Tabla 1.11 Datos del seccionador de aire principal de 13.8 KV

1.4.4.2 Reconectores de las alimentadoras

Los reconectores localizados a la salida de cada alimentadora permiten maniobrar los circuitos de la red de distribución eléctrica desde la subestación hacia la carga.

Además de realizar la conexión y desconexión de cargas en caso de falla, muchos reconectores como es el caso del COOPER utilizado en la S/E Belo Horizonte, son capaces de guardar historiales de fallas, mostrar valores de protección, ordenar el encendido de alarmas, entre otras funciones.

RECONECTOR COOPER TIPO VWE						
Alimentadora	# Serie	Medio aislante	KV max (KV)	BIL (KV)	I_{cont} (A)	I_{inst} max (KA)
Belo Horizonte 1	CP571148344	Vacío	14,4	110	560	12
Belo Horizonte 3	CP571240772		14,4	110	560	12

Tabla 1.12 Datos del Reconector Cooper.

Cada reconectador tiene su respectivo controlador, como se muestra de forma seguida en la Tabla 1.13.

Alimentadora	Marca	Forma	Serie
Belo Horizonte 1	Cooper	6	CP571150025
Belo Horizonte 3	Cooper	6	CP571150023

Tabla 1.13 Controladores de los reconectadores de las alimentadoras.



Figura 1.9 Vista interna del controlador Cooper forma 6.

1.4.4.3 Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras.

Las cuchillas empleadas a tensión de 13.8 KV, al igual que en alta, son utilizadas para efectuar maniobras de operación o en caso de mantenimiento.

Alimentadora	BIL (KV)	Icont (A)	Iinst (KA)	Marca/tipo		
				Entrada y Salida de la alimentadora		
				Fase a	Fase b	Fase c
Belo Horizonte 1	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO
Belo Horizonte 3	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO

Tabla 1.14 Parámetros de cuchillas seccionadoras de las alimentadoras.



Figura 1.10 Cuchillas seccionadoras 600 A.

1.4.4.4 Seccionadores de interconexión entre alimentadoras

Seccionadores MEMCO de interconexión entre alimentadoras					
Alimentadora	Tipo	KV máx	BIL (KV)	Capac. (A)	Iinst (KA)
Belo Horizonte 1	EAB	15	110	600	40
Belo Horizonte 3	EAB	15	110	600	40

Tabla 1.15 Datos de los seccionadores de interconexión.

1.4.4.5 Conductores

Los conductores usados a nivel de 13.8 KV son de cobre, desnudo para las barras y aislado para puentes.

Uso	Tipo de cable	Longitud (m)
Barra principal	1000 MCM desnudo	84
Barra transferencia	500 MCM desnudo	65
Puentes reconector – cuchilla	500 MCM aislado 15 KV	27
Aterrizamiento	4/0 AWG Cu desnudo	20

Tabla 1.16 Conductores usados en 13.8 KV

1.4.4.6 Aisladores y Herrajes.

Los equipos empleados en las estructura del lado de baja tensión a 13.8 KV, se presentan a continuación en la Tabla 1.17.

Descripción	Cantidad
Aislador de suspensión 15KV	96
Caja fusible 100A - 15KV	3
Grapa terminal 500 MCM	24
Grapa terminal 1000 MCM	12
Grillete tipo "T" 500 MCM	12
Grillete tipo "T" 1000 MCM	12
Grillete tipo PEN 4/0 - 1000 MCM	5
Perno de ojo 5/8"	36
Terminales tipo talón 500 MCM	6
Terminales de 2 pernos 500 MCM	33

Tabla 1.17 Detalle de aisladores y Herrajes a 13.8 KV.

1.4.4.7 Transformadores de Potencial

La función de un Transformador de Potencial o PT, es conectarse mediante un devanado primario a los circuitos de alta tensión, para reducir el voltaje y aislar galvánicamente su lado secundario, y así proveer la señal de forma segura a los circuitos de medida, relés o controladores conectados en el lado de baja tensión.

Además, puesto que el propósito principal es el muestreo de voltaje un PT debe ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos.

La subestación Belo Horizonte emplea transformadores de potencia ABB, cuyas características de muestran en la Tabla 1.18.

Transformador de potencial ABB					
Fase	Tipo	Serie	Relación (70:1)	BIL (KV)	Burden (VA)
A	JVW	30506843	8400/120	110	1000
B	JVW	10864862	8400/120	110	1000
C	JVW	30506844	8400/120	110	1000

Tabla 1.18 Datos de placa de los transformadores de potencial.

1.4.4.8 Transformadores de corriente

De forma general, se puede decir que los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos

de medida u otros dispositivos de medida y control. Estos valores normalizados son comúnmente 1 y 5 amperios.

Un CT brinda separación entre el circuito al cual se le mide la corriente y los instrumentos de medición. Esto es muy importante cuando se realiza mediciones con voltajes elevados, por lo cual existen diversos tipos constructivos para brindar el aislamiento eléctrico de seguridad.

En la subestación Belo Horizonte se emplean transformadores de corriente marca ABB cuyos parámetros se especifican en la Tabla 1.19. Además en la Figura 1.11 se los puede observar, luego de los bushings, dispuestos en forma de discos.

Transformador de corriente ABB				
Fase	Tipo	Serie	Relación (70:1)	BIL (KV)
A	JCD5	10914907	1200/5	110
B	JCD5	10914905	1200/5	110
C	JCD5	10914906	1200/5	110

Tabla 1.19 Datos de placa de los transformadores de corriente.



Figura 1.11 Transformadores de corriente en la S/E Belo Horizonte.

1.4.4.9 Transformador auxiliar

Se dispone de un transformador auxiliar de las siguientes características.

Marca	Tipo	Serie	Relación	Capacidad(KVA)
Ecuatrán	CSP	13/24753	7620/120-240 V	15

Tabla 1.20 Parámetros del transformador auxiliar

1.4.5 Cuarto de control

1.4.5.1 Banco de baterías y cargador

La S/E posee un cargador de baterías marca GNB, modelo AT10048050F24, encargado de alimentar 4 baterías Bosch, de 12 VDC cada una, conectadas en serie. Sus valores de placa se muestran en las Tablas 1.21 y 1.22 respectivamente y de manera seguida, en la Figura 1.12, se observa su disposición real dentro de la subestación.

Baterías BOSCH-2000				
#	1	2	3	4
Voltaje [V]	12	12	12	12
Ah	100	100	100	100

Tabla 1.21 Datos de las baterías 12 VDC

Cargador de baterías GNB						
Serie	Entrada AC			Salida DC		
	Volt	Amp.	Hz	Volt	Amp.	Rizado
10802441/694580	120	52	60	48	50	30

Tabla 1.22 Valores de placa del cargador de baterías.



Figura 1.12 Cargador GNB y baterías Bosch.

1.4.5.2 Tablero

Se tiene un tablero metálico con paneles de breakers AC y DC donde van montados: la medición, los dispositivos de protección y los relés de la protección diferencial.

1.4.5.3 Medidores

Las mediciones de las magnitudes eléctricas se realizan en los terminales de las líneas, en el lado de entrega de energía del transformador y en las barras.

Los parámetros que comúnmente se monitorean son: corriente de cada fase, voltaje de cada fase, potencia activa, potencia reactiva y la energía. Para conocer el valor de estas magnitudes se utilizan medidores de diferentes características.

En la subestación Belo Horizonte se emplea un equipo de medición por cada alimentadora, así como también existe un medidor que recoge la lectura global de las dos alimentadoras en operación: Belo Horizonte 1 y Belo Horizonte 3. Sus características se resumen en la Tabla 1.23.

Cada medidor está instalado con una base socket clase 20, trifásica de 13 terminales y un switch de prueba de 9 terminales.

Medidor	Servicio	Marca	Tipo	Voltaje	Clase	Elem.
ION	Totalizador	Schneider	8600	120	20	3
ION	Belo horizonte 1	Schneider	8600	120	20	3
ION	Belo horizonte 3	Schneider	8600	120	20	3

Tabla 1.23 Datos de los medidores.



Figura 1.13 Medidor Schneider en la S/E Belo Horizonte.

1.4.5.4 Dispositivos de control y protección.

1.4.5.4.1 Protección Diferencial

En la subestación actualmente se encuentra instalada una unidad de protección del transformador TPU2000R de marca ABB, la cual posee sensibilidad de protección diferencial contra fallas internas y fallas a tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente para fallas pasantes.

Las características técnicas de este dispositivo permiten el empleo de métodos de disminución de armónicos, útiles para prevenir la operación falsa durante la corriente inrush del transformador y sobre excitación. Sus funciones específicas serán más detalladas posteriormente en el Capítulo 4.

En la figura 1.14 es posible observar parte del panel de control de la subestación en cuya parte superior se encuentra el TPU2000R.



Figura 1.14 Panel de control con el relé TPU2000R.

1.4.5.4.2 Relé de Baja Frecuencia

En la subestación Belo Horizonte se emplea un relé ABB Circuit Shield tipo 81 de frecuencia, el cual es un relé de estado sólido designado para proveer detección precisa en caso de condiciones anormales de frecuencia en el sistema de potencia.

Sus principales parámetros pueden observarse en la Tabla 1.24.

Circuit Shield Frequency Relay				
Marca	Tipo	Cat.	Control	Medida
ABB	81	422C1276	48/125 VDC	120 V,60Hz

Tabla 1.24 Datos del relé de baja frecuencia ABB.



Figura 1.15 Relé ABB de la S/E para baja frecuencia.

1.4.5.4.3 Panel de alarmas

En la subestación se cuenta con un panel de alarmas marca PANALARM tipo 910DC48T, que se muestra en la Figura 1.16.

En la imagen podrá verse encendida la última alarma que corresponde a la alimentadora BELO HORIZONTE 2, lo que concuerda con el hecho de que dicha alimentadora está fuera de operación.



Figura 1.16 Panel de alarmas de la S/E Belo Horizonte.

1.4.5.4.4 Otros dispositivos de control y protección

Descripción	Marca	Tipo
1 Relé lockout aux. Baja frecuencia	G.E.	HEA 61
1 Relé lockout aux. Prot. Diferencial	G.E.	HEA 61
7 Regletas de 12 puntos	G.E.	EB25L12
2 Regletas de cortocircuito	G.E.	EB27B065
8 Breakers 1p-20	G.E.	THQC
9 Breakers 2p-20	G.E.	THQC
1 Breaker 2p-40	G.E.	THQC
1 Relé auxiliar 12 VDC para pito		
1 Contactor con temporizador	TELEMECANIQUE	

Tabla 1.25 Dispositivos varios de control y protección.

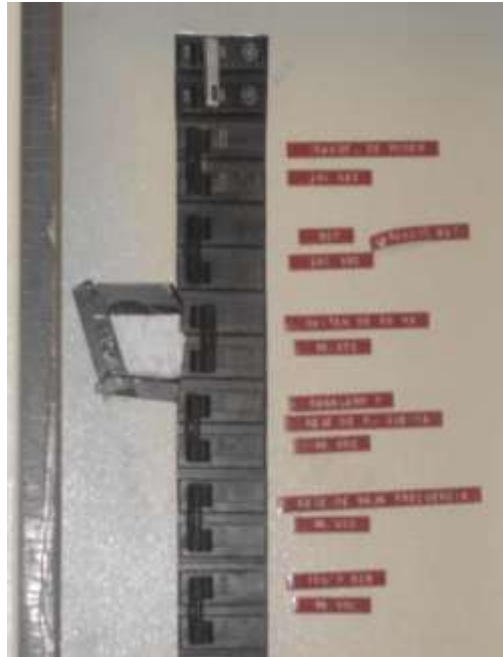


Figura 1.17 Algunos de los breakers existentes en el panel de control.

1.4.5.4.4 Cables de control

Los cables de control son de cobre con aislamiento resistente a la humedad.

Son detallados a continuación en la Tabla 1.26.

Descripción	Tipo aislamiento	Cantidad(m)
Cable concéntrico Cu 4 #12 AWG	TW	156
Cable concéntrico Cu 8 #12 AWG	TW	141
Cable concéntrico Cu 2 #10 AWG	TW	30
Cable concéntrico Cu 3 # 6 AWG	TW	32
Cable Cu #16 AWG	TW	50
Cable Cu #12 AWG	TW	332
Cable Cu #8 AWG	TW	78

Tabla 1.26 Cables de control

1.4.6 Malla de tierra

La red de tierra tiene por objeto limitar las tensiones de paso y de toque que se presentan en el interior y contorno de la subestación y de esta manera salvaguardar la vida de cualquier persona que se encuentre en sus instalaciones.

El sistema de aterrizamiento de la S/E Belo Horizonte consta de:

- 26 varillas de cobre de 5/8"x8" para puesta a tierra.
- 387 m de cable de cobre desnudo #4/0 AWG.

CAPÍTULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los estudios de flujo de carga, para lo cual ha sido necesario hacer uso de la herramienta computacional *PowerWorld Simulator Versión 16* licencia educacional, programa que nos permite realizar simulaciones de redes eléctricas obteniendo resultados óptimos para el presente estudio.

Powerworld V.16 es capaz de trabajar con 13 barras sin complicaciones, esta capacidad es suficiente para realizar los cálculos y análisis de este proyecto ya que al tratarse de un sistema de distribución simple no cuenta con una numerosa cantidad de barras. En este caso se analizarán los flujos de carga del sistema eléctrico de la Subestación Belo Horizonte.

Con este análisis se podrá determinar la potencia consumida por la subestación, los voltajes de las barras, las pérdidas del sistema y determinar si existe o no sobrecarga en la red de distribución. [3]

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar mediante un suministro de energía proveniente de la alimentadora CATEG 2 de la Subestación Salitral en las afueras de la ciudad de Guayaquil sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio a las instalaciones de las empresas y sectores urbanos que se alimentan a nivel de 13.8 [KV] en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento dentro de su configuración.

2.2.3 Niveles de sobrecarga.

No se aceptan sobrecargas en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los transformadores convencionales de fuerza, la carga no debe exceder su capacidad con enfriamiento por aceite y aire natural- OA.

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema, ante cualquier contingencia operativa, no deben exceder del 5% del valor de la tensión nominal y tampoco pueden estar más de un 5% por debajo de ella.

2.3 ANÁLISIS DE CASOS

En el presente trabajo se consideran los siguientes casos para el estudio:

CASO 1

- Estudios de flujo de carga – caso base carga máxima.

CASO 2

- Estudios de flujo de carga – caso base carga mínima.

2.3.1 Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Máxima

Se realizará el estudio de flujo de carga con una carga máxima. Esto implica que el análisis se efectuará según la actual configuración de las alimentadoras en la subestación Belo Horizonte.

2.3.2 Estudios de Flujo de Carga – Caso Base Carga Mínima

Para el caso de carga mínima serán considerados datos de registro de carga de la subestación Belo Horizonte para establecer un valor adecuado.

2.4 DATOS DEL SISTEMA

Para el estudio del Sistema de una Subestación de Distribución se hace necesario establecer los parámetros iniciales de cada uno de sus componentes.

Esta parte del estudio contiene las características de equipos como: transformador de fuerza, conductores, líneas y barras, con la finalidad de que estos datos constituyan la base sólida para realizar los correspondientes cálculos que permitirán obtener resultados correctos para la coordinación de protecciones de los equipos instalados y en general para el buen funcionamiento de todo el sistema.

2.4.1 Datos de Transformador de Fuerza.

En la Tabla 2.1 mostrada a continuación se resumen algunos de los datos del transformador principal de la subestación Belo Horizonte ya presentados en el Capítulo 1; el mismo que posee una relación de transformación de 67/13.8 KV, como ya se mencionó.

Marca	(MVA) OA/FA	Z (%)	Volumen aceite (L)	Peso Total (lbs)	TAP en alta	Año Fabr.
SIEMENS	18/24	7,24	8745	69260	67 KV \pm 5 %	2009

Tabla 2.1 Características del Transformador de Potencia.

2.4.2 Datos de líneas y conductores.

El conductor utilizado para las alimentadoras Belo Horizonte 1 y Belo Horizonte 3 es el ACSR 336 MCM con un espaciado equivalente de 0,73m. Las características de este conductor [2] están descritas en la Tabla 2.2.

ACSR 336 MCM Re Al/St 26/7								
D mm	Peso kg/km	Res. Rup. TON	Cap Térm	R(Ω /km)			Xa Ω /km	Xd Ω /km
				25°C DC	25°C AC	50°C AC		
18,3	687	6,38	510	0,1727	0,1727	0,1901	0,3083	0,0244

Tabla 2.2 Impedancias de las líneas.

Para obtener la potencia del conductor se consideró una característica fundamental del sector donde está ubicada la Subestación, es decir la temperatura ambiente promedio incluyendo si hay o no viento considerable en el lugar. Con los datos de la Tabla 2.3, se estableció como temperatura ambiente 40°C en una zona donde hay viento, por lo tanto la potencia máxima del conductor establecida es 10 MVA.

Conductor	Temp Op.	Temp Amb. 25°C		Temp Amb. 40°C	
		Sin Viento	Con Viento	Sin Viento	Con Viento
336,4 [MCM]	75°C	356 [A]	520 [A]	266 [A]	423 [A]

Tabla 2.3 Ampacidad de las líneas.

El recorrido de la alimentadora Belo Horizonte 1 se lo observa en la Figura 2.1. Su longitud aproximada es de 4 km.

Esta troncal tiene un sentido oeste-este, es decir en dirección a la ciudadela Puerto Azul.

2.4.3 Datos de barras de carga

2.4.3.1 Carga Máxima

Los datos de carga están dados en KW y KVA y a voltaje nominal; normalmente en los estudios de flujo de carga se considera la carga [KVA] constante e independiente del valor del voltaje.

Inicialmente, se consideró suministrar energía con una sola alimentadora (Belo Horizonte 3) desde la Subestación. No obstante, en Febrero del 2012 se detectó una sobrecarga, por lo que se puso en operación una segunda alimentadora con el objetivo de dividir la carga y mantener un alto nivel de confiabilidad.

En las Figuras 2.3 observamos un histórico de cargas extraído de los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (Ver Anexo 1), en el que como ya se explicó aparece la alimentadora Belo Horizonte 3 desde el mes de marzo.

Además la EEPG entregó los datos diarios de carga en KW del mes de Junio. En la Figura 2.4. se tienen las demandas máxima y mínima de la alimentadora Belo Horizonte, y de igual manera en la Figura 2.5 la carga de Belo Horizonte 3.

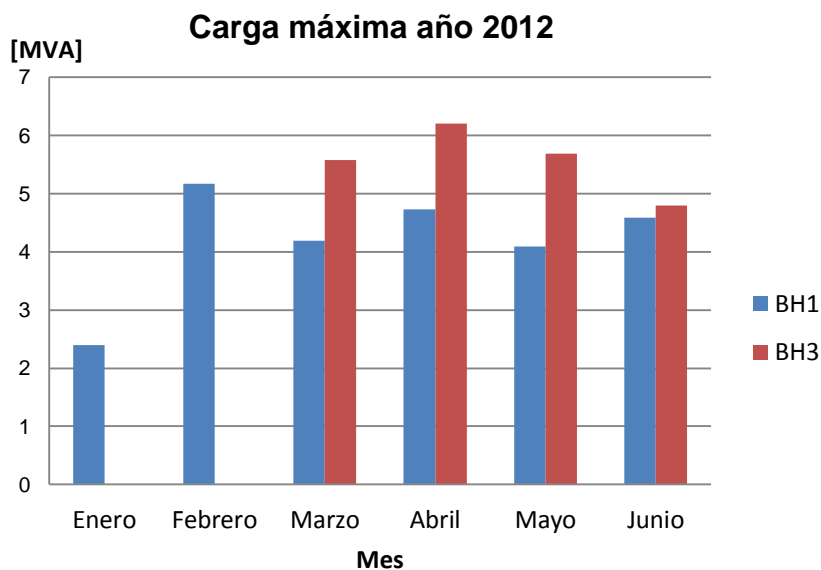


Figura 2.3 Carga máxima para cada mes del año 2012.

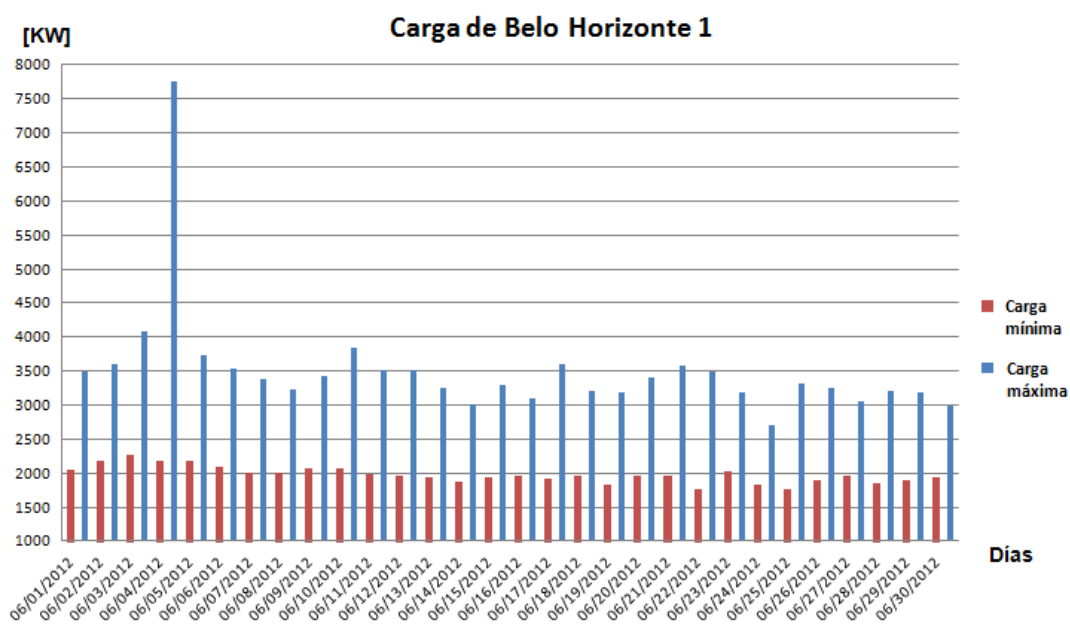


Figura 2. 4 Carga del mes de Junio del 2012, BH1.

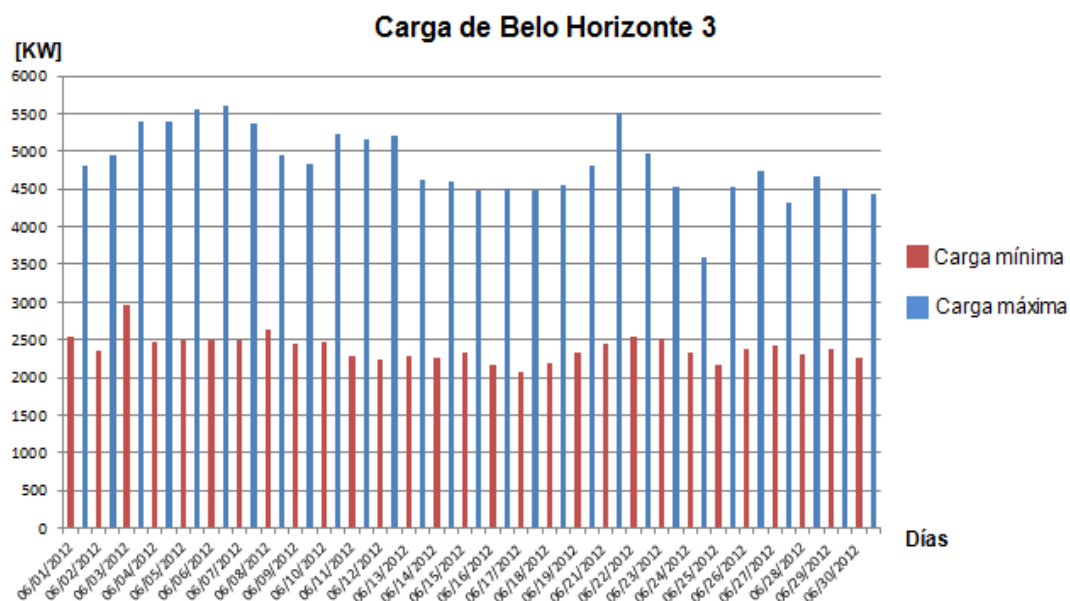


Figura 2. 5 Carga del mes de Junio del 2012, BH3.

Bajo el supuesto de que en todos los años se cumple el mismo patrón de comportamiento la demanda, de estos datos extraeremos los valores de máxima y mínima carga.

Así, es posible concluir que sería correcto tomar como carga máxima las cargas más altas del período de observación correspondiente al año 2012 en las alimentadoras 1 y 3 de la S/E Belo Horizonte.

Para el cálculo de potencia reactiva se consideró un factor de potencia de 0.9 para carga máxima, como se observa de forma seguida en la Tabla 2.4.

Carga máxima en alimentadoras			
Belo Horizonte 1	8,626 [MVA]	7,764 [MW]	3,761 [MVAR]
Belo Horizonte 3	6,21 [MVA]	5,615 [MW]	2,707 [MVAR]

Tabla 2.4 Cargas máximas de las alimentadoras.

2.4.3.2 Carga Mínima.

De acuerdo a los datos obtenidos por la EEGG, se ha determinado para carga mínima un factor de potencia de 0,99 con lo cual se calcula la potencia reactiva [MVAR]; estos resultados se los puede observar en la Tabla 2.5:

Carga mínima en alimentadoras			
Belo Horizonte 1	0,996 [MVA]	0,990 [MW]	0,112 [MVAR]
Belo Horizonte 3	0,989 [MVA]	0,980 [MW]	0,135 [MVAR]

Tabla 2.5 Cargas mínimas de las alimentadoras.

2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

Los resultados de Flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.

- b) Consumo de las cargas
- c) Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- d) Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga esté dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- e) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

2.5.1 Casos base.

A continuación se exponen los resultados gráficos del Flujo de Carga para máxima y mínima carga. En la Figura 2.6 se observa un resumen los datos introducidos en el programa para realizar el estudio.

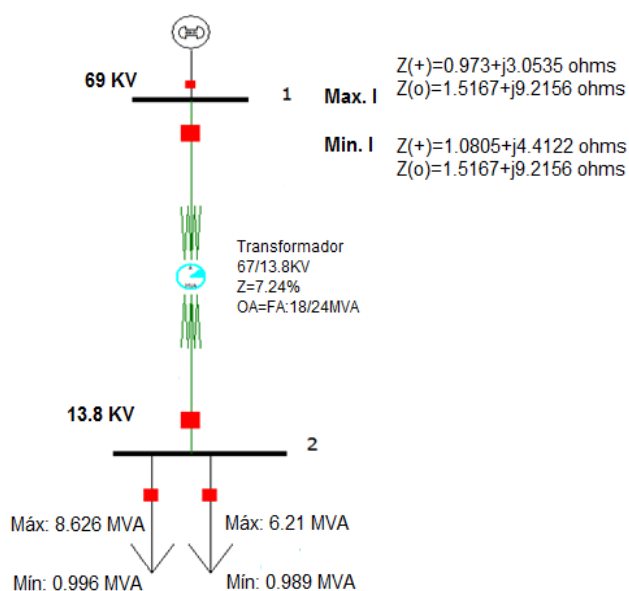


Figura 2.6 Resumen de datos para el flujo de potencia.

Mientras que Las Figuras 2.7 y 2.8 muestran los datos para realizar el flujo de potencia para carga máxima y carga mínima respectivamente.

Para máxima carga se observa que el transformador está operando al 85% de su capacidad, lo cual es hipotético, ya que para una carga registrada de 8MW en el histórico proporcionado, se presentó un factor de potencia de 1. Sin embargo se consideró un escenario más crítico con $fp=0.9$.

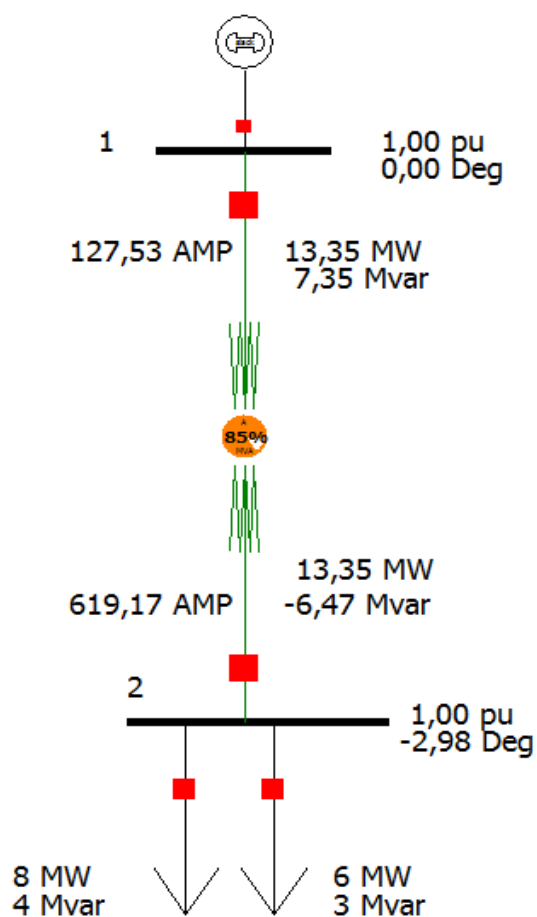


Figura 2.7 Flujo de Potencia para Carga Máxima.

En base al historico, la demanda minima considerada fue de 100 MW.

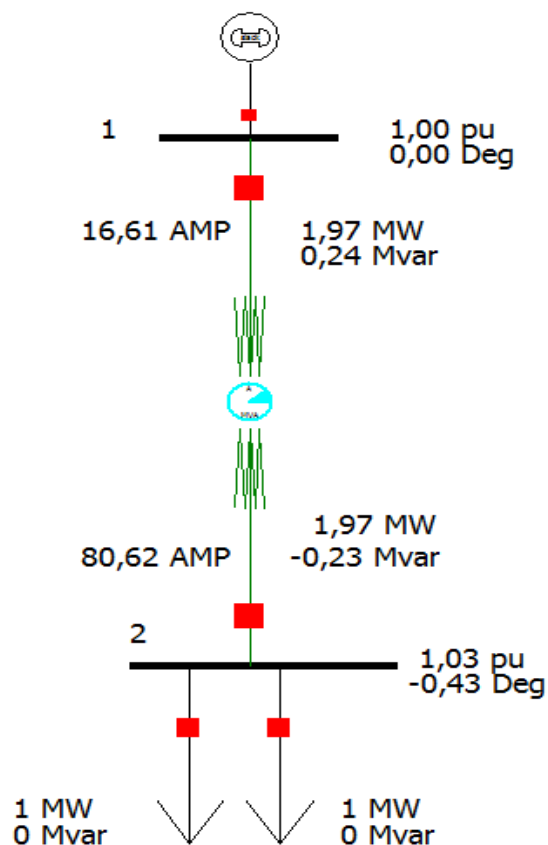


Figura 2.8 Flujo de Potencia para Carga Mínima.

2.5.1.1 Voltajes en barras.

NO	Nombre	V. Nom (KV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje(KV)
1	Barra 69	69	1,00000	0°	69
2	Barra 13,8	13,8	0,9768	-3,14°	13,48

Tabla 2.6 Voltajes en barras para carga máxima.

NO	Nombre	V. Nom (KV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje(KV)
1	Barra 69	69	1,0000	0°	69
2	Barra 13,8	13,8	1,0037	-0,45°	13,85

Tabla 2.7 Voltajes en barras para carga mínima.

2.5.1.2 Consumo.

Consumo para carga máxima		
Carga 1	7,76 [MW]	3,76 [MVAR]
Carga 3	5,60 [MW]	2,70 [MVAR]

Tabla 2.8 Consumo en barras para carga máxima.

Consumo para carga minima		
Carga 1	0,99 [MW]	0,11 [MVAR]
Carga 3	0,98 [MW]	0,12 [MVAR]

Tabla 2.9 Consumo en barras para carga mínima.

2.5.1.3 Carga de Transformadores.

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	MVA lim	%lim	Perd. MW	Perd. MVAR
Barra 69	Barra 13,8	13,4	7,35	15,3	18	84,8	0,00	0,93

Tabla 2.10 Potencias entre barras para carga máxima.

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	MVA LIM	%lím	Perd MW	Perd. MVAR
Barra 69	Barra 13,8	1,97	0,25	1,99	18	11,0	0,00	0,016

Tabla 2.11 Potencias entre barras para carga mínima.

2.5.1.4 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema.

Potencia recibida para carga máxima		
Barra 69	13,371 MW	7,353 MVAR

Tabla 2.12 Potencia recibida para carga máxima.

Potencia recibida para carga mínima		
Barra 69	1,97 MW	0,254 MVAR

Tabla 2.13 Potencias recibida para carga mínima.

2.5.1.5 TAP del Transformador de potencia.

Transformador	TAP en alta tensión
SIEMENS 67/13,8KV 18/24 OA/FA	2,5%

Tabla 2.14 Ajuste del Tap del Transformador.

2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO.

El presente flujo de potencia para la carga en la subestación de distribución Belo Horizonte ha permitido cumplir con los objetivos antes planteados.

- La potencia que se consume la subestación desde la alimentadora CATEG 2 de salitral es de 13,371 MW y 7,353 MVAR para carga máxima, mientras que es 1,97 MW y 0,254 MVAR para carga mínima.

- Los voltajes de las barras son 1,00000 [p.u.] en la barra de 69 [KV] y 0,9768 [p.u.] en la de 13.8 [KV] para la condición de carga máxima. Los voltajes de las barras son 1,00000[p.u.] y 1,0037 [p.u.] respectivamente. para la condición de carga mínima. Estos voltajes están dentro de la regulación de voltaje que estimamos.
- El TAP del transformador se encuentra en la posición B, es decir el ajuste del 2,5% corresponde a una relación de transformación 68800:13800.
- Es importante tomar en cuenta que la carga debe ser bien distribuida y preferiblemente que la subestación esté ubicada en el centro de carga ya que con un voltaje de 0,9768 [p.u.] en la barra de 13.8 [KV] para carga máxima, puede darse el caso que al final de la línea la regulación de voltaje no sea buena.
- El flujo de potencia no excede el 85% de la capacidad en OA del transformador de potencia.
- Las pérdidas máximas son en su mayoría de reactivas con valores de 0,93 MVAR en el transformador de potencia.

CAPÍTULO 3

ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN.

En el análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- ✓ Indeseables flujos de Corrientes.
- ✓ Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- ✓ Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- ✓ Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El estudio de protecciones, que es el objetivo del presente trabajo, requiere realizar estudios de cortocircuito para resolver las situaciones críticas

señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Se los realizarán en base a los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la misma.
- ✓ Los estudios determinan las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

Considerando que el sistema de distribución de la Subestación Belo Horizonte se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla como las más relevantes:

- ✓ Falla Trifásica a tierra.
- ✓ Falla de línea a tierra.

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificará la corriente de falla en todos los escenarios posibles, es decir también las fallas de línea a línea y de dos líneas a tierra.

3.3 DATOS DEL SISTEMA.

La información básica es aplicable a todos los casos del sistema y depende del tipo de corriente de falla a determinar.

3.3.1 Impedancias equivalentes en la barra de la subestación.

La EEPG proporcionó las Impedancias de Thévenin en la barra de Interconexión a 69 KV de la Subestación de Distribución Belo Horizonte, tanto para mínima como para máxima generación. La información ha sido trasladada a la base de 100 [MVA] y 69[KV] y se indica en las Tablas 3.1 y 3.2.

3.3.1.1 Impedancias Equivalentes.

Tipo de impedancia	R p.u.	X p.u.	R +j X Ohmios	X/R
Positiva	0,0196815	0,0641366	0,9370+j3,0535	3,2587
Negativa	0,0196815	0,0641366	0,9370+j3,0535	3,2587
Cero	0,0318558	0,1935651	1,5167+j9,2156	6,0762

Tabla 3.1 Impedancias Equivalentes máxima generación para 69 KV.

Tipo de impedancia	R p.u.	X p.u.	R +j X Ohmios	X/R
Positiva	0,0226950	0,0926744	1,0805+j4,4122	4,0835
Negativa	0,0226950	0,0926744	1,0805+j4,4122	4,0835
Cero	0,0318558	0,1935651	1,5167+j9,2156	6,0762

Tabla 3.2 Impedancias Equivalentes mínima generación para 69 KV.

3.3.1.2 MVA de cortocircuito.

De la misma manera, la EEPG ha entregado los MVA de cortocircuito para cada barra de 69 KV, en máxima y mínima generación.

Tipo Falla	Potencia de Falla (MVA)
LLL	1491
LG	910
LL	1291
LLG	1367

Tabla 3.3 MVA de cortocircuito máxima generación

Tipo falla	Potencia de falla (MVA)
LLL	1048
LG	776
LL	908
LLG	976

Tabla 3.4 MVA de cortocircuito mínima generación

3.3.1.3 Corrientes de cortocircuito

Tipo Falla	Ia (KA)	Ang (°)	Ib (KA)	Ang (°)	Ic (KA)	Ang (°)	In (KA)	Ang (°)
LLL	12.47	-72.94	12.47	167.06	12.47	47.06	0	0
LG	7.62	-77.52	0	0	0	0	7.62	-77.52
LL	0	0	10.80	-162.94	10.80	17.06	0	0
LLG	0	23.42	10.83	-177.46	11.44	30.80	5.47	100.47

Tabla 3.5 Corrientes de cortocircuito para máxima generación.

Tipo falla	Ia (KA)	Ang (°)	Ib (KA)	Ang (°)	Ic (KA)	Ang (°)	In (KA)	Ang (°)
LLL	8.77	-76.24	8.77	163.76	8.77	43.76	0	0
LG	6.49	-78.48	0	0	0	0	6.49	-78.48
LL	0	0	7.59	-166.24	7.59	13.76	0	0
LLG	0	-153.84	7.87	174.70	8.17	32.09	5.15	100.21

Tabla 3.6 Corrientes y MVA de Cortocircuito mínima generación.

3.3.2 Datos de Conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, por lo que sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza.

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son análogas a las utilizadas en los estudios de flujo de carga.

3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 2.3. La falla trifásica a tierra y línea a tierra es simulada en cada una de las barras del sistema.

3.4.1 Caso base.

En el Anexo 2 se adjunta los resultados gráficos de las simulaciones de cortocircuito del Caso base, que se resume a continuación:

3.4.1.1 Corrientes de Falla en cada barra.

En esta sección se determina las corrientes de cortocircuito en cada barra simulando los cuatro tipos de fallas mencionadas.

Para el cálculo de la corriente en p.u., se obtiene la corriente base para el lado de 69 KV y 13,8 KV:

✓ Corriente Base 69 KV:

$$I_{base\ 69\ KV} = \frac{100\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 69\ KV} = 836,74\ [A] \quad (3.1)$$

✓ Corriente Base 13,8 KV:

$$I_{base\ 13,8\ KV} = \frac{100\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 13,8\ KV} = 4183,70\ [A] \quad (3.2)$$

En la Tabla 3.7 se muestran los cálculos resultantes de las corrientes de cortocircuito en Amperios y en p.u. con sus respectivos ángulos y los MVA de cortocircuito para una falla en la barra de 69 KV; de la misma forma en la Tabla de 3.8 se presentan los resultados para una falla en la barra de 13,8 KV.

I_{falla}	I_{cc} a 69 KV (A)	I_{cc} a 69 KV p.u.	Ángulo (°)	Capacidad de cc. (MVA)
LLL	12541,8	14,989	-72,63	1498,89
LG	7634,06	9,124	-77,41	912,36
LL	10861,5	12,981	-162,63	1298,07
LLG	5475,01	6,543	100,51	654,33

Tabla 3.7 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 69 KV – Barra 1.

I_{falla}	I_{cc} a 13.8 KV (A)	I_{cc} a 13.8 KV pu	Ángulo (°)	Capacidad de cc. (MVA)
LLL	9044,13	2,162	-87,25	216,18
LG	9414,62	2,25	-88,83	225,03
LL	7832,45	1,872	-177,25	187,21
LLG	9808,37	2,344	89,46	234,44

Tabla 3.8 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 13,8 KV – Barra 2.

Para el caso de una falla LLG se debe considerar la corriente que pasa a través de las dos fases fallidas para el cálculo la capacidad de interrupción, estos datos se muestran detalladamente en la Tabla 3.9.

Barra Fallida	Nombre	Corrientes desde la Barra 13.8		
		Fase A	Fase B	Fase C
2	Barra 13.8	310,9	9155,14	9401,05

Tabla 3.9 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a Tierra.

3.4.1.2 Voltajes de fallas en cada barra.

En esta sección se determinará el voltaje en cada barra, para cada tipo de falla en el sistema.

Ifalla	Fase Voltios p.u.			Ángulo Fase		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	1,28006	1,20955	0	-134,26	137,62
LL	1	0,5	0,5	0	-180	180
LLG	1,28356	0	0	1,16	0	0

Tabla 3.10 Voltajes barra 69 KV – Barra 1.

Ifalla	Fase Voltios p.u.			Ángulo Fase		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	0,98875	0,93907	0	-119,57	116,36
LL	0,98314	0,49157	0,49157	-2,39	177,61	177,61
LLG	0,94298	0	0	-0,54	0	0

Tabla 3.11 Voltajes barra 13,8 KV – Barra 2.

3.4.1.3 Corrientes de falla a lo largo de la alimentadora.

Del estudio de cortocircuito realizado en la sección 3.4.1.1 se obtuvo que la corriente de falla máxima a través de los conductores corresponde a la falla de línea a tierra y la corriente de falla mínima se presenta en el caso de línea a línea. Basándonos en este hecho, se calculó la corriente de cortocircuito a

lo largo de cada alimentadora una vez que ya ha sido amortiguada por las resistencias e impedancias de las líneas de distribución.

La ruta de Belo Horizonte 1 tiene un sentido oeste-este, es decir en dirección a la ciudadela Puerto Azul, y se muestra en la Figura 3.1. Aquí se ubican los fusibles a lo largo de la troncal con sus respectivas corrientes de cortocircuito.

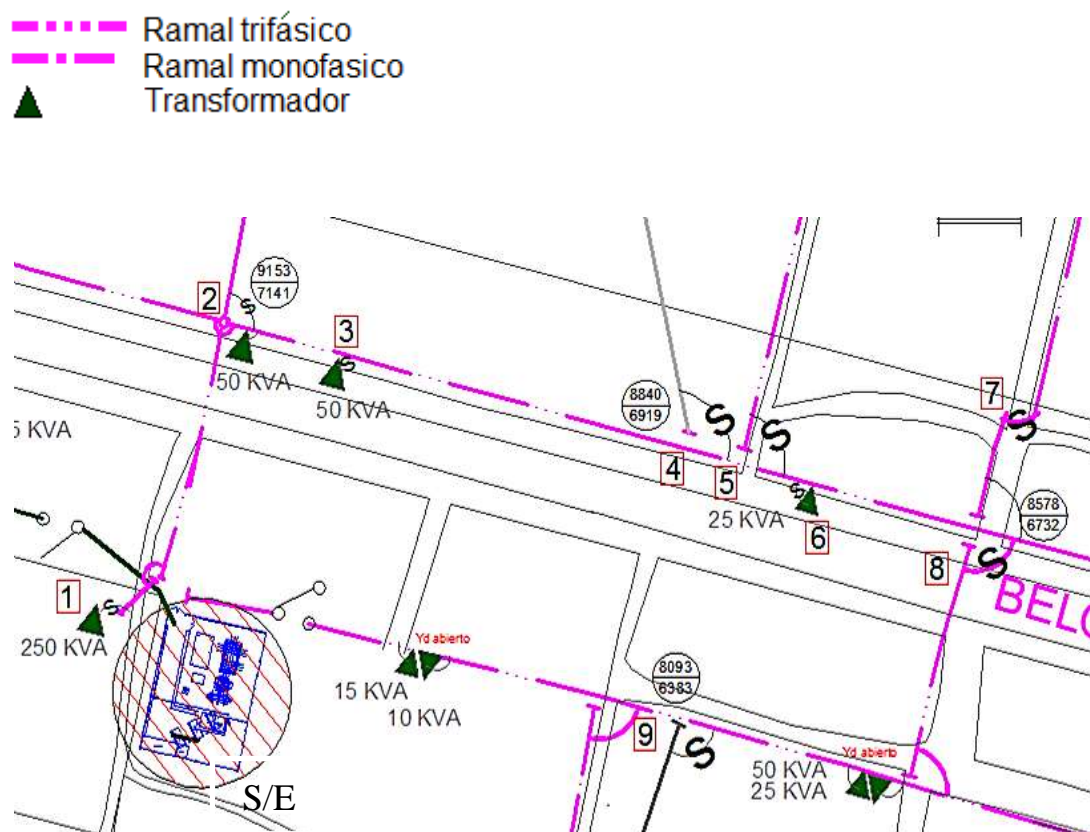


Figura 3.1 Recorrido de la Alimentadora Belo Horizonte 1.

De igual manera, en la Figura 3.2 se observa la troncal Belo Horizonte 3, cuyo recorrido es en sentido este-oeste con dirección hacia Vía a la Costa.

Se han especificado los nueve elementos considerados para la protección en cada posición establecida.

- Ramal trifásico
- ▲ Transformador

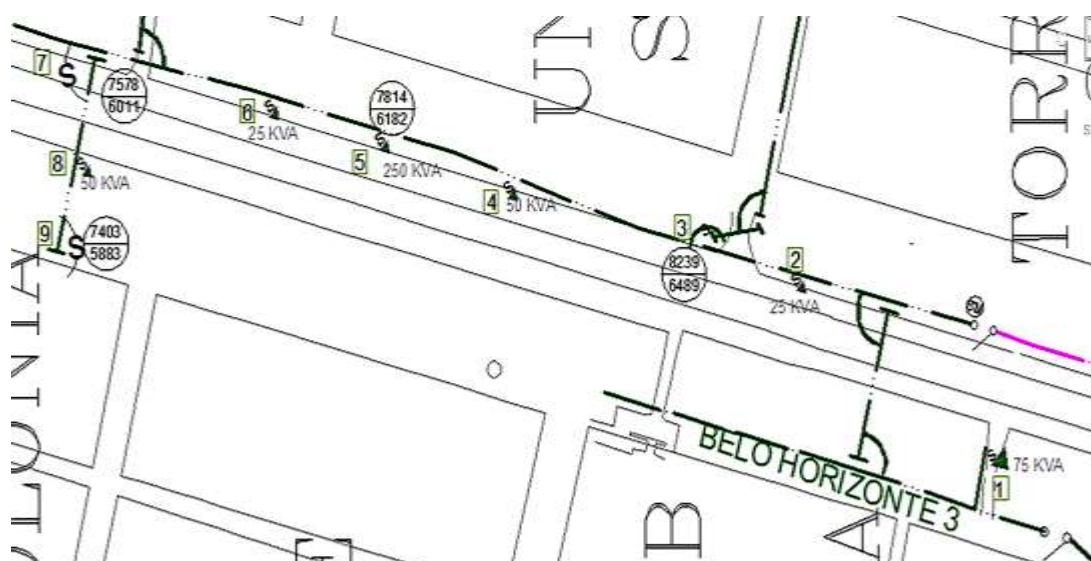


Figura 3.2 Recorrido de la Alimentadora Belo Horizonte 3.

Se puede observar que para ambas alimentadoras los únicos elementos de protección encontrados fueron fusibles.

Para realizar los estudios, se mide la distancia desde la salida de cada alimentadora de la subestación hasta el punto de aplicación de cada caja fusible, para tener un valor de impedancia en función de dicha longitud, y se calculan los valores de cortocircuito. Estos resultados pueden ser

observados en la Tabla 3.12 para Belo Horizonte 1 y Tabla 3.13 para Belo Horizonte 3.

Posición	Distancia [m]	Icc máx [A]	Icc mín [A]
1	3	9398	7314
2	70	9153	7141
3	79	9120	7118
4	230	8840	6919
5	230	8773	6872
6	297	8708	6825
7	300	8515	6687
8	397	8578	6732
9	400	8093	6383

Tabla 3.12 Corrientes de cortocircuito en los puntos de aplique de las tira fusible de la alimentadora Belo Horizonte 1.

Posición	Distancia [m]	Icc máx [A]	Icc mín [A]
1	95	9046	7066
2	350	8239	6489
3	390	8093	6385
4	470	7896	6242
5	490	7814	6182
6	530	7734	6124
7	595	7578	6011
8	610	7515	5965
9	630	7403	5883

Tabla 3.13 Corrientes de cortocircuito en los puntos de aplique de las tira fusible de la alimentadora Belo Horizonte 3.

3.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El presente Estudio de Cortocircuito preparado para el Sistema Eléctrico de la Subestación Belo Horizonte ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores en el tiempo de duración de la misma.
- ✓ Determinar las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.

El estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla:

- ✓ Falla Trifásica a tierra
- ✓ Falla de línea a tierra
- ✓ Falla de línea a línea
- ✓ Falla de línea-línea-tierra

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando el estándar IEEE Std C37.013-1989 [7]. Aplicable para el cálculo de falla para voltajes media y alta tensión.

Las fallas trifásica a tierra y línea a tierra que fueron simuladas en cada barra del sistema, cuyos resultados son mostrados de manera gráfica en el Anexo 2.a. y 2.b., permiten establecer lo siguiente:

- ✓ Se producen efectos de sobrecargas transitorias siendo más evidentes en los transformadores y conductores próximos al sitio de la falla, es decir se presentan cambios en las condiciones de operación del sistema.
- ✓ La corriente de falla trifásica de 12548,8 [A] en el lado del primario es bastante elevada en comparación con las corrientes de falla del secundario que están en el orden de los 9000 [A]. La razón de que esto ocurra es que la generación está apenas a 3 km de la barra causando que la impedancia que amortigua la falla es de un valor bajo.
- ✓ Para 13.8 KV, la corriente de falla de dos líneas a tierra con un valor de 9808,37 [A] fue mayor que la de línea a tierra de 9414,62 [A], sin embargo al considerar la corriente viajando a través de cada conductor se comprueba que la LG es la mayor.
- ✓ Para el caso del seccionador de aire y el GCB, el valor de la capacidad de interrupción se encuentra en un valor por de más aceptable (40 KA).

- ✓ Los ajustes de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, serán estudiados en el Capítulo 4 de este trabajo.

- ✓ El sistema de protecciones deberá proveer un despeje rápido.

CAPÍTULO 4

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.

4.1 INTRODUCCIÓN

Como se ha mencionado en el Capítulo 2, de la subestación Belo Horizonte parten actualmente dos alimentadoras: Belo Horizonte 1 y Belo Horizonte 3, las cuales se encargan de llevar el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecida, estas alimentadoras trifásicas se denominan principales o troncales; de las cuales a su vez, parten derivaciones o ramales que pueden ser trifásicas, bifásicos y monofásicos. Además que de estos ramales pueden partir sub-ramales, bifásicos y monofásicos.

Tanto las alimentadoras, como los ramales y sub-ramales, disponen de elementos de protección para sobrecorrientes que puedan ocurrir en el sistema, entre los utilizados se tienen reconectores, seccionadores y fusibles, intercalados en la red de distribución de acuerdo a las necesidades técnicas de la misma.

La coordinación se debe realizar partiendo de aguas abajo, es decir de la carga más lejana, hacia la subestación. De esta manera, si los dispositivos están correctamente coordinados se garantiza minimizar la salida de servicio de las cargas de ocurrir una falla, en caso de que la falla persista o la protección no opere, el elemento consecutivo debe proveer respaldo, así, se logra un sistema 'dominó' o 'cascada', que tiene como última pieza al transformador, siendo éste el equipo más importante a proteger.

Los estudios de flujo de carga y cortocircuito del Sistema Eléctrico de la Subestación Belo Horizonte son la base para el desarrollo de este Capítulo realizado con el objeto de:

- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la coordinación de las protecciones de las alimentadoras Belo Horizonte 1 y Belo Horizonte 3 con la protección del transformador.
- La aplicación del estudio de coordinación permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

La coordinación de protecciones se efectuará con la ayuda del software CYMTCC 4.5 Rev 13, que permite realizar estudios de protecciones contra sobrecorrientes en redes industriales, comerciales y de distribución eléctrica, siendo este último nuestro caso.

El programa consta de una extensa base de datos que contiene más de 15000 dispositivos de protección de más de 100 fabricantes distintos fácilmente reproducibles en gráficas tiempo-intensidad y en reportes de ajustes de dispositivos. También ofrece varias herramientas y reportes para una coordinación exitosa y para proteger sus transformadores y cables.

De la misma manera se hará uso de Office Excel para la graficación de curvas de fusibles y las de daño de conductores y del transformador,

4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

4.2.1 Esquema de Protección de la Subestación de Distribución.

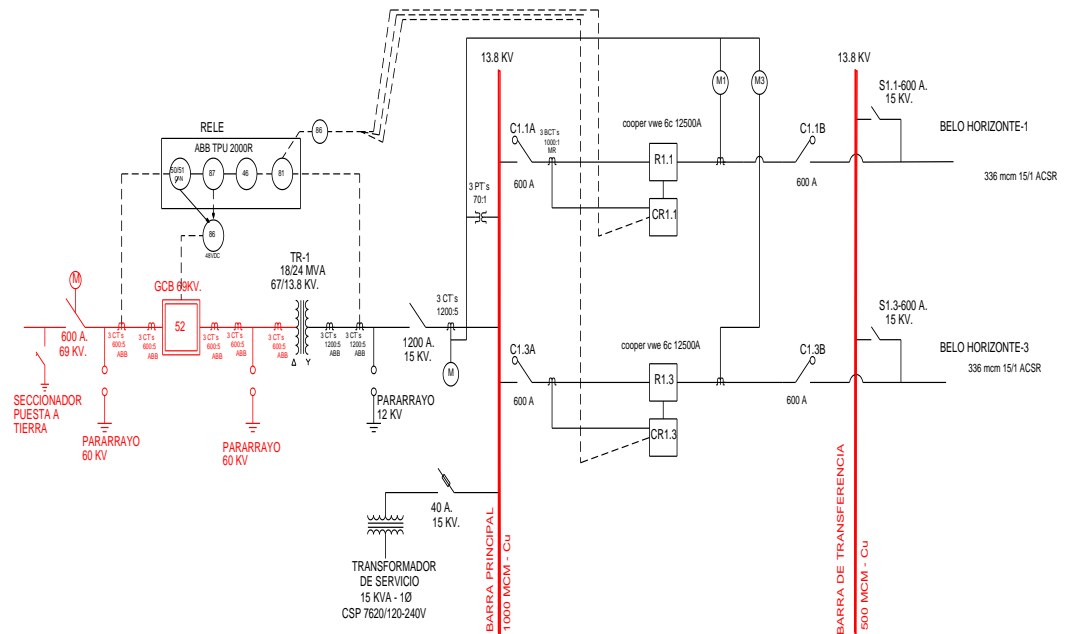


Figura 4.1 Esquema de protección de la Subestación.

El esquema de protecciones de la subestación Belo Horizonte comprende el relé TPU 2000R que sirve para la protección primaria del transformador y secundaria de la red. Este relé posee las funciones 87 T, 87 H, 46, 50, 51, 50N y 51N y en caso de falla ordena la apertura a los contactos del interruptor a gas SF6 (GCB).

Entre las barras principales y de transferencia se observa el reconectador Cooper VWE con su respectivo controlador Cooper de Forma 6.

Existe un relé de baja frecuencia tipo 81 que al detectar el descenso en ella, hace un rechazo de carga de todas las alimentadoras

4.2.2 Esquema de Protección de la red de Distribución.

Es importante recalcar que para la alimentadora Belo Horizonte 1 se han seleccionado nueve elementos de protección luego del reconectador, los que en este caso fueron solo fusibles. Así mismo para Belo Horizonte 3, luego de un seccionador, se consideraron nueve fusibles aguas abajo.

La ruta de alimentadora 1, que sigue en dirección a la ciudadela Puerto Azul, se mostró en el Capítulo 3, Figura 3.1, con las respectivas corrientes de cortocircuito en la ubicación de los elementos de protección.

De igual manera, en la Figura 3.2 del capítulo anterior, se observó la troncal Belo Horizonte 3, con dirección Vía a la Costa, con los elementos considerados para la protección y sus valores de corriente de cortocircuito.

En un esquema unificado de ambas alimentadoras, con los dispositivos de protección y su numeración según la ubicación que tienen, es expuesto de manera siguiente en la Figura 4.2.

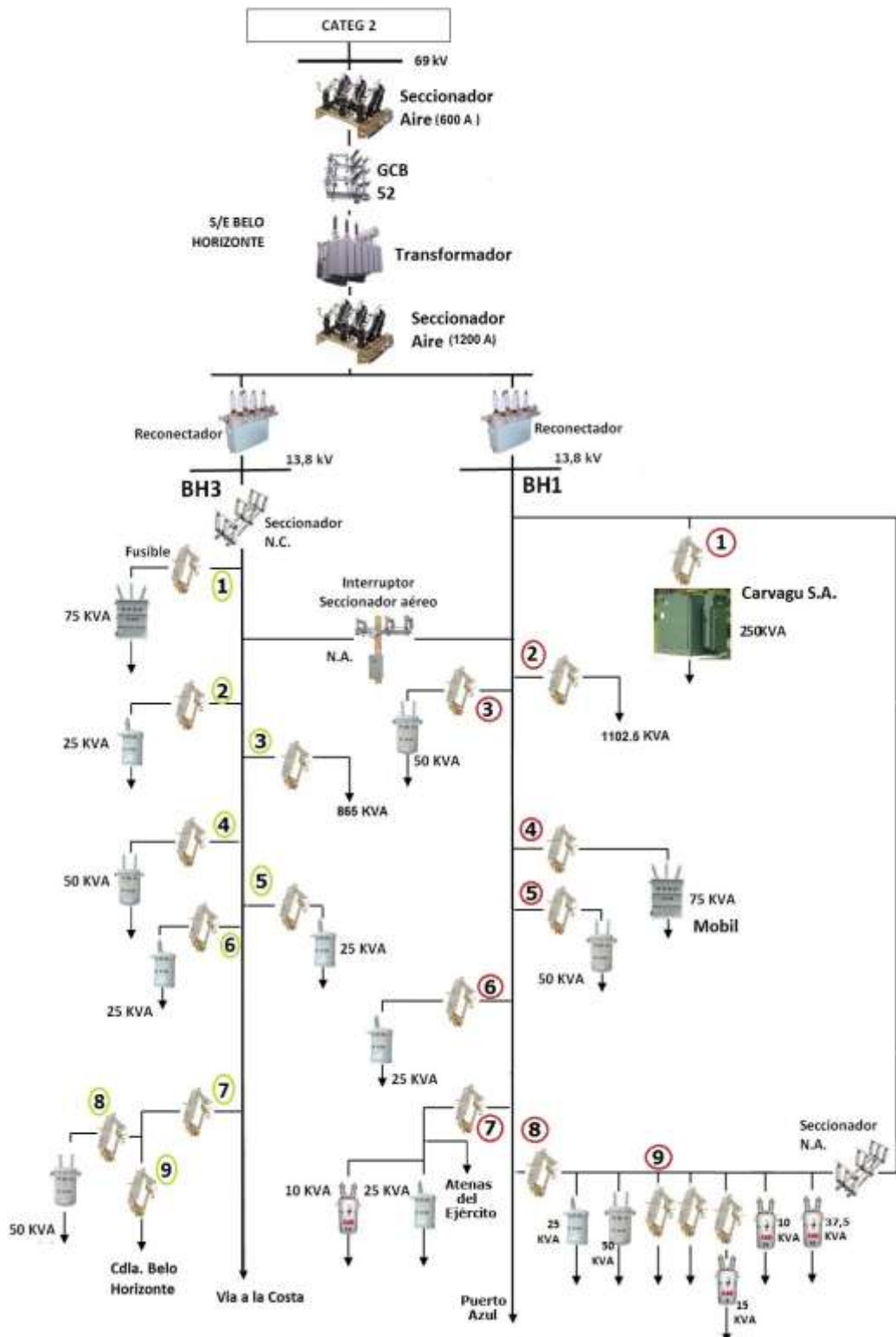


Figura 4.2 Esquema de protección de la red de distribución.

4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.

La información básica para el ajuste y coordinación de las protecciones proviene de los estudios de flujo de carga, cortocircuito y los esquemas de protección indicados anteriormente.

4.3.1 Criterios generales de coordinación.

Para la protección de un sistema se emplean unidades de sobrecorriente que cumplen los siguientes criterios:

- **Selectividad:** Cada relé o elemento de protección debe operar en su zona protegida.
- **Respaldo:** Los relés dan protección primaria en la zona protegida y, de respaldo a la zona adyacente.
- **Tiempo de operación:** El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- **Simplicidad:** Se debe cumplir este criterio para evitar en una misma zona redundancia en la protección.

4.3.2 Coordinación de las protecciones del Sistema de Distribución.

La coordinación se debe hacer desde el punto más lejano de carga hasta llegar a la subestación en sí, por lo que los resultados serán presentados en este orden.

Considerando el Std.242.2001 [11] y la Guía de la General Electric NO. *GET-8398* [12] para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha seleccionado un intervalo entre 0.15 a 0.25 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución de la corriente de falla en la ubicación del relé.

La protección del circuito primario se la realiza utilizando el controlador COOPER Forma 6 que es un equipo digital orientado para la administración de un reconectador Cooper VWE cuya corriente continua es de 560 [A] y su capacidad de interrupción es de 12 [KA].

Los ramales son protegidos con fusibles. La Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil emplea tipo K, los mismos que cumplen las normas ANSI C37.42-1989 [8].

4.3.2.1 Coordinación de los fusibles

La aplicación de cajas fusible depende de la corriente de la carga, voltaje del sistema, tipo del sistema y máxima corriente de falla en el lugar donde se coloquen.

Además se debe cumplir que la corriente nominal de un fusible debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga. Para determinar la corriente de carga del circuito es necesario tomar en cuenta las corrientes normales y las posibles sobrecargas, incluyendo armónicos de ser necesario.

El voltaje que se debe utilizar en la caja fusible debe ser mayor o igual al máximo voltaje línea a línea. Así, el voltaje que se recomienda utilizar para un nivel de tensión de 13.8 [KV] es de 14,4 [KV].

Para la aplicación de la tira fusible es necesario considerar tanto la sobrecarga admisible por los equipos como las corrientes transitorias.

Asimismo priorizar siempre la continuidad de servicio en ciertas cargas y la coordinación con otros equipos de protección.

4.3.2.1.1 Criterios para aplicación de fusibles

Las reglas para la coordinación de los fusibles son las siguientes:

- Si se tienen dos fusibles en serie, el tiempo máximo de despeje de falla del fusible protector no debe exceder el 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.
- La corriente de carga no debe exceder la máxima corriente continua que puede pasar por el fusible sin que éste se vea afectado.
- Un fusible puede llegar a proteger de sobrecargas, sin embargo se debe tener claro que su objetivo principal es proteger de corrientes de cortocircuito.

4.3.2.1.2 Selección de los fusibles

Los fusibles de clase K soportan una corriente continua de 1.5 veces la corriente nominal como se observa en la Tabla 4.1.

Nominación K	Corriente continua (A)	Nominación K	Corriente continua (A)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

Tabla 4.1 Máxima corriente continua de tira fusibles tipo K.

Los fusibles se escogen a lo largo de la alimentadora 1 de acuerdo a los criterios antes mencionados como se puede observar en la siguiente tabla.

Posición	Fusible	$I_{m\acute{a}x}$ [A]	$I_{CCM\acute{A}X}$ [A]	$I_{CCM\acute{I}N}$ [A]
1	10 K	10.47	9398	7314
2	40 K	46.17	9153	7141
3	10 K	8.2	9120	7118
4	6 K	4.1	8840	6919
5	10 K	8.2	8773	6872
6	6 K	4.1	8708	6825
7	40 K	60	8515	6687
8	65 K	44	8578	6732
9	25 K	37	8093	6383

Tabla 4.2 Selección de tira fusibles en la alimentadora 1.

En la Tabla 4.3 se presenta la selección de las tiras fusibles en la alimentadora 3 de acuerdo a las reglas anteriormente descritas.

Posición	Fusible	$I_{m\acute{a}x}$ [A]	$I_{CCM\acute{A}X}$ [A]	$I_{CCM\acute{I}N}$ [A]
1	6 K	4.1	9046	7066
2	6 K	4.1	8239	6489
3	25 K	32	8093	6385
4	10 K	8.2	7896	6242
5	6 K	4.1	7814	6182
6	6 K	4.1	7734	6124
7	200 K	184	7578	6011
8	10 K	8.2	7515	5965
9	140 K	180	7403	5883

Tabla 4.3 Selección de tira fusibles en la alimentadora 3.

A continuación se muestran las curvas construidas en EXCEL para los fusibles de cada alimentadora. La figura 4.3 corresponde a la alimentadora

Belo Horizonte 1, donde se observa que el de mayor nominación corresponde a uno de 65K.

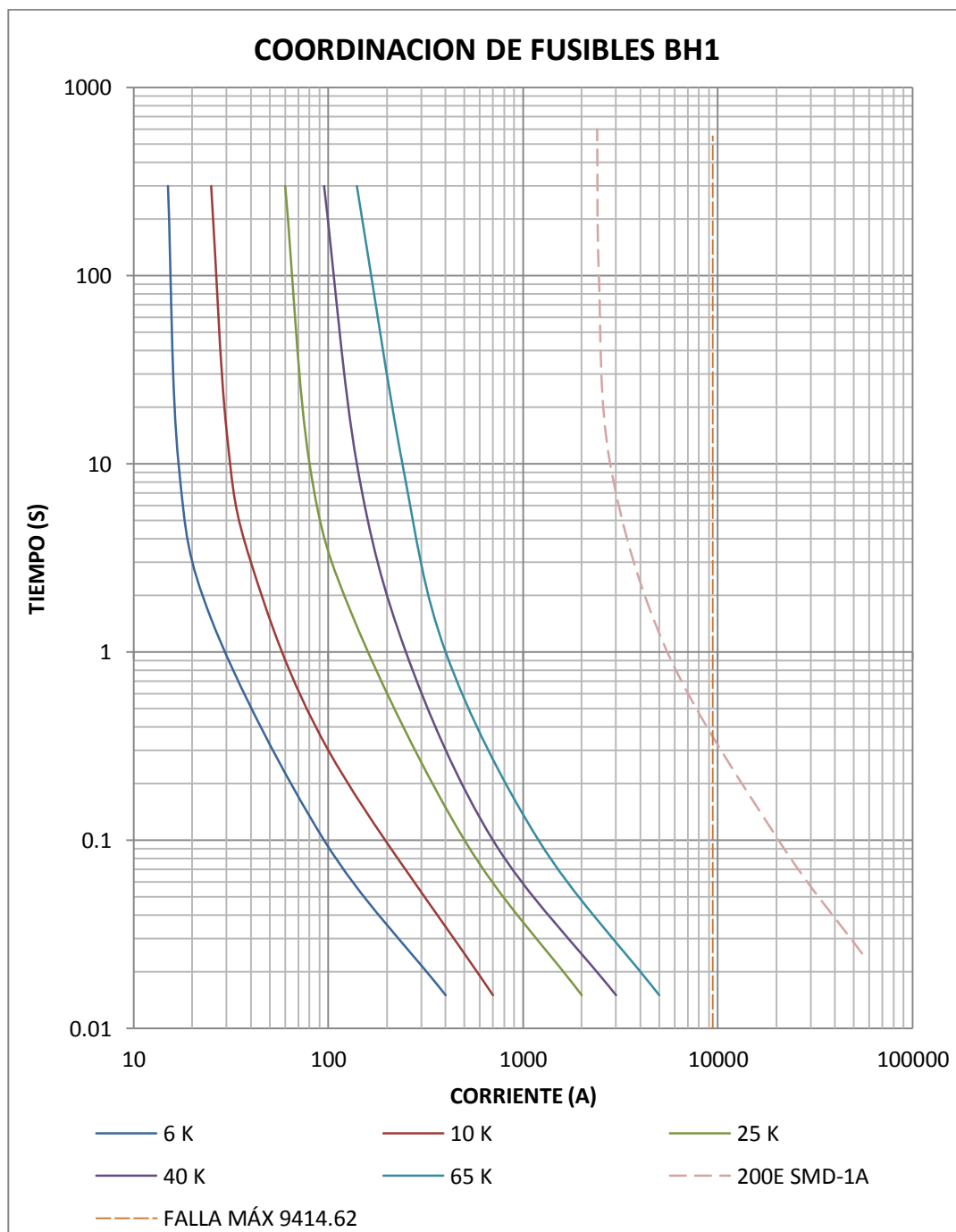


Figura 4. 3 Curva de fusibles tipo K de la alimentadora Belo Horizonte 1.

La figura 4.4 muestra los fusibles de Belo Horizonte 3, donde el mayor es de 200K, al cual se le ha graficado también la curva mínima de fusión,

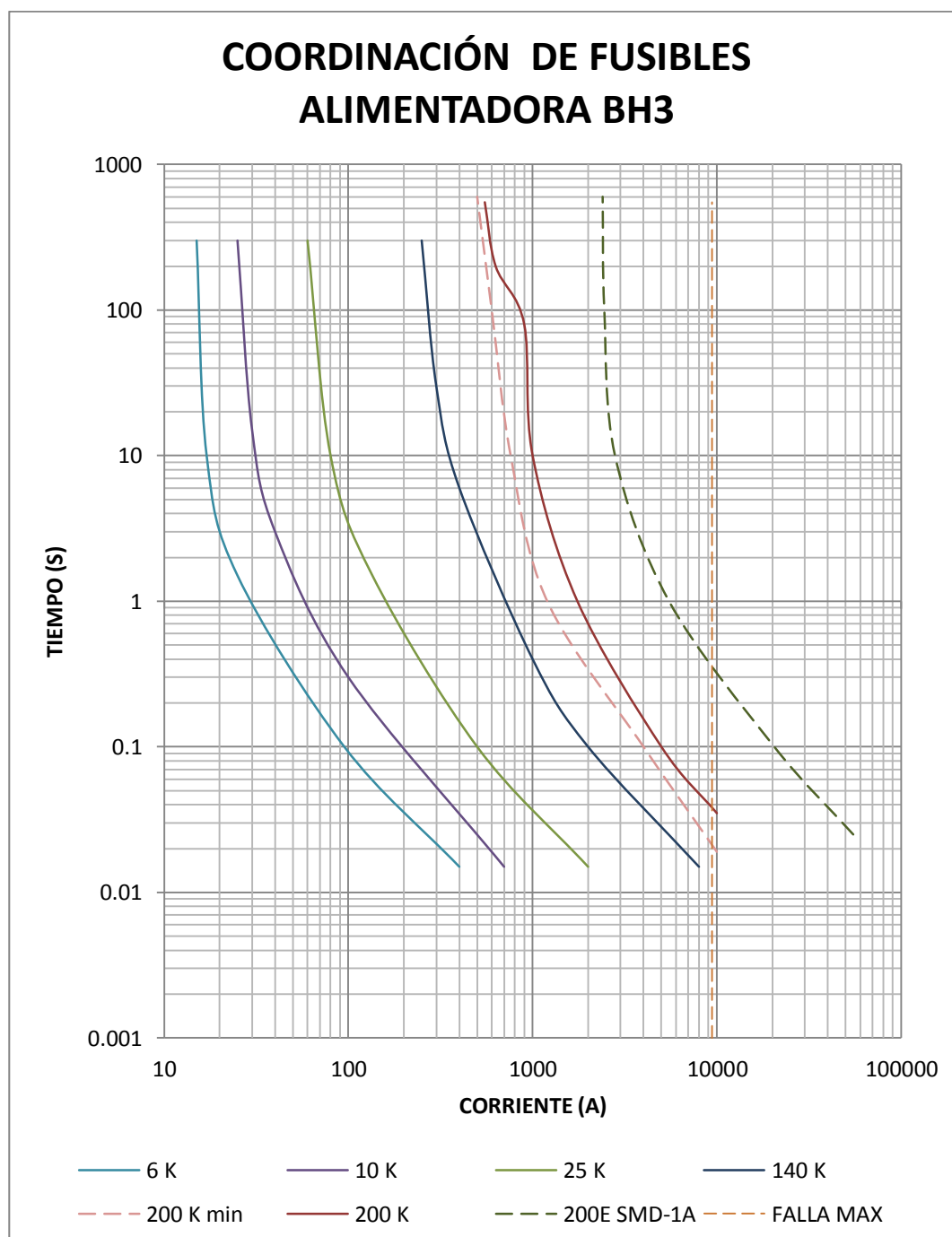


Figura 4. 4 Curva de fusibles tipo K de la alimentadora Belo Horizonte 3.

Se observa en ambas gráficas el fusible 200 SMD-1A que tiene la subestación, Así como también la corriente de cortocircuito máxima encontrada a nivel de 13.8 [KV] de valor de 9414 [A].

4.3.2.2 Coordinación del reconectador.

El reconectador de la subestación es el Cooper VWE cuyo medio de interrupción es el vacío. El controlador es un Cooper de Forma 6, su funcionamiento es electrónico y posee una variedad de curvas para hacer más versátil el ajuste del reconectador.

4.3.2.2.1 Factores para aplicación del reconectador.

Para una apropiada aplicación de reconectores deben ser considerados los siguientes factores

- ✓ Voltaje del Sistema.
- ✓ Máxima corriente de falla en el punto de aplicación del reconectador.
- ✓ Máxima corriente de falla.
- ✓ Mínima corriente de falla dentro de la zona a ser protegida.
- ✓ Coordinación con otros dispositivos de protección tanto en la fuente como en la carga del reconectador.
- ✓ Detección de falla a tierra.

4.3.2.2.2 Criterios para aplicación del reconectador.

Los criterios considerados para una adecuada aplicación de reconectores son los siguientes:

- ✓ El voltaje del reconectador debe ser mayor que el voltaje línea a línea del sistema.
- ✓ La capacidad de interrupción del reconectador debe ser mayor que la máxima corriente de falla y cumplir con lo especificado en C37.13.1989, de acuerdo a su relación X/R [7].
- ✓ La corriente máxima continua del reconectador debe ser mayor o igual que el valor de la corriente de carga.
- ✓ La corriente mínima de operación o $I_{pick-up}$ suele ser igual al doble de la máxima corriente de carga, es decir la corriente que soporta como máximo el conductor. En los relés electrónicos se escoge menor al doble de la corriente máxima continua del reconectador.
- ✓ Se recomienda ajustar el reconectador a dos rápidas seguidas por dos operaciones atrasadas intencionalmente.

4.3.2.2.3 Operación del reconectador.

Transformadores de corriente incorporados al reconectador proveen la información de corriente de fallas al control electrónico. Estos CT's tienen una relación de transformación única (1000:1) para todos los niveles de

tensión, por lo que el valor de mínimo despeje de corriente no depende de la corriente continua ni de la de interrupción del reconectador.

Los CT's sensan de forma continua las corrientes de línea y esta es monitoreada por el control electrónico. Cuando el nivel de corriente excede el mínimo nivel de disparo programado, se activa la lógica de detección y temporización. Luego de un retraso determinado con una curva característica tiempo-corriente programada, el circuito de disparo se energiza, enviando una señal al reconectador que abre los contactos de las tres fases. Un temporizador opera entonces, provocando así el cierre de contactos y reajusta la lógica para empezar la temporización en su próxima operación. Después de que el tiempo programado acaba, una señal de cierre es enviada al reconectador y el monitoreo de corriente empieza nuevamente [6].

4.3.2.2.4 Ajuste del Reconectador.

Los reconectores de tipo VWE poseen una corriente continua máxima de 560 [A] y el mínimo despeje de corriente tiene los siguientes valores posibles: 100, 140, 200, 280, 400, 560, 800, 1120.

La EEPG posee un criterio de operación de manera tal que se establecen medidas de alerta cuando la lectura máxima de una alimentadora sobrepasa

los 350 [A], lo mismo que sucede cuando hay sobrecarga en una troncal o cuando se hace traspaso de carga.

La norma C37.91. 2008 [9] indica que la corriente de puesta en trabajo debe estar entre 125 y 200% de la corriente nominal de la alimentadora, por lo tanto el rango correspondiente es de 438[A] a 700[A]. Se escogió la única opción del reconectador dentro de esta banda con un valor de 560 [A], con el objetivo de que las curvas mismo estén por encima de las curvas de los fusibles para niveles de corriente de falla.

Se verifica que la capacidad de interrupción sea de más 12000 [A] para que soporte la máxima corriente asimétrica de falla en la red.

Las curvas seleccionadas son una rápida y una lenta, para ambas alimentadoras, como se detalla a continuación.

Belo Horizonte 1:

- ✓ La curva rápida corresponde a una 115, con un TD=1.

Esto es con el propósito de interrumpir de forma inmediata la corriente de falla, y a la vez que el tiempo de operación del reconectador sea mayor que el de fusión del fusible de 65K, que es el de mayor nominación hallado a lo largo de la alimentadora.

- ✓ La lenta es una 162 con un TD=1.

La elección de esta curva permite que se mantenga la coordinación, en el caso de existir en la parte no considerada en el estudio de esta troncal un fusible de 200K, que es el de mayor nominación que hay en el mercado,

Ambas curvas del reconector para Belo Horizonte 1, son presentadas en la Figura 4.5, donde es posible observar la coordinación con el fusible de 65 K.

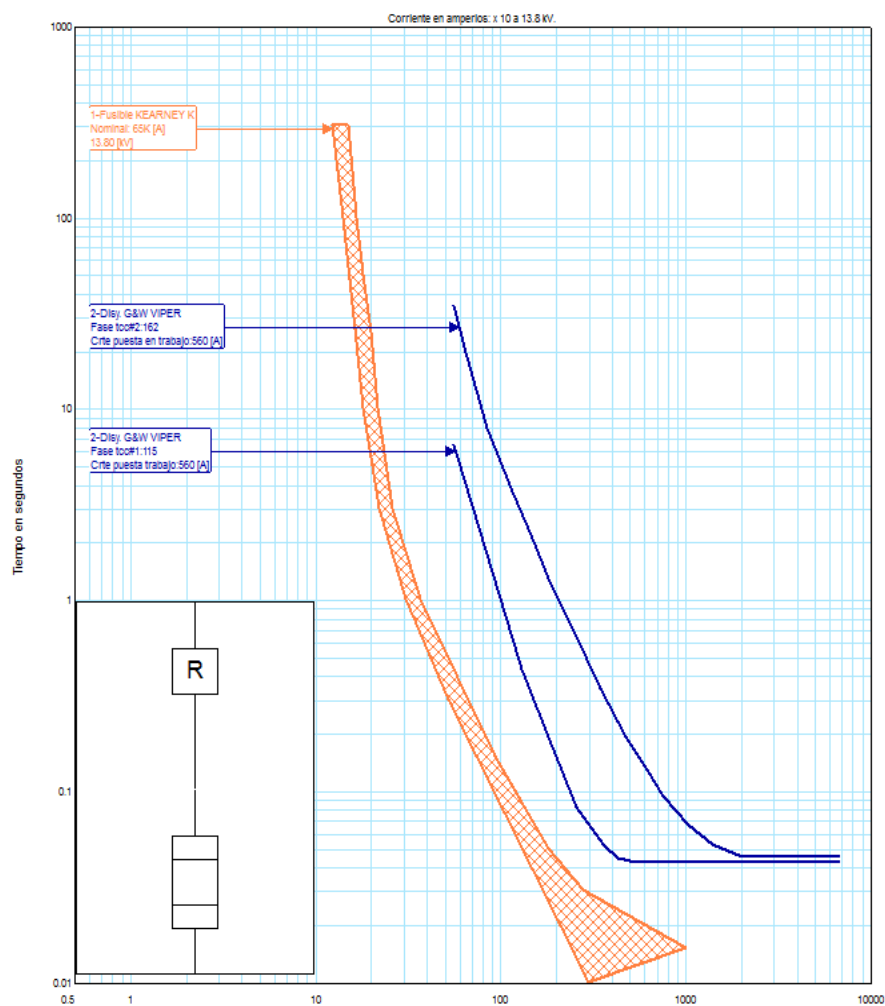


Figura 4.5 Curvas del reconnector de Belo Horizonte 1.

Belo Horizonte 3

- ✓ La rápida es una 162, con un TD=1

Esta elección se hizo para que el fusible opere primero y así la carga de la ciudadela Belo Horizonte no es sometida a las maniobras del reconectador.

- ✓ La lenta es una 165 con un TD=1.

Fue elegida ya que permite una buena coordinación.

Las curvas rápida y lenta del reconectador para la alimentadora Belo Horizonte 3, son presentadas en la Figura 4.6, donde así mismo se presenta la coordinación con el fusible de mayor nominación considerado para esta alimentadora que fue el de 200K.

Los tiempos de reconexión de falla del reconectador se programan de manera que la primera reconexión tiene un tiempo de retraso de 15 [s] y la segunda de 30 [s].

No se hizo uso de las funciones 50 de sobrecorriente y 51 instantánea reconectador, la primera por que no hubo necesidad al coordinar, y la segunda, para evitar la protección redundante.

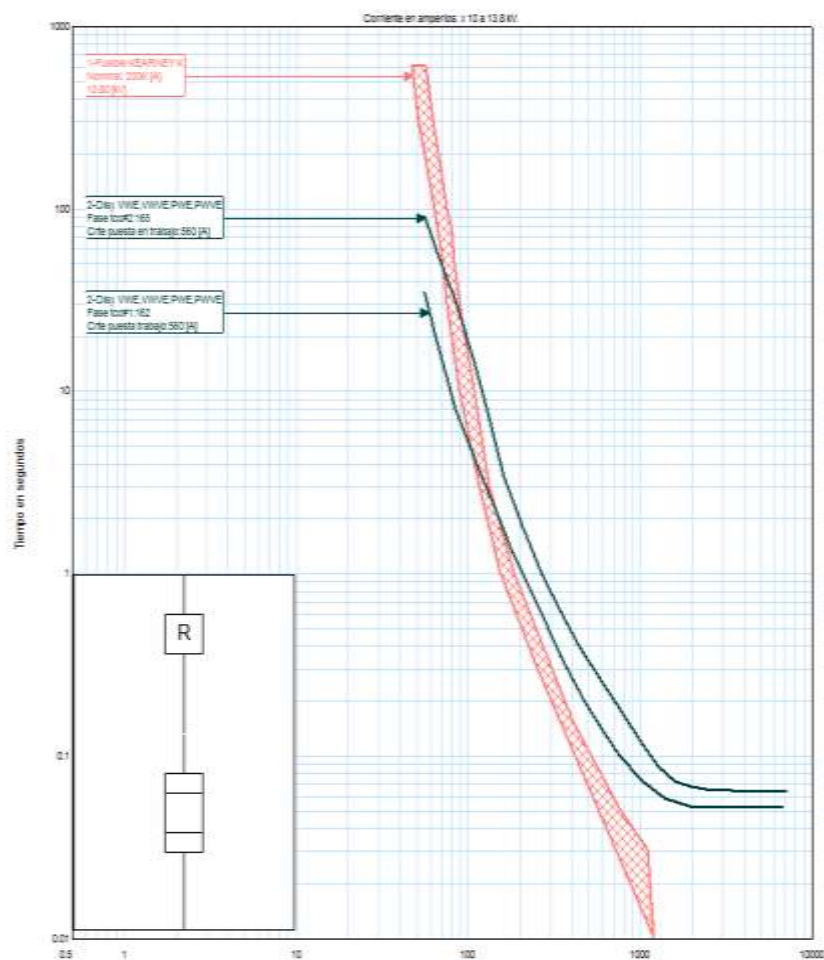


Figura 4.6 Curvas del reanclador de Belo Horizonte 3.

Normalmente la sensibilidad de fase de los reancladores detecta corrientes de falla a tierra cuando la corriente total de cualquier fase, es decir carga más falla, excede la corriente de disparo. Sin embargo, en ocasiones la corriente de disparo es relativamente alta y muchas fallas a tierra pueden pasar desapercibidas. Sobre todo cuando ocurren lejos de la subestación y su magnitud es limitada por la impedancia de la línea, resistencia de arco y resistencia de tierra.

Para garantizar la sensibilidad ante corrientes de falla a tierra de valores bajos se emplea la corriente residual de los CT's, que no es otra cosa que la corriente de secuencia cero, que en caso de cortocircuito, sería la suma de corriente de falla a tierra y de corrientes de desbalance de las alimentadores trifásicas. Muchas empresas emplean una corriente para la función de tierra del 40 al 50% de la corriente de ajuste de fase. [6].

Se hará una selección de la I_{pickup} del 50% del ajuste de fase, es decir 280 [A]. Garantizando evitar operaciones innecesarias por desbalances o debido a operaciones de elementos aguas abajo (fusible). Para ello se elegirán las curvas 101 y 102.

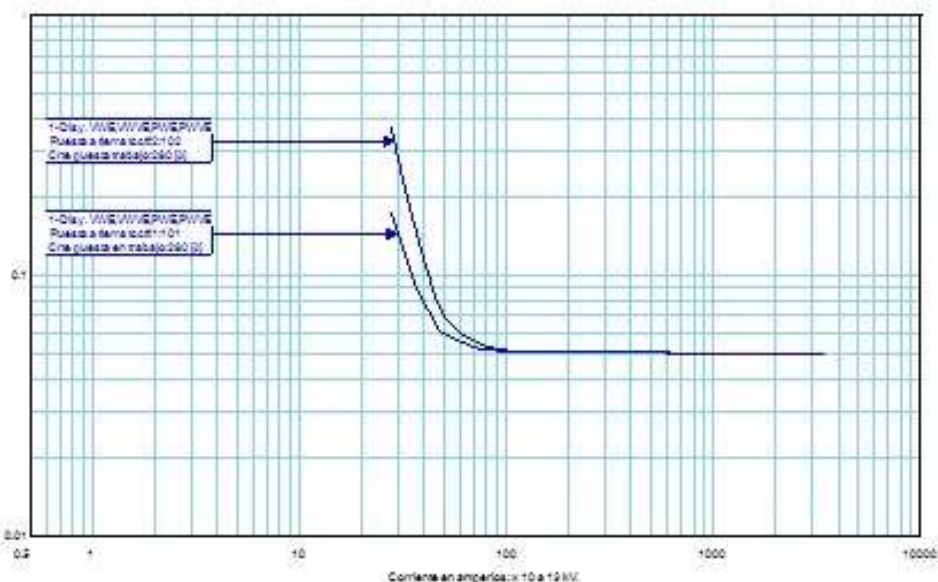


Figura 4. 7. Función de Tierra del reconectador.

4.3.3 Protección del Transformador.

4.3.3.1 Curva de daño del transformador.

El transformador de Belo Horizonte fue construido bajo el Std. C57.12. 2000 [13] y dentro de ésta es identificado como de categoría III, por ser de servicio trifásico y además tener 18 MVA de mínima capacidad (Ver Anexo 6),

En base a los datos observados en el Histórico de Fallas de las subestaciones de la ciudad de Guayaquil proporcionado por la EEPG (Ver Anexo 7), se ha considerado para la S/E Belo Horizonte que las fallas son infrecuentes, y por lo tanto, la curva tendrá su forma para esta característica.

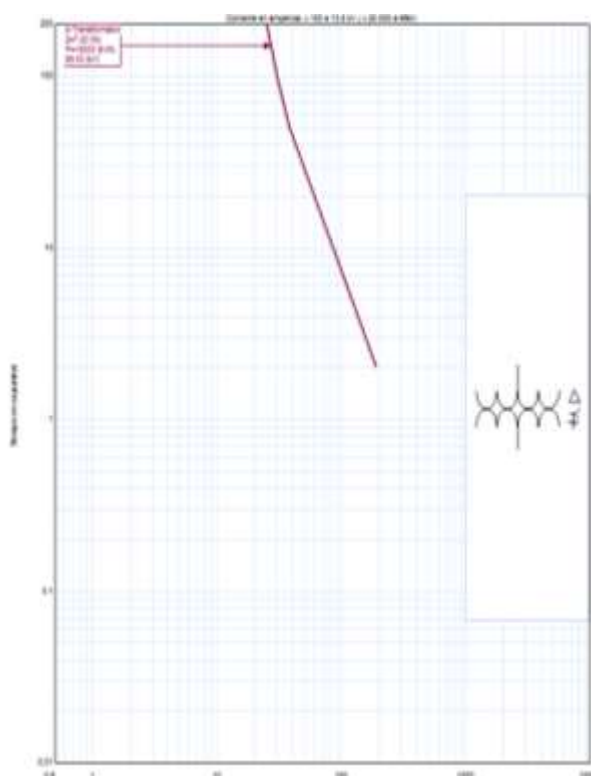


Figura 4.8 Curva de daño del transformador de la S/E Belo Horizonte.

Todas las coordinaciones quedarán a la izquierda de esta curva, para cumplir así el principal objetivo de la protección, que es salvaguardar el transformador.

4.3.3.2 Equipo de protección del transformador.

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé “TPU 2000 R” de la serie de ABB, el cual es un relé digital orientado para la administración y protección de transformadores.

Las funciones del relé aplicables para la protección son las siguientes:

Protección de fase

- Protección diferencial
- Con restricción de armónicos: 87T.
- Sin restricción de armónicos: 87H.
- Sobre-corriente temporizada: 51.
- Sobre-corriente temporizada de secuencia negativa: 46.
- Sobre-corriente Instantáneo: 50.

Protección de tierra

- Sobre-corriente temporizada: 51N y 51G.
- Sobre-corriente instantánea: 50N.

4.3.3.3 Esquema de protección del transformador.

La protección del transformador se puede ver con detalle en el siguiente esquema simplificado de la protección general de la S/E Belo Horizonte.

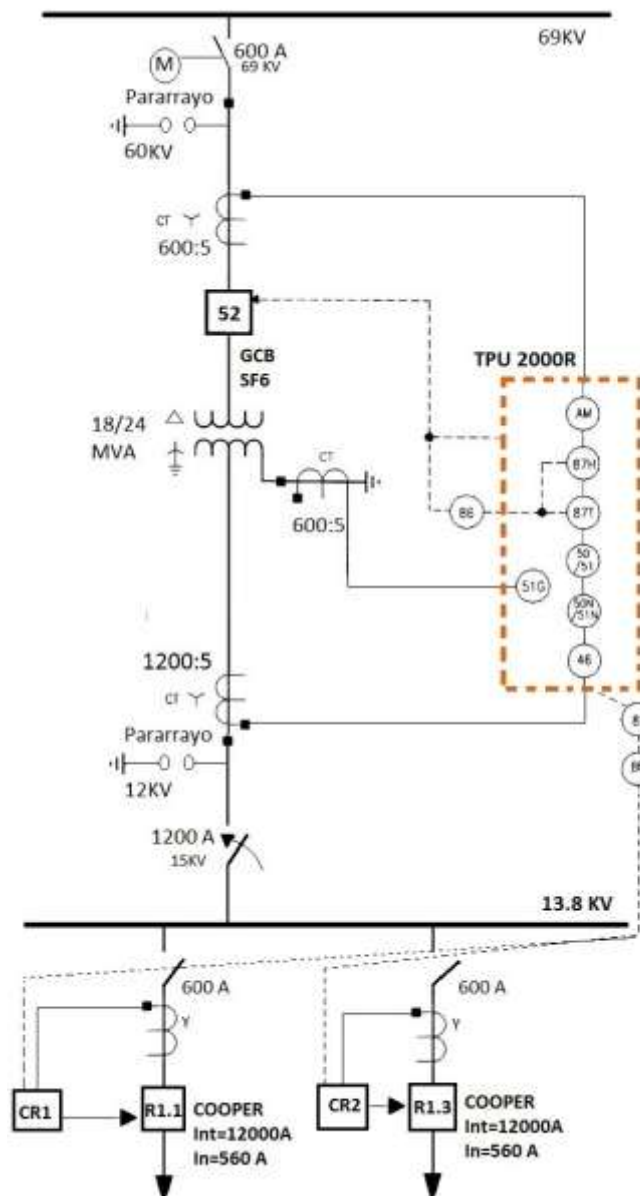


Figura 4.9 Esquema simplificado de protección de la S/E.

La conexión del TPU 2000R tiene una configuración $\Delta Yn1$, la cual es mostrada en el esquema de la Figura 4.9, con sus respectivas corrientes.

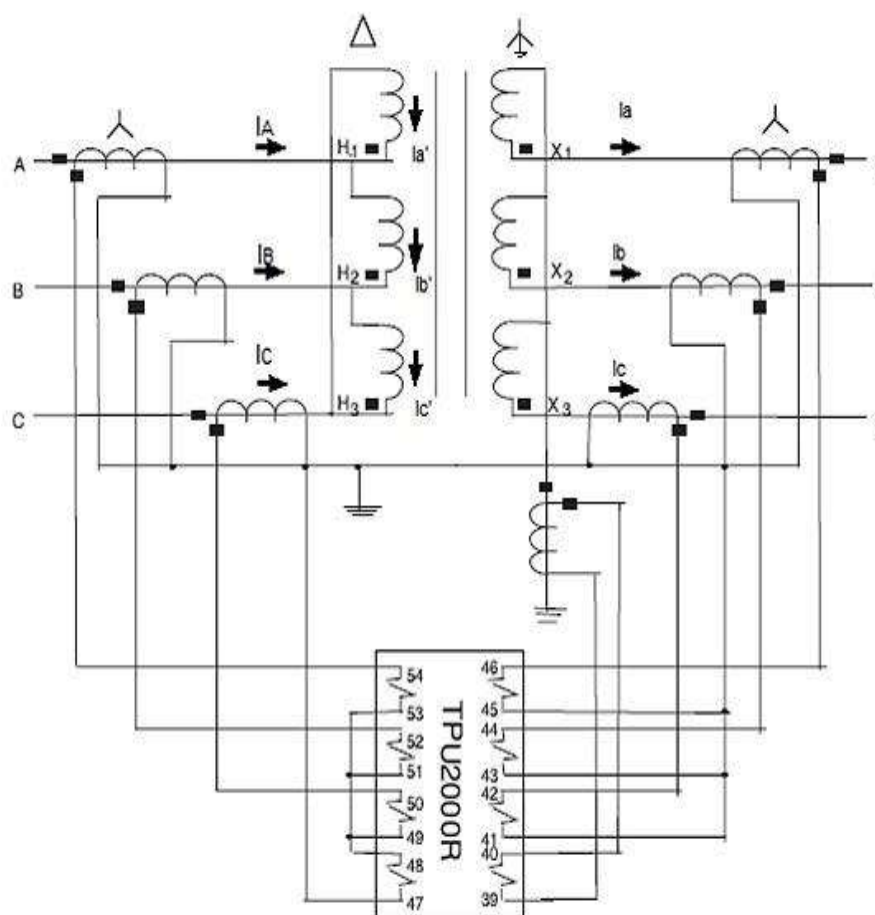


Figura 4.10 Esquema de conexiones del TPU 2000 R.

4.3.3.4 Protección diferencial 87.

Los relés han cambiado sustancialmente desde sus primeras aplicaciones hasta la actualidad a la par de la tecnología.

Los relés digitales, como también se los conoce, han simplificado la instalación de las protecciones, incluyendo la protección diferencial del transformador. Sin embargo aún existen inconvenientes que se pueden resolver sólo con la experiencia y el conocimiento de un ingeniero.

Los relés modernos no requieren que la compensación de ángulos debido a la conexión del transformador de potencia se corrija mediante una conexión adecuada de los transformadores de corriente, sino que en su lugar, una vez que se identifique el ángulo de desfase entre el lado de alta y baja tensión, dentro del relé diferencial se realizará la compensación, de modo que es independiente de la conexión del CT. Por sencillez, el CT generalmente se conecta en estrella en ambos lados.

La selección de la pendiente y los ajustes para la protección diferencial dependen del análisis de los errores de ángulo, errores de los instrumentos de medición, el Índice de Distorsión Armónica o THD por sus siglas en inglés, operaciones en el transformador como cambios de TAPs o funcionamiento en vacío; factores que serán analizados a continuación para el ajuste de la protección 87T del relé TPU2000R de la subestación Belo Horizonte.

El relé diferencial posee un disparo instantáneo que al detectar que la corriente diferencial es mayor que un porcentaje de la corriente de

restricción, manda a los interruptores a abrir los contactos. Si la falla es externa, teóricamente, las corrientes por unidad del relé serían las mismas y el relé no opera, como se observa en la siguiente figura.

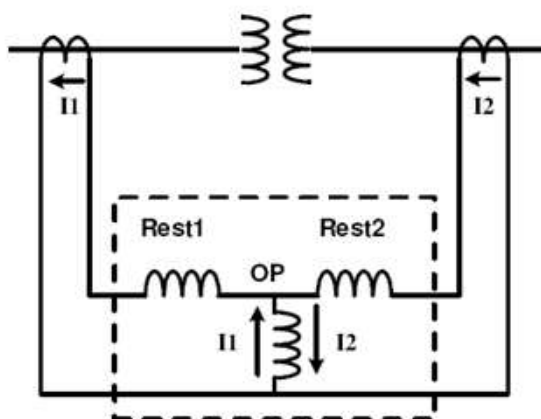


Figura 4.11 Corrientes del relé diferencial para fallas pasantes.

En un relé moderno no hay sobre-corriente para operar la bobina como es el caso de la Figura 4.10 de un relé tradicional, sino que en su lugar calcula la corriente de operación como la suma fasorial de las corrientes de restricción como factor del TAP.

Para que opere el relé, la corriente diferencial debe ser mayor que la mínima corriente de puesta en trabajo o 'pick-up'.

De manera general la curva característica de operación es la mostrada en la Figura 4.11 a continuación.

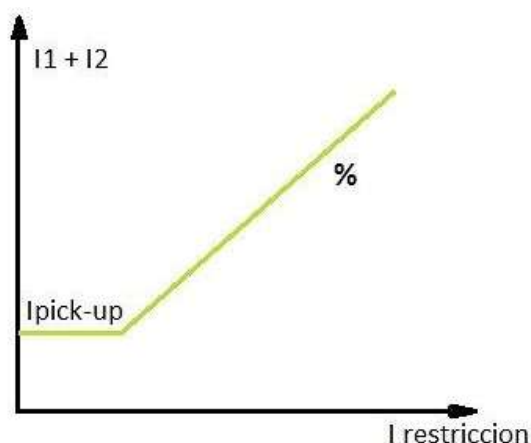


Figura 4.12 Curva clásica de operación de un relé diferencial

4.3.3.4.1 Descripción de la función 87T.

Para esta función el relé TPU2000R puede utilizar las siguientes curvas:

- Operación HU30 y 35%
- Operación con pendientes variables de 15%, 25% y 40%
- Operación de pendiente % ajustable con pasos de 5%.

Por simplificación se escogió la opción de pendiente % ajustable. El punto de operación se alcanza cuando la diferencia entre las dos corrientes de restricción, expresada como porcentaje de la menor corriente de restricción, excede el ajuste de la pendiente de %.

La lógica de la operación se muestra en el diagrama de la Figura 4.12 y la característica de pendiente ajustable se presenta en la figura 4.13.

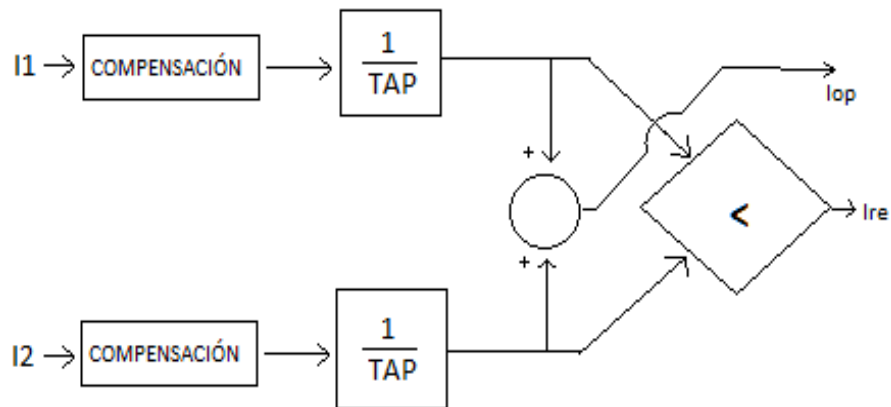


Figura 4.13 Diagrama de Flujo de operación de la Función 87T del Relé TPU2000R para porcentaje ajustable.

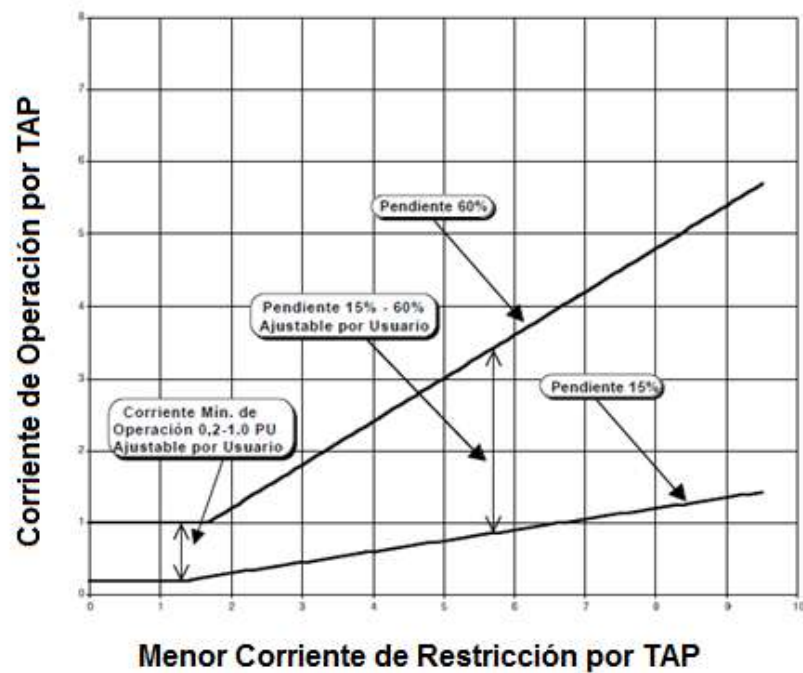


Figura 4.14 Característica pendiente % ajustable de la protección diferencial del relé TPU 2000R.

4.3.3.4.2 Ajuste del 87T.

El relé TPU2000R recibe la señal de dos transformadores de corriente, que tanto en alta como en baja tensión, por simplicidad y estandarización, están conectados en estrella, tal como se presentó en el esquema de la Figura 4.9.

Para efectuar los ajustes del relé, el primer paso es determinar el desfase que existe entre las corrientes de alto y bajo voltaje del transformador de potencia, para lo cual se debe realizar un diagrama fasorial como el mostrado a continuación en la Figura 4.14.

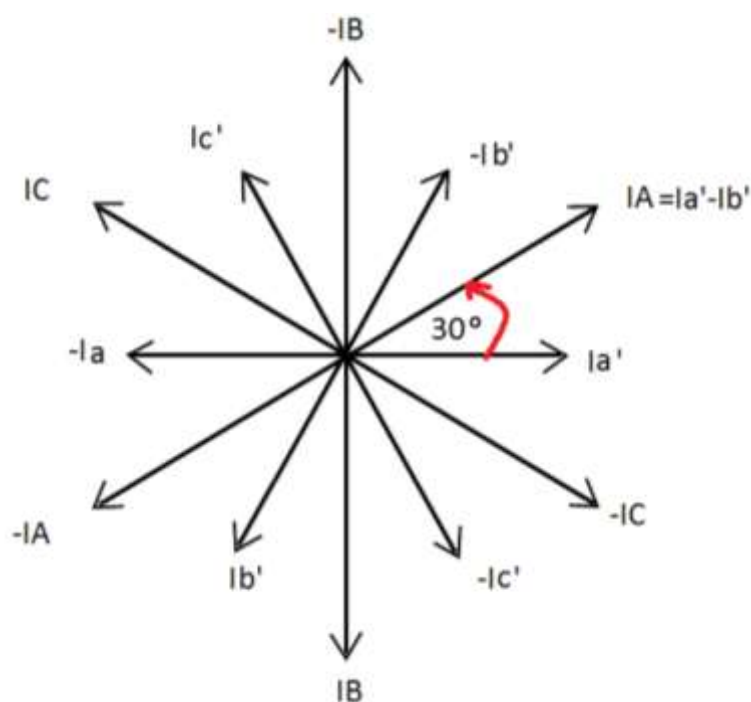


Figura 4.15 Diagrama fasorial de las corrientes del primario y secundario del transformador

En el diagrama se observan las corrientes del primario con respecto a las corrientes del secundario, y se puede notar que la corriente del primario adelanta en 30 grados a la del secundario.

El siguiente paso es calcular las máximas corrientes de carga considerando una sobrecarga de 25% en el lado de alta (I_H) y el lado de baja (I_L) del transformador de potencia:

$$I_h = \frac{\text{KVA(FA)}}{\sqrt{3} \text{KVh}} 1.25 = \frac{24000}{\sqrt{3} 69} = 251,02[\text{A}] \quad (4.1)$$

$$I_l = \frac{\text{KVA(FA)}}{\sqrt{3} \text{KVI}} 1.25 = \frac{24000}{\sqrt{3} 13.8} = 1255,1094[\text{A}] \quad (4.2)$$

Luego es necesario determinar las corrientes máximas de fallas pasantes en ambos lados del transformador.

Según el Std. C37.110-1998 [10] el CT debe elegirse tal que la corriente en el secundario no exceda 20 veces la corriente nominal bajo las condiciones de máxima falla simétrica en el primario.

El peor escenario de falla es una que ocurra justamente en la ubicación del CT, como la mostrada a continuación en la Figura 4.13.

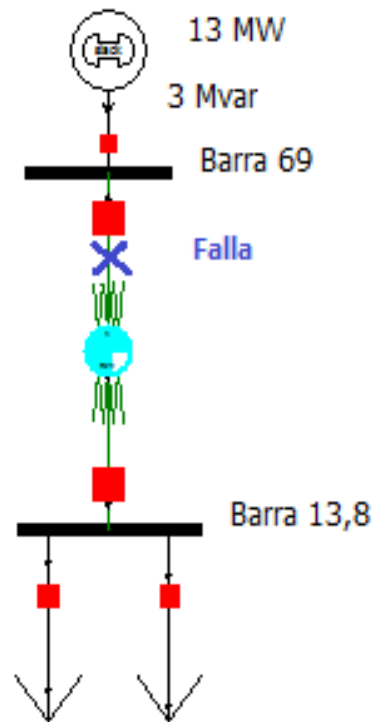


Figura 4.16 Lugar de falla que provoca la máxima corriente de falla pasante por los CTs.

Sin embargo, por su poca probabilidad de ocurrencia, se considera:

- Para el lado de 13,8 KV, una falla de línea a neutro cuyo valor es $I_{LF}=9481,68$ [A].
- Para el lado de 69KV, la falla máxima pasante corresponde a una falla trifásica que ocurra en la barra de 13.8KV y tiene un valor de $I_{HF}=1817,39$ [A].

El transformador de corriente se escoge de manera que es necesario aproximar la corriente en su secundario cercana a 5 A con corriente de carga máxima, manteniendo la corriente de falla pasante menor a 100 A en el secundario para evitar que el burden del circuito de protección, cuando circula a través de esta una corriente muy grande, produzca una diferencia de potencial tan grande que sature al CT.

Con ese antecedente, se ha escogido un transformador de corriente de 1200:5 en el lado de baja y de 600:5 en el lado de alta del transformador de potencia. Así, la corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT es:

$$I_{hs}=251,02*\frac{5}{600}=2,0917 \text{ [A]} \quad (4.3)$$

$$I_{ls}=1255,1094*\frac{5}{1200}=5,2296 \text{ [A]} \quad (4.4)$$

Conociendo la conexión de los secundarios del transformador de corriente, se debe ahora calcular las corrientes que van hacia el relé en el lado de alta y baja.

Como ambos secundarios están conectados en estrella, no es necesario modificar la magnitud de las corrientes.

Es necesario determinar las corrientes de restricción usadas en el relé luego de la compensación interna de fase programada. De este modo, la corriente de restricción se calcula de la siguiente manera:

$$I_{hr} = I_{hs} * fac = 2,0917 * 1 = 2,0917 \quad (4.5)$$

$$I_{lr} = I_{ls} * fac = 5,2296 * \sqrt{3} = 9,0580 \quad (4.6)$$

Con estos valores se debe escoger los ajustes del TAP del lado de alta y baja que poseen pasos de 0,1A por lo que se seleccionan $T_H=2,1A$ y $T_L=9,1A$, respectivamente.

El porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP para la corriente nominal se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$M = \frac{100 \left(\frac{I_H}{I_L} - \frac{T_H}{T_L} \right)}{\frac{I_H}{I_L}} = \frac{100 \left(\frac{2,0917}{9,0580} - \frac{2,1}{9,1} \right)}{\left(\frac{2,0917}{9,0580} \right)} = 0,0666\% \quad (4.7)$$

El modo de restricción armónica para el bloqueo de disparos por corriente de irrupción del transformador, se selecciona todas las armónicas a un 15% mínimo valor del relé según el manual.

La elección de 'todas las armónicas' es un escenario bastante extremo, por lo que ofrece mayor seguridad.

La pendiente de la curva característica del relé sirve para evitar que opere debido a desajustes de los transformadores de corriente, intercambiadores de TAPS y problemas de armónicos, estos últimos afectan poco ya que se trata de un transformador conectado en delta. En otras palabras, la pendiente representa la suma de todos estos errores.

El transformador, en su placa, tiene especificado la norma de construcción. A pesar de ser marca europea (SIEMENS), el transformador de la subestación Belo Horizonte, como ya se mencionó, fue constituido bajo la norma ANSI C57.12.2000 [13] Considerando esto se conoce que el CT colocado en el neutro, es de clase de precisión C400.

La clase de precisión, define las condiciones que un transformador de corriente debe cumplir cuando funciona conectado a relés de corriente, a fin de que desempeñe con seguridad sus funciones de protección.

La clase de protección se asocia a una carga de norma y se define como la tensión en voltios que aparece en las terminales del secundario cuando circula por la carga una corriente igual a 20 veces la corriente nominal sin introducir un error mayor del 10%. Para transformadores con una corriente nominal de 5 amperios, la clase de protección se define para una corriente secundaria de 100 amperios.

A continuación se presenta una tabla de distintas clases de precisión para CT's.

Corriente secundaria a 100 amperios, 60 Clase de Precisión para Protección Norma ANSI C57.13 [14]			
Clase de Protección	Carga	Impedancia	Tensión VS
C-10	B0.1	0.1 ohmios	10 voltios
C-20	B.02	0.2 ohmios	20 voltios
C-50	B.05	0.5 ohmios	50 voltios
C-100	B1.0	1.0 ohmios	100 voltios
C-200	B2.0	2.0 ohmios	200 voltios
C-400	B4.0	4.0 ohmios	400 voltios
C-800	B8.0	8.0 ohmios	800 voltios

Tabla 4.4 Clases de precisión de los CTs, norma ANSI C57.13.

Un transformador de Corriente de clase "C400", indica que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria ($5 \times 20 = 100$ A), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

Por lo tanto, sumando este 10% debido a error del CT, el 10% de las tomas del transformador de potencia y por ser un relé numérico el 0.066% del error intrínseco en la selección del TAP no se considera, se tiene finalmente un valor de 20 % de pendiente

Sin embargo, el Std.C37.91-2008 [9], recomienda dejar un margen sobre el valor calculado, por lo que la pendiente se seleccionó en un valor del 30%.

Esto se representa de forma gráfica en la figura 4.16.

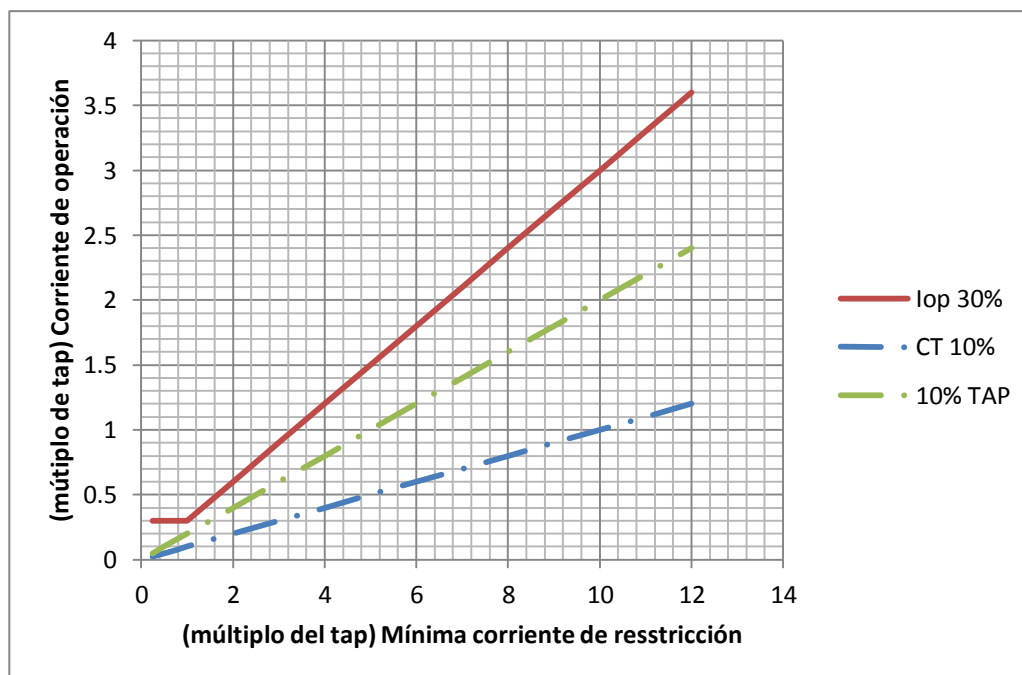


Figura 4.17 Corriente de operación del relé diferencial.

4.3.3.4.3 Descripción de la función 87H.

El 87H es un diferencial instantáneo sin restricción de armónico en el lado de alta tensión, que tiene por objeto evitar que dispare el relé por una corriente inrush cuando se energiza el transformador.

4.3.3.4.4 Ajuste del 87H.

Según la norma ANSI IEEE para transformadores de 18 a 24 MVA la corriente de inrush está entre 5 a 7 veces mayor que la corriente nominal, como se muestra en la Figura 4.17.

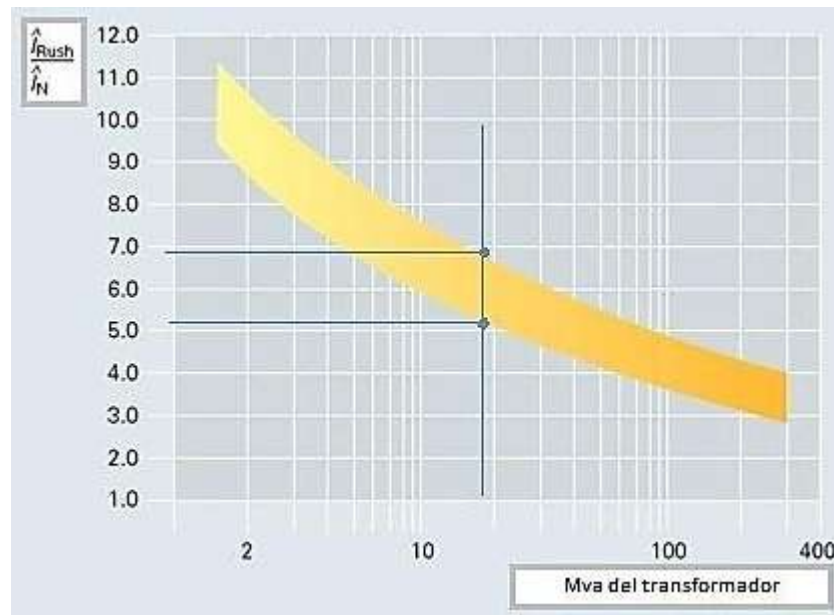


Figura 4.18 Rango de corriente de Irrupción del transformador.

Se recomienda escoger un valor mayor a este, por lo tanto se considerara la de corriente de irrupción del transformador como 8 veces la corriente con auto-enfriamiento OA.

La corriente secundaria del lado de 69 KV en su capacidad OA es:

$$I = \frac{18000}{\sqrt{3} \cdot 69 \cdot 120} = 1.26 \text{ [A]} \quad (4.8)$$

$$AJ.87H = 1.26 \cdot \frac{8}{TAP} = 1.26 \cdot \frac{8}{2.1} = 4.8 \quad (4.9)$$

4.3.3.4.5 Resumen del ajuste del 87.

En esta sección se realiza el resumen de los ajustes de la protección diferencial por medio de la Tabla 4.6.

Relé ABB TPU 2000R	
Transformador 18/24 MVA	
Alta Tensión	
Conexión en Alta	Delta
Corriente nominal en alta	200,8175 [A]
Corriente con sobrecarga 25%	251,02 [A]
Relación de CT	600:5
Corriente en secundario CT	2,0917 [A]
Corriente pickup alta (TAP)	2,1 [A]
Baja Tensión	
Conexión en Baja	Y aterrizado
Corriente nominal en baja	1004,0874 [A]
Corriente con sobrecarga 25%	1255,11 [A]
Relación de CT	1200:5
Corriente en secundario CT	9,0588 [A]
Corriente pickup baja (TAP)	9,1 [A]
Error	
Error por TAP	10%
Error por CT	10%
Ajuste	
Pickup mínimo	0,3 [A]
Pendiente	30%
Restricción de armónica	15%
Ajuste del 87H	4.8

Tabla 4.5 Resumen de la protección diferencial.

4.3.3.5 Protección de sobrecorriente.

4.3.3.5.1 Descripción de las protecciones.

La función de la protección de sobrecorriente consiste en proteger al transformador contra corrientes de nivel de falla. Se utiliza una curva ANSI de tiempo inverso para las funciones 51-P y 51-G y se gradúa la corriente del 50-P para coordinar con el fusible 200E. El interruptor es disparado en base a un retardo de tiempo programable al exceder un tiempo de ajuste mínimo.

4.3.3.5.2 Ajuste de la función 51-P.

La ecuación de la curva de sobrecorriente es una curva ANSI definida de acuerdo a los requerimientos de tiempo de operación. Es necesario seleccionar la corriente de ajuste en ambos lados del transformador de corriente.

$$I = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 69 \cdot 120} = 1,68 \text{ [A]} \quad (4.10)$$

$$I = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 240} = 4,17 \text{ [A]} \quad (4.11)$$

Asegurando una sobrecarga máxima del 30% en el transformador sin que se afecte su tiempo de vida útil, el ajuste se debe hacer en 2,2 [A] para el 51-P-1 (alta tensión) y 5,4 [A] para el 51-P-2 (baja tensión). Se selecciona la curva

del tipo Extremadamente Inversa porque el objetivo primario es ajustarlo con la curva lenta del reconectador (Ver Anexo 5).

El ajuste del dial del tiempo (TD) se hace en 1,9 tanto para el lado de baja como para el lado de alta tensión de manera que se cumpla que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del fusible 200 E, y que el intervalo de coordinación entre los relés sea de por lo menos 0,2 [s]. Se selecciona el mismo tiempo para el relé en el lado de alta y en el lado de baja, ya que ambos actúan sobre el mismo elemento de interrupción, el GCB, por lo tanto decimos que la protección de sobrecorriente en alta no es respaldo de la de baja tensión.

Es importante mencionar que dicho fusible, 200 E, es un elemento redundante, pues la S/E Belo Horizonte dispone de un GCB en SF6 que ofrece una mejor protección, sin embargo, ha sido posible realizar la coordinación incluyendo a este elemento.

4.3.3.5.3 Ajuste de la función 50-P.

Para lograr coordinar el relé con el fusible se ajusta el 50-P-1. El ajuste se lo hace eligiendo un múltiplo del valor seleccionado en las funciones 51-P-1.

Para el lado de alta tensión se escoge una corriente del 125% al 200% de la corriente máxima de falla del lado del secundario, como aconseja la norma C37.91. 2008 [9].

Se optó por una corriente equivalente al 150% para que la curva del relé no se cruce con la curva del fusible 200E cuyo valor es 2824,2 [A], y el múltiplo equivalente seleccionado es de 10,8 operando en 0,01 [s].

Para el lado de baja se utilizó el mismo criterio que aconseja la norma, de modo que la corriente instantánea de operación sea 150% la corriente máxima de falla 13996[A] con lo que el valor elegido para el relé es de 10.7, como la operación del instantáneo no debe ser menor al tiempo de operación de los reconectores, se coloca un tiempo de operación de 0.1 [s].

La curva de tiempo inverso de la protección de sobrecorriente se puede ver en la Figura 4.18. Ambas curvas, roja y verde, que corresponden a la protección de alta y baja tensión respectivamente, se encuentran en la misma posición por el hecho ya mencionado de ordenar la apertura del mismo elemento (GCB) en ambos casos.

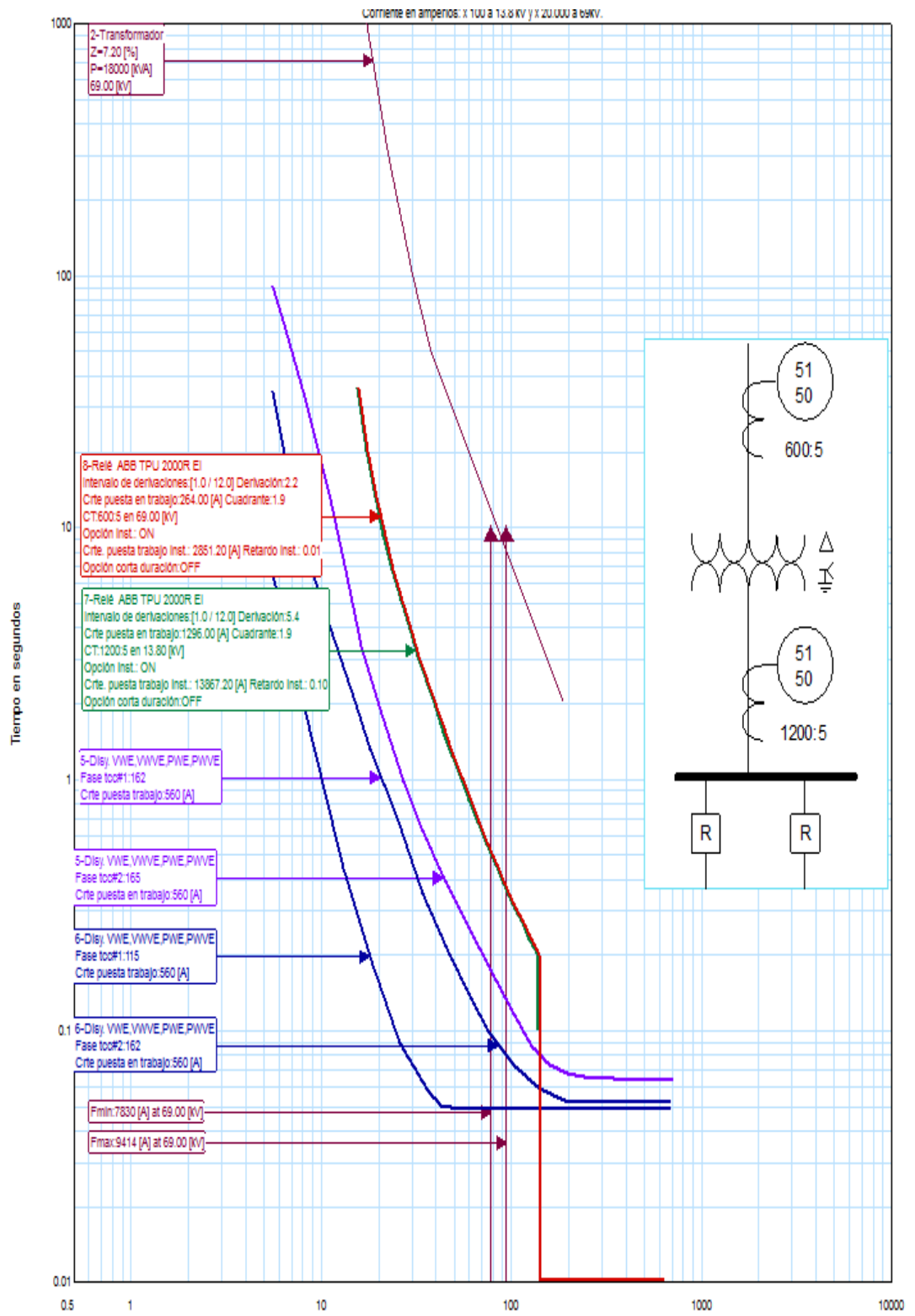


Figura 4.19 Protección de sobre-corriente del transformador.

4.3.3.5.4 Ajuste de la función 51-G-2.

El ajuste del TAP del 51G se lo hace según la norma C37.91.2008 [9] que indica que debe ser 10% de la corriente de plena carga.

Si se tiene el transformador de corriente en el neutro del transformador a 600:5, el ajuste del 51-G-2 se hace en un valor de 1, mínimo TAP del relé, que equivale a 120 [A] el más cercano a lo indicado en la norma. Se escoge una curva extremadamente inversa y TD=1,5 para que su operación sea rápida y que coordine además con la función de tierra del reconnector.

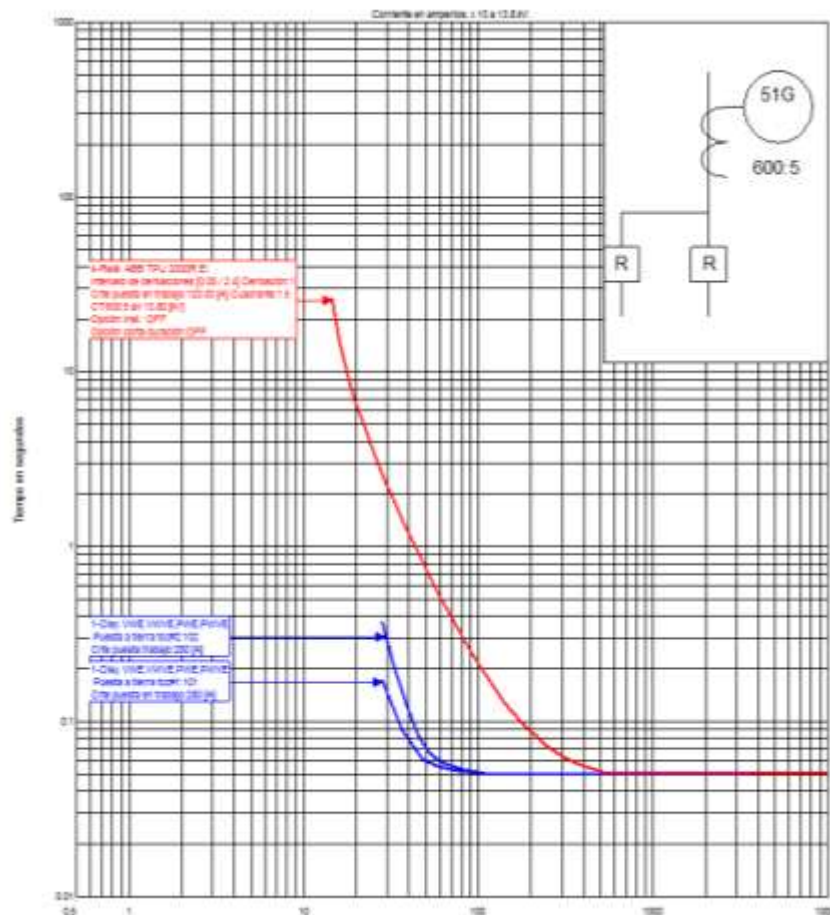


Figura 4.20 Ajuste de la función 51-G-2.

4.3.3.5.5 Ajuste de la función 46.

La función de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa sirve para protección del transformador contra fallas de fase a fase. Sin embargo, esta protección también detecta desbalances grandes en el sistema de distribución ya que la corriente de secuencia negativa se calcula como:

$$I_2 = \frac{Ia+a^2Ib+aIc}{3} \quad (4.12)$$

El ajuste de esta protección puede hacerse menor que las corrientes de carga pues la corriente de secuencia negativa suele tener un valor pequeño. La norma C37.91.2008 [9] aconseja tomar un 58% de la corriente máxima de carga porque en las fallas de línea a línea, la corriente de secuencia negativa es el 58% la corriente de la línea.

Las corrientes secundarias del lado de 69 y 13,8 KV son respectivamente:

$$I = \frac{24000}{69 \cdot 120 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,58 = 0,9706 \text{ [A]} \quad (4.13)$$

$$I = \frac{24000}{13,8 \cdot 240 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,58 = 2,43 \text{ [A]} \quad (4.14)$$

La corriente de arranque de la protección 46-1 se hace en 1[A] mientras que la protección 46-2 se hace en 2,4 [A]. Se escogen las curvas de tiempo del tipo inversa con un TD=2 para el lado de alta y TD=1,3 para el lado de baja siguiendo el criterio de sensibilidad.

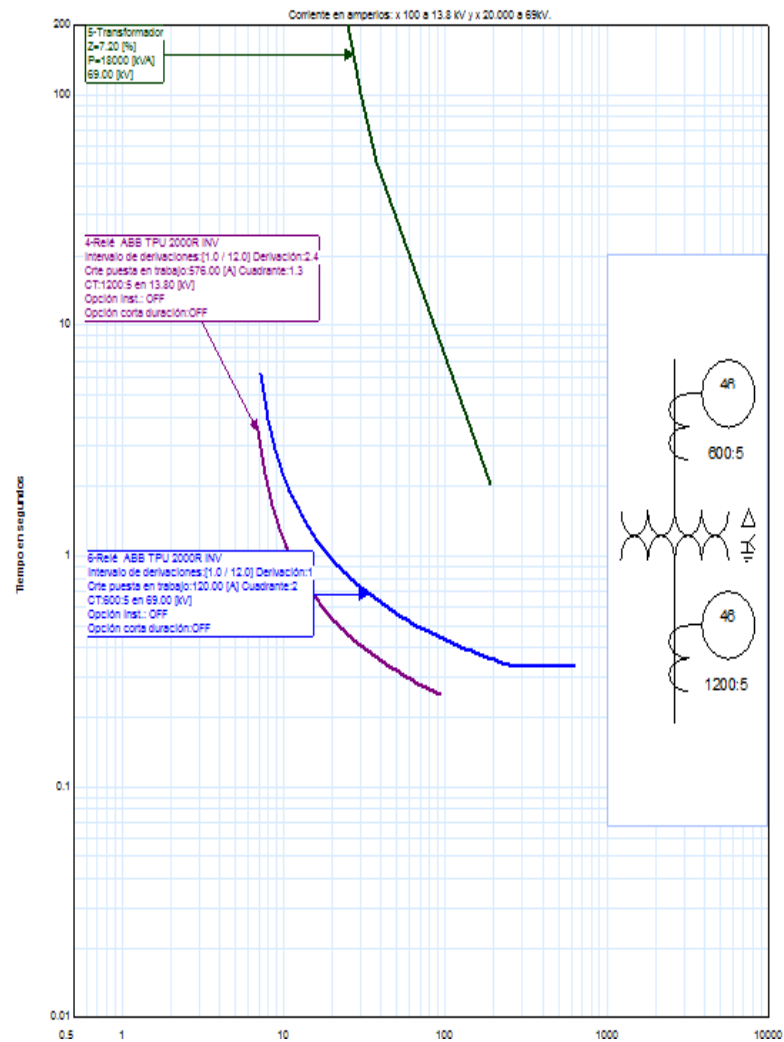


Figura 4.21 Ajuste de la función 46.

4.3.3.5.6 Ajuste del Relé 81.

El relé de frecuencia es un CIRCUIT SHIELD de dos ajustes de baja frecuencia y sirve para hacer rechazo de carga. El relé opera cuando se observa TD+3 ciclos con frecuencia menor a la ajustada.

El tiempo de operación se lo ajusta para 0,2 [s], para una baja frecuencia el TD se ajusta en 9 y la frecuencia en 59 [Hz].

4.4 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN.

La Figura 4.21 muestra los resultados de la coordinación de la Protecciones en la alimentadora Belo Horizonte 1:

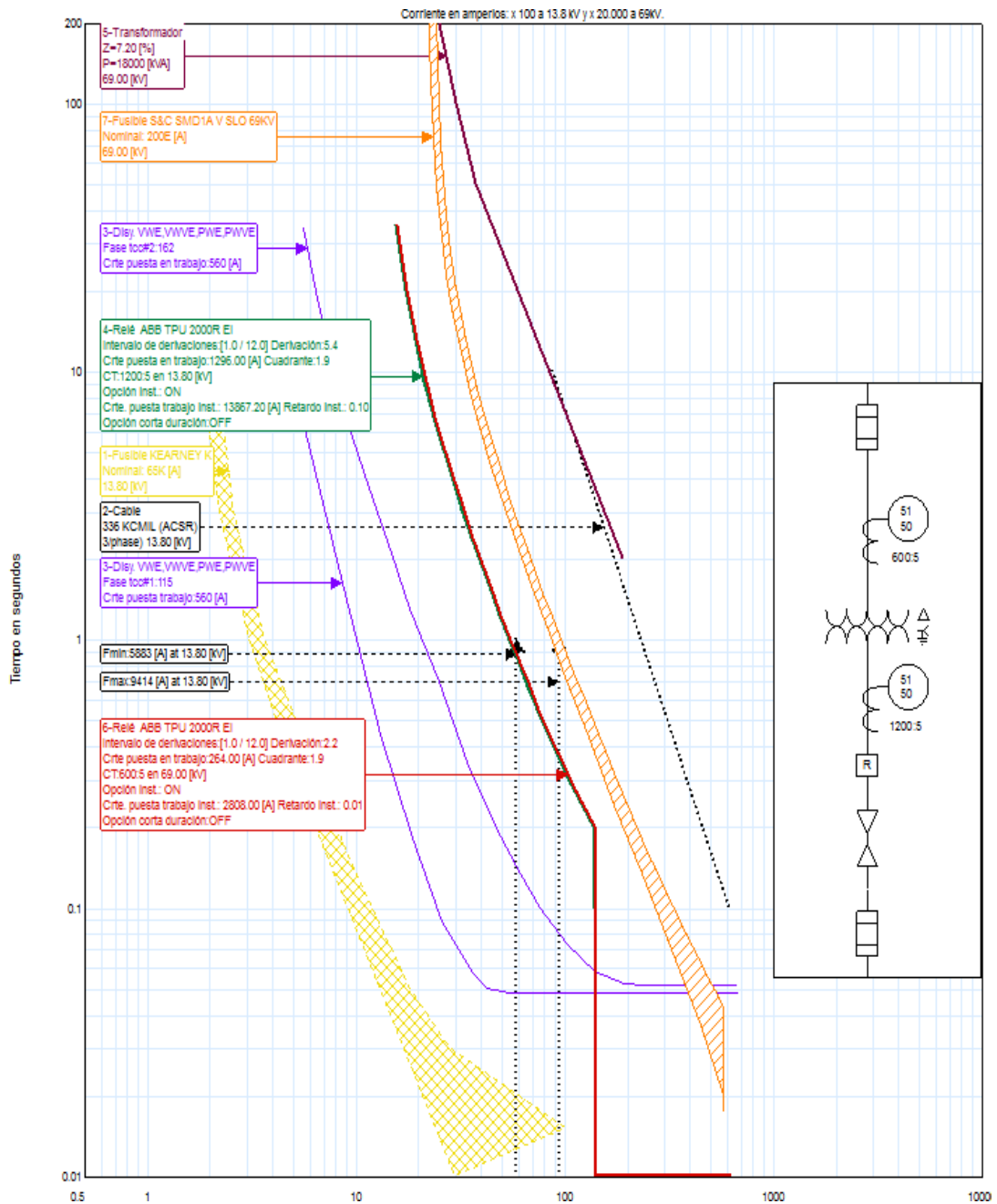


Figura 4.22 Curvas de protección en la alimentadora Belo Horizonte 1.

Se puede observar que para cualquier falla en uno de los ramales o transformadores, primero operan los respectivos fusibles, así, la sección fuera de servicio, debido a una contingencia, es la menor posible.

Los reconectores operan únicamente cuando se trata de una falla en la alimentadora o como respaldo de algún fusible.

Para cualquier corriente de falla la curva rápida y lenta del reconector se encuentra por debajo de la curva de daño del conductor de la troncal, garantizando este elemento del sistema, además del transformador.

La curva de la función 51 del relé TPU 2000R está por debajo de la curva del fusible 200E para fallas en el lado del secundario. Se observa la protección instantánea del transformador colocada en 2824 [A] del lado de 69 [KV] que equivalen a 14120 [A] del lado de 13.8 [KV].

La figura 4.20 muestra los resultados de la Coordinación de la Protecciones en la alimentadora Belo Horizonte 3, donde se pueden observar las curvas de los fusibles en los distintos puntos de la alimentadora, así como también se nota que para una corriente máxima de falla en el punto de aplicación del fusible de 200 K, cuyo valor es de 7578 [A], éste operará antes que la curva del reconector.

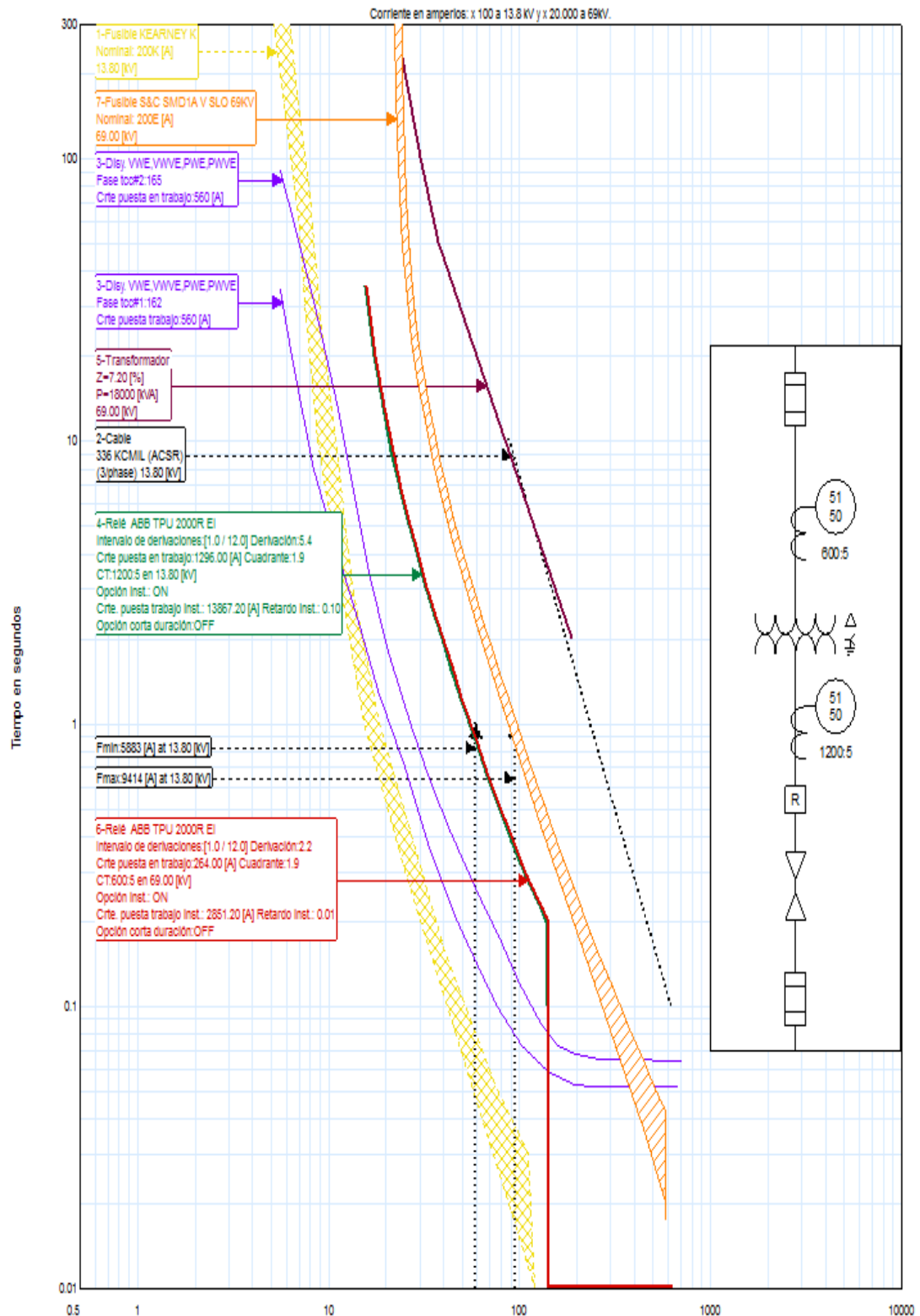


Figura 4.23 Curvas de protección en la alimentadora Belo Horizonte 3.

La protección del reconectador está en todas sus operaciones por debajo de la curva de daño del conductor de la troncal.

Se puede observar que la curva de la función 51 del relé TPU 2000R está por debajo de la curva del fusible 200E, para fallas en el lado del secundario. El fusible 200 E es una protección redundante y debería de ser puenteado. Se aprecia la protección instantánea colocada en 14120 [A].

4.5 RESUMEN DE AJUSTES.

El ajuste de la protección de sobrecorriente en las líneas se incluye en la siguiente tabla:

Tipo	KV LL	I base	CT	CT FA C	FAC	I aj. sec	I aj. prim	T coor (s)	Tipo Curva	TD
87-T	-	251,02	600:5	120	1	2,1	252	-	INST	-
		1255,1	1200:5	240	1,73	9,1	2184			
87-H	-	150,8	600:5	120	8	10,1	1206	-	-	-
51-P-1	69	200,8	600:5	120	1,3	2,2	264	0,37	E.I.	1,9
51-P-2	13,8	1004,1	1200:5	240	1,3	5,4	1296	0,37	E.I.	1,9
50-P-1	69	200,8	600:5	120	10,8	23,76	2851	0,1	INST	-
50-P-2	13,8	1004,1	1200:5	240	10,7	57,78	13867	0,1	INST	-
51-G-2	13,8	1004,1	600:5	120	0,1	1	120	0,05	E.I.	1,5
46-1	69	200,8	600:5	120	0,58	1	120	0,43	INV	2
46-2	13,8	1004,1	1200:5	240	0,58	2,4	576	0,23	INV	1,3
REC1-R	13,8	350	1000:5	200	1	1,6	560	0,05	115	1
REC1-L	13,8	350	1000:5	200	1	1,6	560	0,08	162	1
REC3-R	13,8	350	1000:5	200	1	1,6	560	0,08	162	1
REC3-L	13,8	350	1000:5	200	1	1,6	560	0,13	165	1

81	59 Hz
----	-------

Tabla 4.6 Resumen de ajustes.

4.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- El reconectador VWE no se pudo coordinar con los fusibles de la red de distribución como se recomienda en [5], donde se sugiere una operación rápida, seguida de la curva del fusible y finalmente una operación lenta. En su lugar fue ajustado de manera que la sección fuera de servicio sea reducida a la mínima posible. Así, el área de protección de los reconectores no incluye a los distintos ramales de la alimentadora.
- La capacidad de interrupción del reconectador COOPER VWE es de 12 [KA], lo cual cumple con los 10826 [A] calculados a partir de la corriente de falla, considerando su relación $X/R=9.7358$ y el respectivo factor multiplicador de 1.15. (Ver Anexo 4).
- En caso de nuevas subestaciones, se recomienda que al solicitar la construcción transformadores de potencia, se pidan con dos transformadores en el neutro para poder adquirir relés que posean la función 87-N.
- La Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil posee posiblemente en todas sus subestaciones el ajuste de la frecuencia en 54 Hz. Para casos críticos, por ejemplo, que la frecuencia sea baje a un valor de 59 Hz, el relé 81 no va a operar. Por lo que se aconseja realizar de nuevo el ajuste

de esta protección en todas sus subestaciones siguiendo un estudio más detallado de la misma [8].

- El fusible 200E del lado de 69 [KV] es una protección redundante y debería de puentearse.

CONCLUSIONES

1. La potencia que consume la subestación Belo Horizonte desde la alimentadora CATEG 2 de salitral es de 13,371 MW y 7,353 MVAR para carga máxima sin sobrepasar el 85% de la capacidad nominal en OA manteniendo su regulación de voltaje dentro del 5%.
2. Teniendo una conexión Delta-Estrella aterrizada en el transformador, el valor de corriente más elevado para caso de fallas, obtenido mediante el análisis del flujo, fue el correspondiente a una falla trifásica en el lado primario y una falla de línea a tierra en el secundario.
3. La corriente de falla trifásica franca del lado de 69 [KV] para máxima generación cuyo valor es 12542 [A], sobrepasa los 12000 [A] de capacidad que dispone el CT del transformador, según el Standard C37.110-1998 [9].
4. La falla máxima en estado estable del lado secundario del reconector es de 9414 [A], mientras que la capacidad de interrupción para los

reconectores en el arranque de las alimentadoras es de 12 [KA], por lo que cumple con lo establecido en el Std. C37.13-1989 [7], donde se considera un factor de 1.15 por la corriente máxima de falla, es decir $1.15 \cdot 9414 = 10826$ A.

5. Debido a la sensibilidad de la carga ante interrupciones continuas, las curvas de los reconectores se colocaron por encima de la curva de los fusibles de los ramales. Esto hace que el área de protección de los reconectores no incluya estas derivaciones.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a la EEGG que para futuras subestaciones se considere la adquisición de transformadores con CTs adecuados.
2. Se recomienda también que al comprar transformadores de potencia, se solicite la disposición de dos CTs en el neutro de manera que esto permita el empleo de relés con la función 87-N.
3. Se aconseja realizar un adecuado estudio de rechazo de carga por baja frecuencia para el ajuste de la función 81.
4. El fusible 200E del lado de 69 [KV] es una protección redundante pues existe el GCB por lo tanto debería de puentearse.

ANEXOS

ANEXO 1

Histórico de carga de las alimentadoras de la subestación Belo

Horizonte

En este anexo se presentan extractos de los históricos de carga para Belo Horizonte 1 y Belo horizonte 3, para los cuales se tomó como muestra el mes de Junio del 2012. Estos datos fueron seleccionados en base a los KW máximos y mínimos de cada día.

BELO HORIZONTE 1

Fecha	Hora	KW sd del	KVAR sd del	KVAR sd rec	Fpot	Fpi
06/01/2012	7:15	2048,6084	0	737,4977	0,9409008	0,0781437
06/01/2012	15:30	3498,7800	106,898491	0,0185	0,9995336	0,2019772
06/02/2012	7:15	2186,6455	0	668,1517	0,9563504	0,086176
06/02/2012	21:00	3611,9700	0	404,5376	0,9937865	0,2177539
06/03/2012	7:15	2268,0637	0	614,3435	0,965218	0,0910172
06/03/2012	22:45	4083,6287	0	262,5765	0,9979392	0,2760248
06/04/2012	7:15	2173,7158	0	694,6453	0,9525441	0,0858419
06/04/2012	13:45	7764,5107	614,07782	0,0000	0,9968872	1
06/05/2012	7:00	2181,3677	0	714,4767	0,9503229	0,0868516
06/05/2012	22:15	3729,4004	0	405,8130	0,9941318	3078950,8
06/06/2012	7:15	2082,7981	0	687,0798	0,9496617	0,0792903
06/06/2012	0:00	3535,0188	0	360,8263	0,994831	0,2081367
06/07/2012	7:30	2015,7130	0	710,9023	0,9430675	0,0753071
06/07/2012	23:15	3383,782227	0	497,3488	0,9893703	0,1928195

06/08/2012	7:15	2009,6549	0	746,0090	0,9374914	0,0757482
06/08/2012	22:00	3221,454346	0	537,676819	0,9863558	0,1758331
06/09/2012	7:15	2076,375244	0	666,759216	0,952115	0,0783965
06/09/2012	22:45	3432,1665	0	428,0696	0,9923117	0,1971988
06/10/2012	7:15	2071,216064	0	663,613464	0,9523141	0,0779748
06/10/2012	22:30	3832,199951	0	302,34964	0,9969021	0,2435876
06/11/2012	7:30	1989,430756	0	661,501221	0,948918	0,0724543
06/11/2012	0:00	3522,156982	0	331,22348	0,9956074	0,2063028
06/12/2012	7:15	1972,023438	0	682,379822	0,9450222	0,0717801
06/12/2012	22:45	3518,250488	0	423,066772	0,9928475	0,2069913
06/13/2012	7:30	1940,561646	0	766,637085	0,9300527	0,0717635
06/13/2012	0:00	3241,946504	0	477,160095	0,9893412	0,1770008
06/14/2012	7:30	1870,646484	0	786,572144	0,9218236	0,0678815
06/14/2012	20:45	3009,184326	0	311,551483	0,9803317	0,1469119
06/15/2012	7:30	1948,921509	0	749,496826	0,9376231	0,0718634
06/15/2012	22:15	3285,252686	0	502,32608	0,9885113	2416500,3
06/16/2012	8:00	1957,718994	0	725,886108	0,9376231	0,0718634
06/16/2012	0:00	3102,895508	0	514,416382	0,9865345	0,1630698
06/17/2012	7:45	1924,380859	0	707,437073	0,9385874	0,0692941
06/17/2012	22:15	3593,911377	0	383,644073	0,9943506	0,2153374
06/18/2012	7:30	1968,442505	0	764,611816	0,9321475	0,0735089
06/18/2012	0:00	3213,081787	0	452,904327	0,9902113	0,1735608
06/19/2012	7:45	1830,831787	0	751,356934	0,9251249	0,0645595
06/19/2012	20:45	3195,537109	0	199,166412	0,9980633	0,16898
06/20/2012	7:30	1971,567261	0	743,887573	0,9356174	0,0731965
06/20/2012	20:45	3402,340088	0	230,857864	0,9977059	0,1916965
06/21/2012	7:15	1958,462524	0	717,544922	0,9389628	0,071713
06/21/2012	22:45	3570,489746	0	438,019073	0,992559	0,2133078
06/22/2012	4:15	1774,937378	2,104575	852,217041	0,9999993	0,0519315
06/22/2012	20:45	3492,55202	0	236,851732	0,997709	0,2019956
06/23/2012	7:45	2029,717651	0	755,306824	0,9372123	0,0773142
06/23/2012	0:00	3184,368164	0	544,615967	0,9856879	0,1720408
06/24/2012	8:00	1828,643799	0	778,362488	0,9201154	0,0651085
06/24/2012	22:45	2711,774414	0	440,212738	0,9870787	0,1244135
06/25/2012	7:15	1771,844482	0	613,098267	0,9450244	0,0579467
06/25/2012	23:00	3307,987002	0	495,683289	0,9889585	0,1844249
06/26/2012	7:45	1895,308716	0	785,235291	0,9238498	0,0693779
06/26/2012	22:15	3259,038086	0	560,855408	0,9855131	0,1802677
06/27/2012	7:45	1957,584839	0	727,665039	0,9373374	0,0718974

06/27/2012	20:45	3046,345459	0	308,414764	0,9949142	0,1545435
06/28/2012	7:15	1846,783325	0	833,539001	0,9114617	0,0676735
06/28/2012	21:45	3200,754395	0	546,084045	0,9857562	0,1737919
06/29/2012	7:15	1904,796265	0	796,03009	0,9226697	0,0702536
06/29/2012	22:00	3177,186768	0	511,068146	0,9873085	0,1707039
06/30/2012	7:00	1948,955688	0	710,948242	0,9394466	0,0709453
06/30/2012	18:45	2984,081787	0	263,348907	0,9961285	0,1479294

BELO HORIZONTE 3

Fecha	Hora	KW sd del	KVAR sd del	KVAR sd rec	Fpot	Fpi
06/01/2012	6:45	2543,0166	0	201,801025	0,9968662	0,2015124
06/01/2012	23:30	4798,46631	344,866455	0	0,9974273	0,7166705
06/02/2012	7:00	2344,7417	0	204,704422	0,9962107	0,1715397
06/02/2012	19:30	4950,68897	308,163147	0	0,9980683	0,7618823
06/03/2012	8:45	2970,3064	3,080916	15,863117	0,9999995	0,2731996
06/03/2012	22:15	5392,73633	648,134277	0	0,9928549	0,9135323
06/04/2012	7:00	2475,2322	80,139076	0	0,9994763	0,1899171
06/04/2012	22:30	5390,18262	941,412659	0	0,9850884	0,9271151
06/05/2012	7:00	2500,5544	0	255,71608	0,9948117	0,1956446
06/05/2012	23:00	5557,6743	780,322266	0	0,9902867	0,9753072
06/06/2012	7:00	2497,6951	0	166,447113	0,9977869	0,1940351
06/06/2012	22:30	5615,3291	873,01532	0	0,9881293	1
06/07/2012	6:45	2491,8408	0	244,119949	0,9952354	0,1941181
06/07/2012	22:00	5374,9028	659,547241	0	0,9925553	0,9080483
06/08/2012	7:00	2625,5608	224,37886	0	0,9963682	0,2150213
06/08/2012	22:15	4955,7446	729,316345	0	0,9893439	0,7769631
06/09/2012	6:45	2437,4099	0	141,821899	0,9983115	0,1845874
06/09/2012	22:15	4839,8516	169,490952	0	0,9993874	0,7262289
06/10/2012	7:00	2464,8281	0	181,742813	0,9972926	0,1891495
06/10/2012	22:15	5218,3433	340,011444	0	0,997884	0,8468028
06/11/2012	7:15	2282,8557	0,33239	275,381592	1	0,1613742
06/11/2012	21:45	5153,6167	786,028381	0	0,9885679	0,8415663
06/12/2012	7:00	2247,6499	0	307,419159	0,9907757	0,1593616
06/12/2012	22:15	5200,8130	525,927002	0	0,9949259	0,8461321
06/13/2012	7:00	2276,9624	0	309,28299	0,9909006	0,1635041
06/13/2012	22:30	4624,6938	691,566833	0	0,9890033	0,6770919

06/14/2012	7:00	2254,9524	5,489534	16,035419	0,999997	0,1574543
06/14/2012	22:30	4591,9067	917,695618	0	0,9806088	0,6790029
06/15/2012	7:00	2320,6523	0	290,708618	0,9922448	0,169379
06/15/2012	23:15	4492,1040	716,002197	0	0,9875342	0,6407261
06/16/2012	7:00	2163,3179	0,730721	324,031433	0,9999999	0,1449165
06/16/2012	0:00	4502,8286	547,530212	0	0,9926881	0,6371216
06/17/2012	7:00	2075,0552	0	374,777679	0,9840783	0,137682
06/17/2012	22:45	4479,9077	125,198296	0	0,9996097	0,6219484
06/18/2012	7:00	2201,4539	0	378,941132	0,9855065	0,1545174
06/18/2012	22:00	4541,2563	50,140247	6,499619	0,9999391	0,6386782
06/19/2012	7:00	2327,9377	0	312,506805	0,9911095	0,1708349
06/19/2012	22:00	4800,6724	926,476135	0	0,9818822	0,7402228
06/21/2012	7:00	2442,0930	0	186,382721	0,9971002	0,1857479
06/21/2012	22:30	5505,1758	806,693237	0	0,9894338	0,958619
06/22/2012	7:00	2545,8582	0	299,378479	0,9931567	0,2034745
06/22/2012	0:00	4961,6636	615,579346	0	0,9923914	0,7740442
06/23/2012	7:45	2506,7886	0	304,695618	0,9926939	0,1974612
06/23/2012	0:00	4521,0093	12,449153	7,493022	0,9999962	0,6329235
06/24/2012	11:15	2334,7783	7,642583	3,166644	0,9999946	0,1688002
06/24/2012	22:15	3587,4763	155,116913	0	0,9990665	0,3992697
06/25/2012	7:00	2171,4170	0	81,218933	0,9993012	0,1462079
06/25/2012	22:30	4523,4409	75,814072	0	0,9998596	0,6337777
06/26/2012	7:00	2381,9128	0	263,030334	0,993958	0,177825
06/26/2012	22:30	4729,2329	327,299805	0	0,9976137	0,695879
06/27/2012	7:00	2428,3767	0	220,914398	0,9958876	0,1841148
06/27/2012	22:45	4321,2710	164,964813	0	0,9992721	0,579072
06/28/2012	7:00	2306,8420	0	333,47702	0,9897122	0,1682267
06/28/2012	22:00	4673,4751	134,401367	0	0,9995867	0,6768868
06/29/2012	7:00	2382,1348	0	366,466919	0,9883727	0,179874
06/29/2012	23:30	4511,1611	236,641647	0	0,998627	0,6318984
06/30/2012	7:00	2264,8164	0	276,24234	0,9926435	0,1611968
06/30/2012	0:00	4441,7007	280,415955	0	0,9980131	0,6133428

ANEXO 2

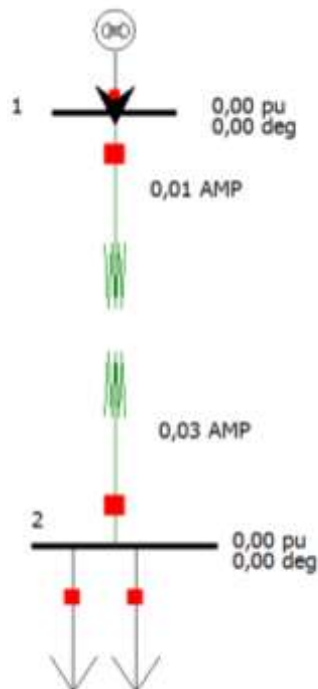
Estudio de corto circuito

En el estudio de corto circuito para cada tipo de falla se realizó una medición en cada fase: A, B y C.

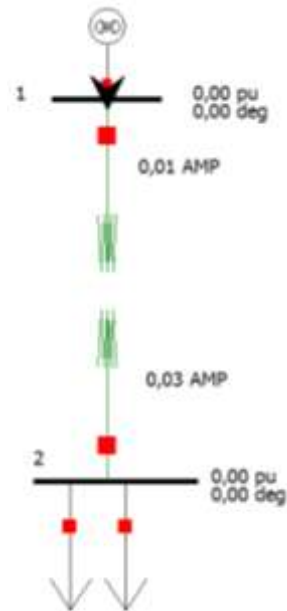
ANEXO 2.a

Fallas trifásicas a tierra.

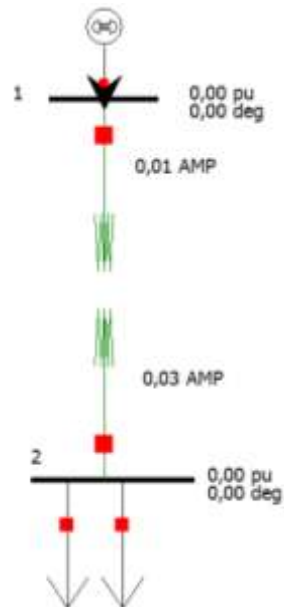
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



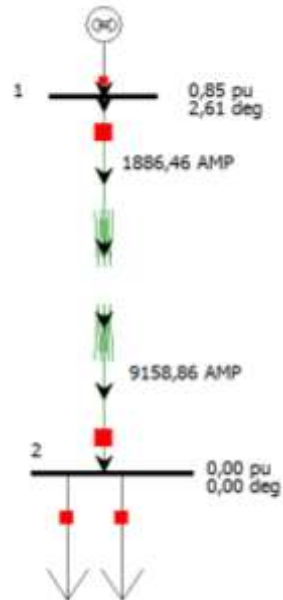
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



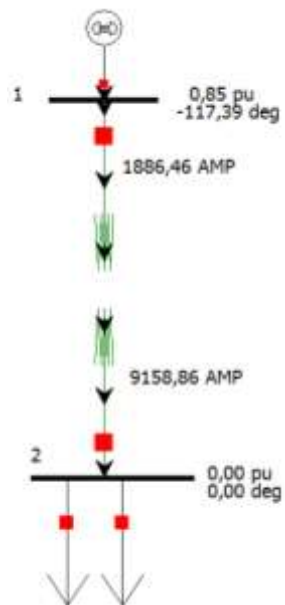
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



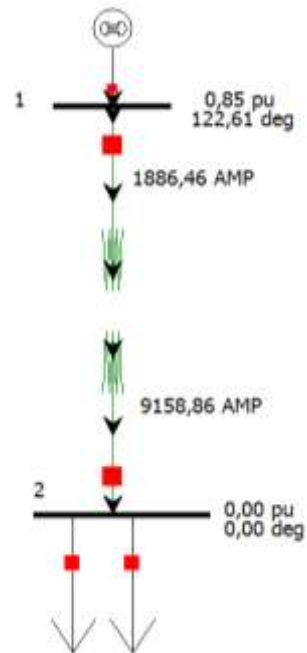
Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV- Fase A.



Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.

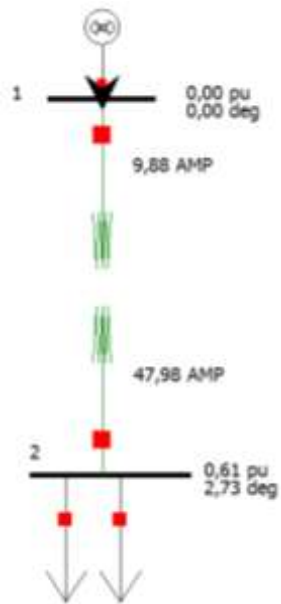


Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.

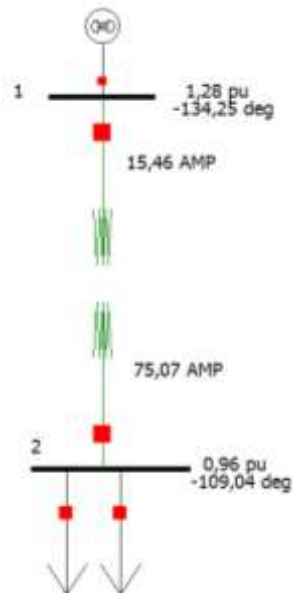


Anexo 2.b**Fallas de línea a tierra.**

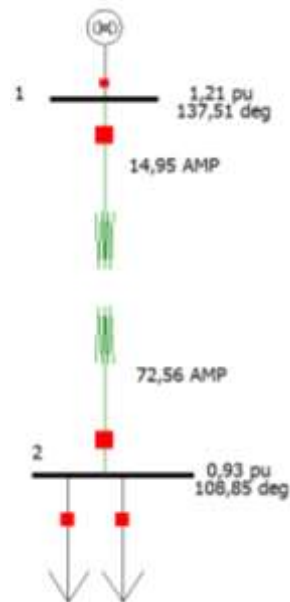
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV –Fase A.



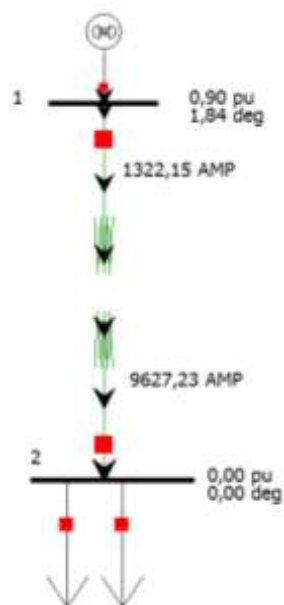
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



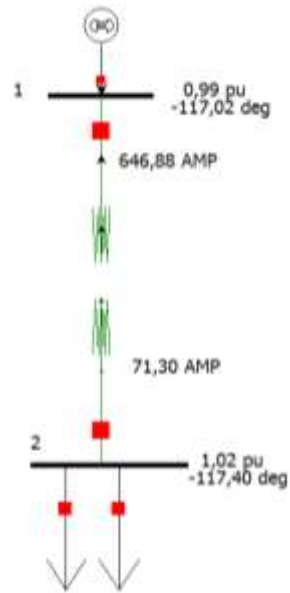
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



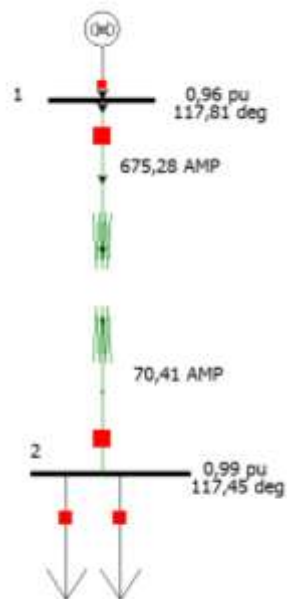
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.



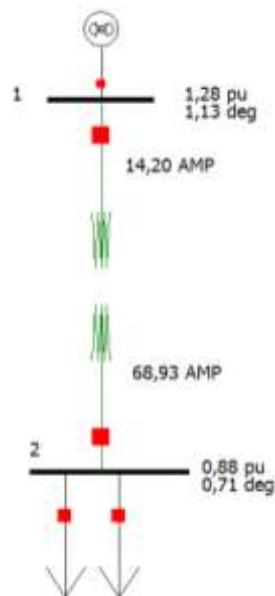
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.



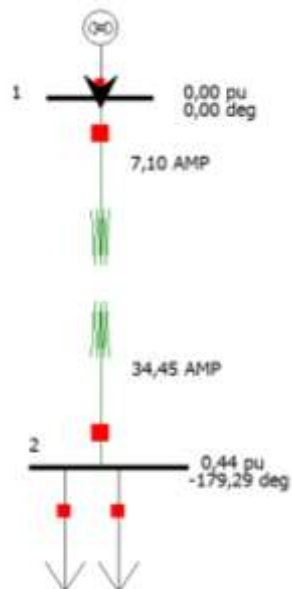
Anexo 2.c

Estudio de corto circuito. Fallas de dos líneas a tierra.

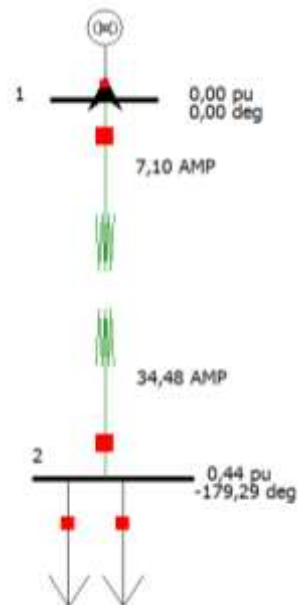
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



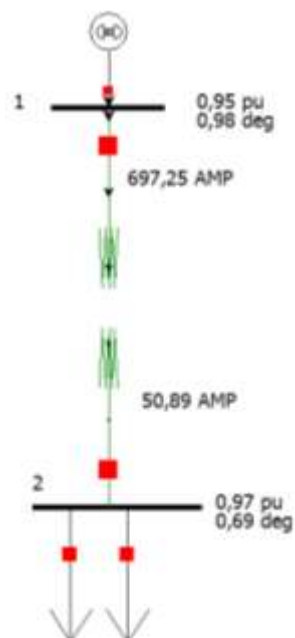
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



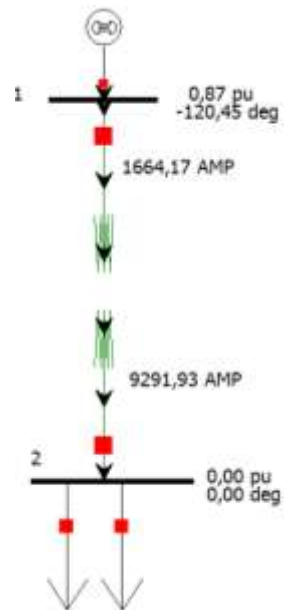
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



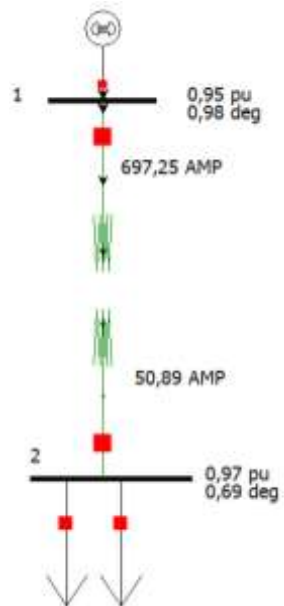
Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.

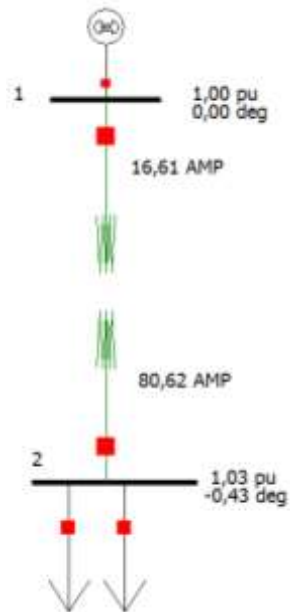


Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.

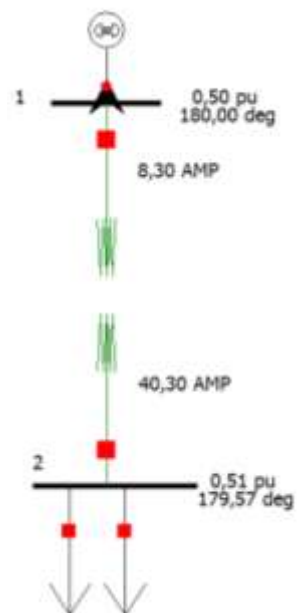


Anexo 2.d**Estudio de corto circuito. Fallas de línea a línea.**

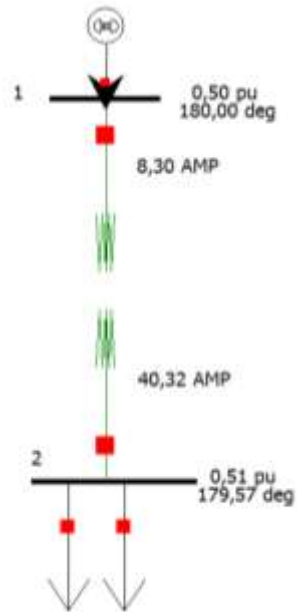
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



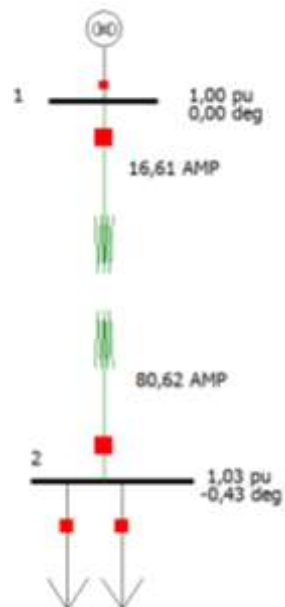
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



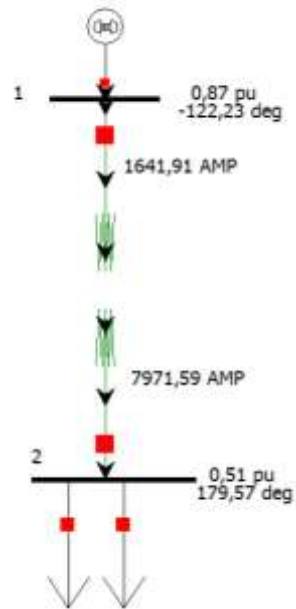
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



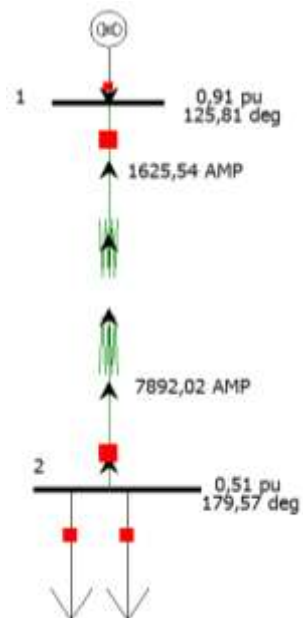
Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.



ANEXO 3

Curvas del controlador Cooper forma 6 para el reconectador VWE.

De las curvas utilizadas por el reconectador, algunas de ellas utilizan la siguiente fórmula para hallar el tiempo de coordinación. El resto de curvas que no tienen coeficiente, son guardadas en el controlador del reconectador punto a punto. La reconexión de todas estas curvas es instantánea.

$$\text{Disparo} = \left(\frac{A}{M^{P-1}} + B \right) \text{TD} \quad (\text{A2.1})$$

NOMBRE	CURVA	A	B	C	P
C	133	876.047	0.029977	0.380004	180.788
K-Phase	162	119.847	-0.000324	0.688477	201.174
P	115	Punto por punto			

Tabla A.1 Constantes de las características de las curvas del reconectador.

Figure 49. Recloser Curve P (115)

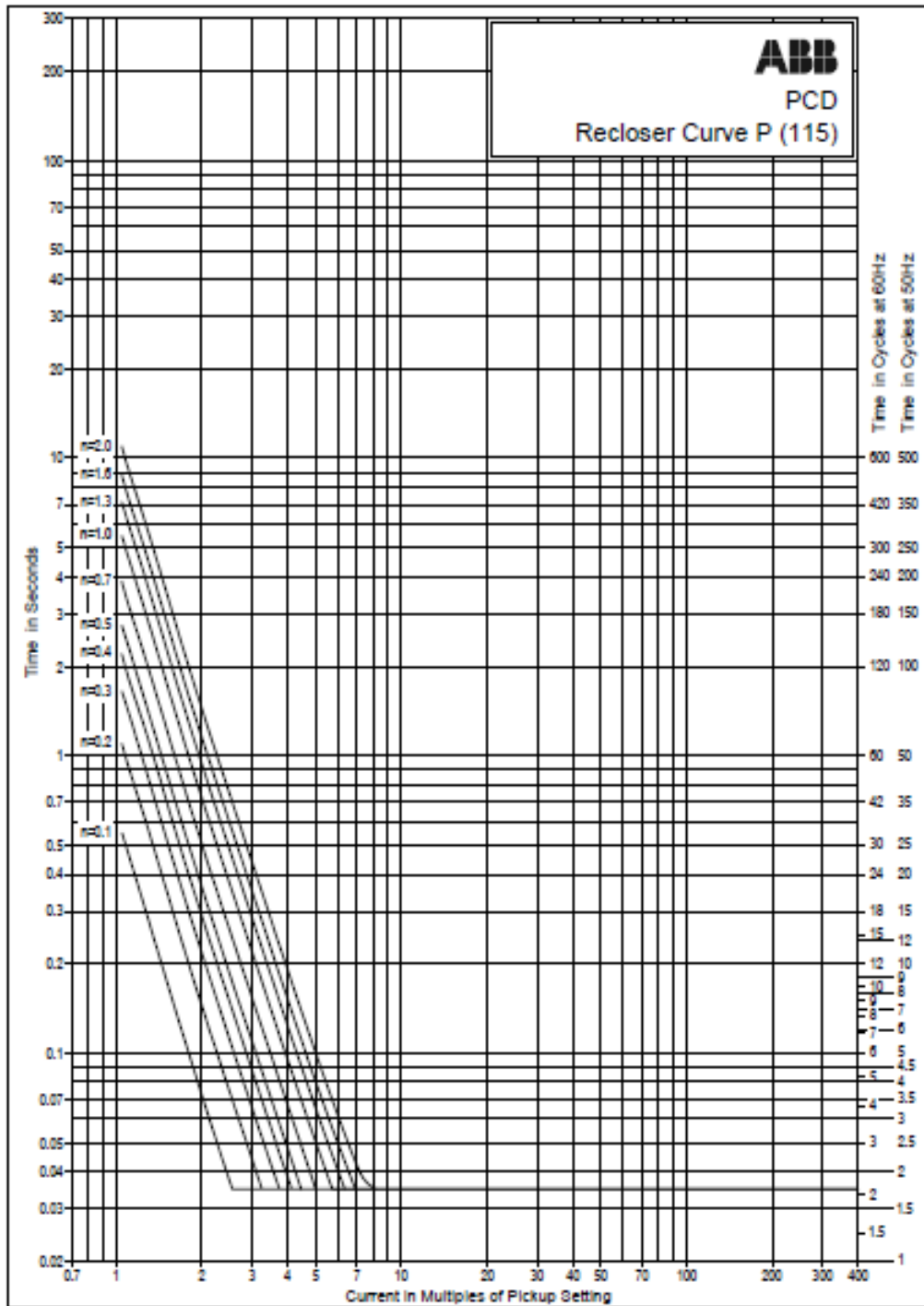


Figura A.1 Curva P del Reconectador (115).

Figure 45. Recloser Curve K-Phase (162)

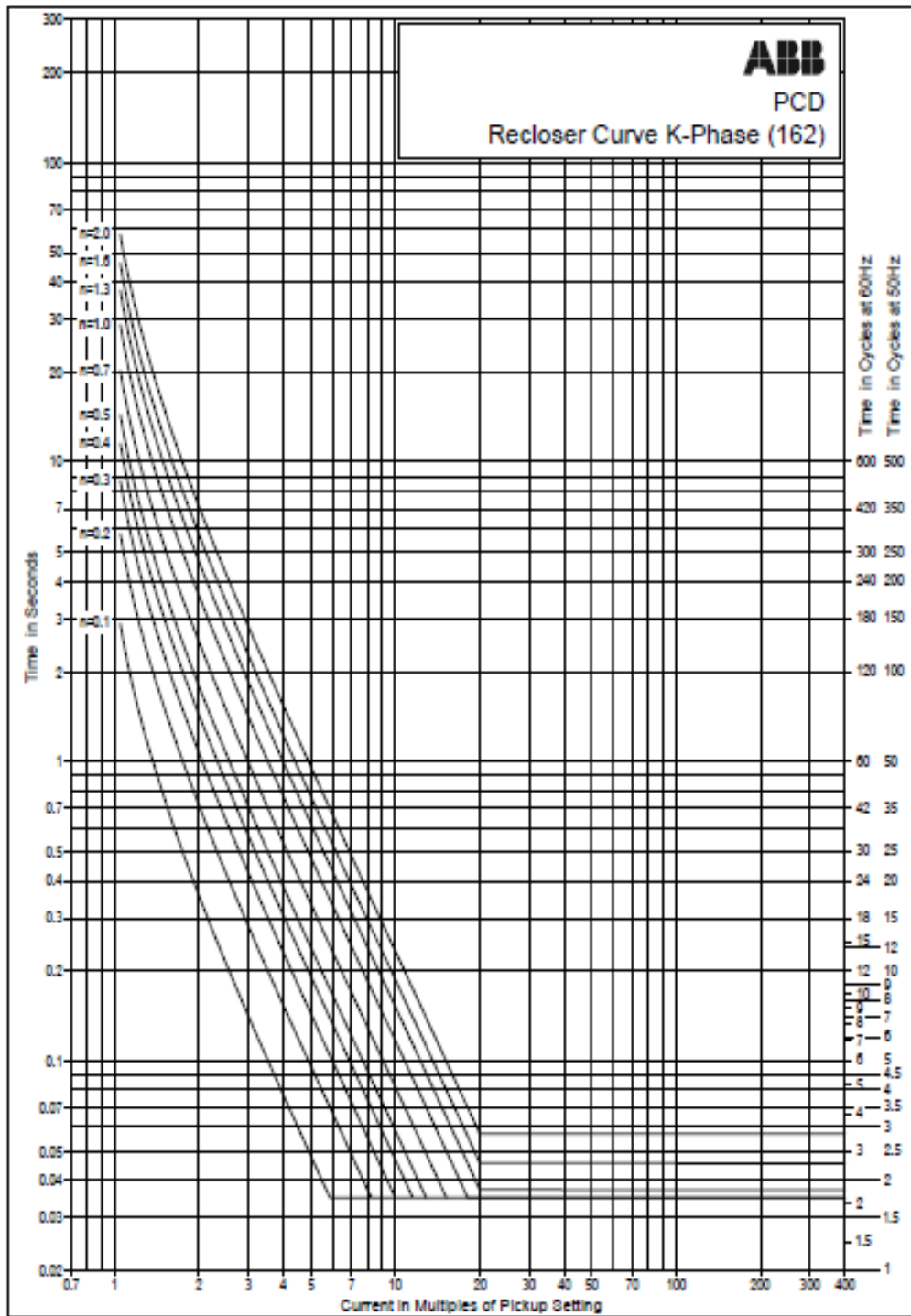


Figura A.2 Curva K-Phase del Reconectador (162).

Figure 37. Recloser Curve C (133)

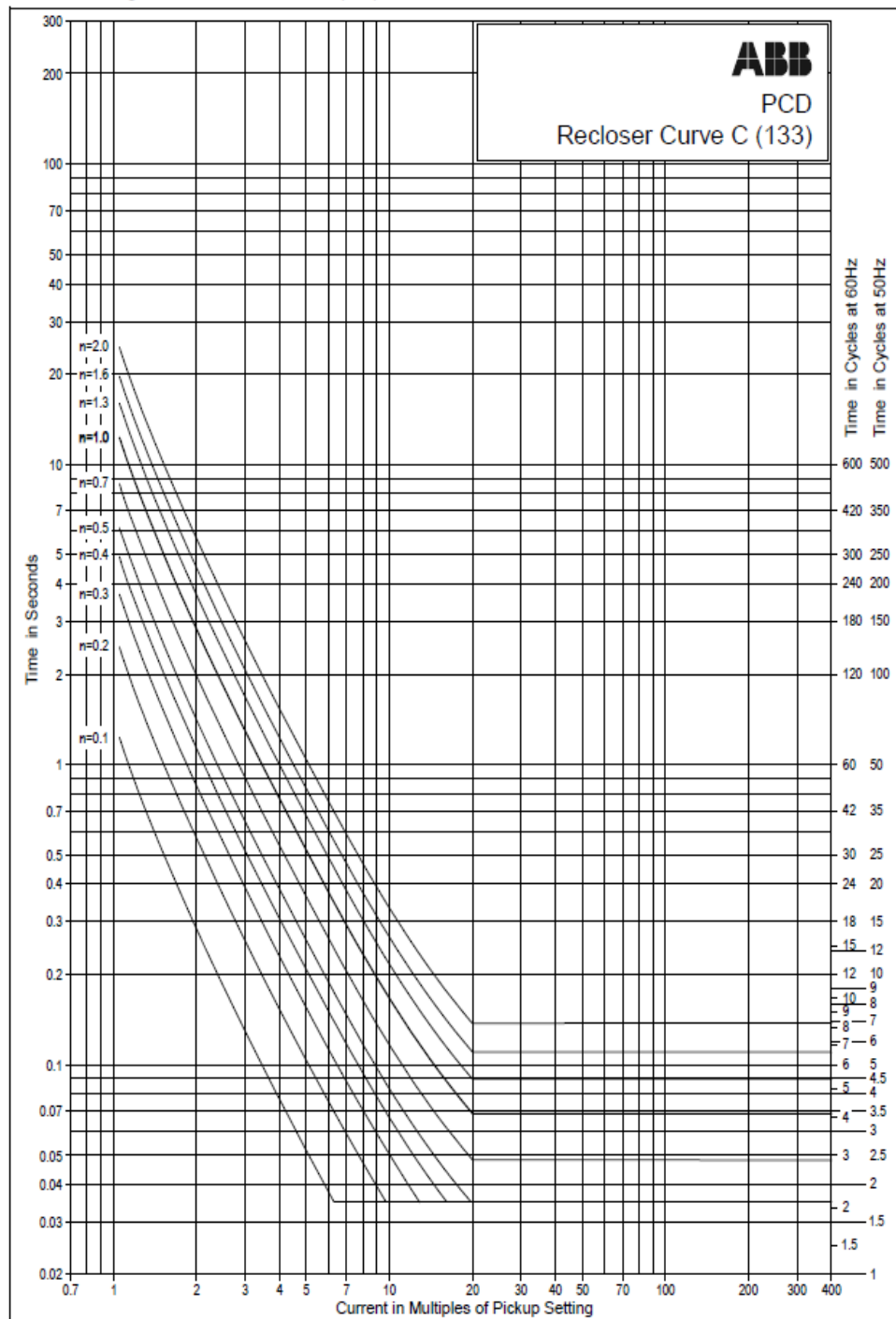


Figura A.3 Curva C del Reconectador (133).

ANEXO 4

Factor multiplicador para capacidad de interrupción IEEE Std C37.13-1989.

Factor de potencia del sistema %	Razón X/R del sistema	Factor multiplicador para la corriente de cortocircuito calculada	
		Disyuntores sin fusibles	Disyuntores con fusibles
20	4.90	1.00	1.00
15	6.60	1.00	1.07
12	8.27	1.04	1.12
10	9.85	1.07	1.15
8.5	11.72	1.09	1.18
7	14.25	1.11	1.21
5	20.00	1.14	1.26

Tabla A.2 Factor multiplicador para capacidad de interrupción.

ANEXO 5

Curvas de Temporización utilizada por el relé TPU-2000R.

En este anexo se encuentran las formas de la curva del relé TPU-2000R para la protección de sobrecorriente (50), las cuales dependen de la coordinación que necesitemos realizar. Para determinar los tiempos de coordinación se utiliza la siguiente ecuación, cuyos coeficientes se encuentran detallados en la Tabla A.3.

Ecuación de la curva de sobre-corriente temporizada ANSI

$$\text{Disparo} = \left(\frac{A}{M^{P-1}} + B \right) \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (\text{A3.1})$$

$$\text{Reseteo} = \left(\frac{D}{1-EM} \right) \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (\text{A3.2})$$

M = Múltiplos de la corriente de arranque (I/I_{pu}).

n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1).

Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6,407	0,025	1	2	3	0,998
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2	1,346	0,998
Inversa	0,0086	0,0185	1	0,02	0,46	0,998
Inversa -Tiempo corto	0,00172	0,0037	1	0,02	0,092	0,998
Ext. Inversa Tiempo Corto	1,281	0,005	1	2	0,6	0,998
Ext. Inversa Tiempo Largo	64,07	0,25	1	2	30	0,998
Muy Inv. Tiempo Largo	28,55	0,712	1	2	13,46	0,998
Inversa Tiempo largo	0,086	0,185	1	0,02	4,6	0,998
Curva del Reconnectador #8	4,211	0,013	0,35	1,8	3,29	1,5

Tabla A.3 Constantes de las Características de Sobre-corriente Temporizada.

ANEXO 6

Determinación de la curva de daño del transformador

Los dispositivos de protección, tales como relés y fusibles, tienen características de funcionamiento bien definidas que relacionan las magnitudes de corriente de falla con su tiempo de operación.

Se desea que las curvas características de estos dispositivos estén coordinadas con las curvas de los transformadores (ver IEEE Std C57.109, Guía IEEE para la duración de corriente de falla en transformadores inmersos en líquido) [15], que reflejen su capacidad de resistencia durante una falla. Tales curvas para la Categoría I, II, III, IV y transformadores (como se describe en la norma IEEE Requisitos de normas generales para transformadores de distribución sumergidos en líquido, Poder y Regulación) son presentadas en IEEE Std. C57.109, y se reproducen en el presente anexo, como las curvas de duración de la corriente para proteger en fallas. Estas curvas se aplican a los transformadores diseñados de acuerdo a las normas IEEE Std. C57.12.00-2000 [13], Norma IEEE de requerimientos generales para transformadores de poder, regulación y de distribución inmersos en líquido.

Las curvas de protección de fallas, presentadas en este anexo, toman en consideración que el daño del transformador es acumulativo, y que el número de fallas a las cuales un transformador puede estar expuesto es diferente para cada una de las diferentes aplicaciones. Por ejemplo, los transformadores con conductores en el lado secundario encerrados en un conducto o aislado de alguna otra manera, que normalmente se encuentran en sistemas de potencia industrial, comercial e institucional, experimentan una baja frecuencia de fallas. En contraste, los transformadores con líneas aéreas conectadas a los devanados secundarios, como los que encontramos en las subestaciones de distribución, tienen una alta incidencia relativa de fallas, y el uso de reconectores o interruptores de re-cierre automático pueden someter al transformador a repetidas sobrecorrientes debido a la falla.

En el uso de curvas de protección, para seleccionar las características tiempo-corriente de los dispositivos de protección, un ingeniero de protección debe tomar en cuenta no solo el nivel inherente de la incidencia de fallas pero también la ubicación de cada dispositivo de protección y su rol en la protección del transformador. El equipo de protección del alimentador del lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas experimentadas por los transformadores de potencia y su característica de tiempo-corriente debe ser seleccionada por referencia a la curva de protección de fallas frecuentes. Más específicamente, las características de tiempo-corriente de

los dispositivos de protección de los alimentadores deben estar por debajo y a la izquierda de la curva de protección apropiada de falla frecuente. El principal dispositivo de protección del lado secundario (si se aplica) y el dispositivo de protección del lado primario típicamente operan para proteger las fallas pasantes en el raro evento de una falla entre el transformador y el dispositivo de protección del alimentador, o en el raro caso de que un dispositivo de protección del alimentador falle al operar u opere muy lentamente debido a un incorrecto ajuste (alto) o setting. Las características tiempo-corriente de estos dispositivos deben ser seleccionados para alcanzar la coordinación en referencia a la curva de protección de fallas frecuentes. Además, estas características de tiempo-corriente deben ser seleccionadas para lograr la coordinación deseada entre varios dispositivos de protección. Para transformadores de Categoría III (1668 KVA a 10000 KVA monofásico, 5001 KVA a 30000 KVA trifásico) se aplican 2 curvas de protección para fallas pasantes. Ver Figura A.4.

- 1) La curva de la izquierda refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y puede ser usada para seleccionar las características de tiempo-corriente de los dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de fallas frecuentes (por ejemplo, fallas que ocurren más de 5 veces durante la vida útil del transformador). Hay diferentes curvas para diferentes impedancias de transformadores. Las curvas se derivan de considerar que las corrientes de falla son del 50 al 100 %

de la máxima corriente de falla posible y se refleja como $I^2=K$; K es 2 para el peor caso de servicio mecánico.

- 2) La curva de la derecha refleja las consideraciones de daño térmico y puede ser usada para seleccionar las características de tiempo-corriente del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones de fallas infrecuentes. Esta curva puede también ser usada para seleccionar el principal dispositivo de protección del lado secundario (si se aplica) y las características de tiempo-corriente del principal dispositivo de protección del lado primario para todas las aplicaciones con excepción del nivel anticipado de la incidencia de falla.

La delineación de las aplicaciones de fallas frecuentes versus fallas infrecuentes para transformadores de Categoría II y III pueden estar relacionados a la zona o ubicación de la falla como se muestra en la Figura A.5. Por conveniencia, las curvas de protección de fallas para transformadores de Categoría I, II, III, IV se resumen en la Tabla A.4.

Un asunto de coordinación cuando los transformadores delta-estrella son protegidos también está considerado aquí. (El devanado primario está conectado en delta y el devanado secundario está conectado en estrella.) Asuma que la relación de transformación es 1:1. En el lado secundario, la

corriente en cada devanado por fase es la misma que la corriente de la línea. Cuando una falla trifásica ocurre, las corrientes de línea del lado primario son 1.73 veces las corrientes de los devanados primarios.

Cuando sucede una falla de línea a tierra en el lado secundario del transformador, las corrientes de línea en el lado primario son 0.577 veces la corriente de línea en el lado primario. Las características de operación del fusible del lado primario o relé deberán ser cambiados a la derecha en los gráficos de coordinación.

Cuando ocurre una falla bifásica en el lado secundario del transformador, la corriente en las fases falladas es 86.6% de la corriente trifásica en el lado secundario. En el lado primario, la corriente será 100% de la corriente de falla trifásica y el 50% de la corriente de falla trifásica en las otras dos fases. Las curvas aplicables para el lado primario deben estar desplazadas hacia la izquierda en los gráficos de coordinación de falla bifásica.

Los pasos para la coordinación son los siguientes:

- i) Seleccione la categoría de los datos de placa mínimos del devanado principal (75000 KVA es Categoría IV).
- ii) Seleccione la impedancia que utiliza para graficar las curvas de la Categoría IV (Z para 132/13.2 KV= 7.94% a 30000 KVA).

iii) Calcular la “constante K”.

$$K = \left[I^2 t = \left(\frac{100}{7.94} \right)^2 * 2 \right] \quad (A6.1)$$

$$K = 317,24 \quad \text{en } 2s.$$

iv) Tiempos de la corriente base normal a $2 s \gg 12.59$.

v) El punto del 50% es

$$t = \left[\frac{317.24}{(12.59/2)^2} \right] = 8s \quad (A6.2)$$

La coordinación de los relés de sobrecorriente para este ejemplo está mostrada en la Figura A.6.

Categoría	Monofásico (KVA)	Trifásico (KVA)	Curva de protección
I	5 – 500	15 - 500	Figura A.1
II	501 - 1667	501 - 5000	Figura A.2
III	1668 - 10000	5001 - 30000	Figura A.3
IV	≥ 30000	≥ 30000	Figura A.4

Tabla A.4 Resumen de curvas de protección contra fallas; mínimo KVA de los datos de placa del devanado principal.

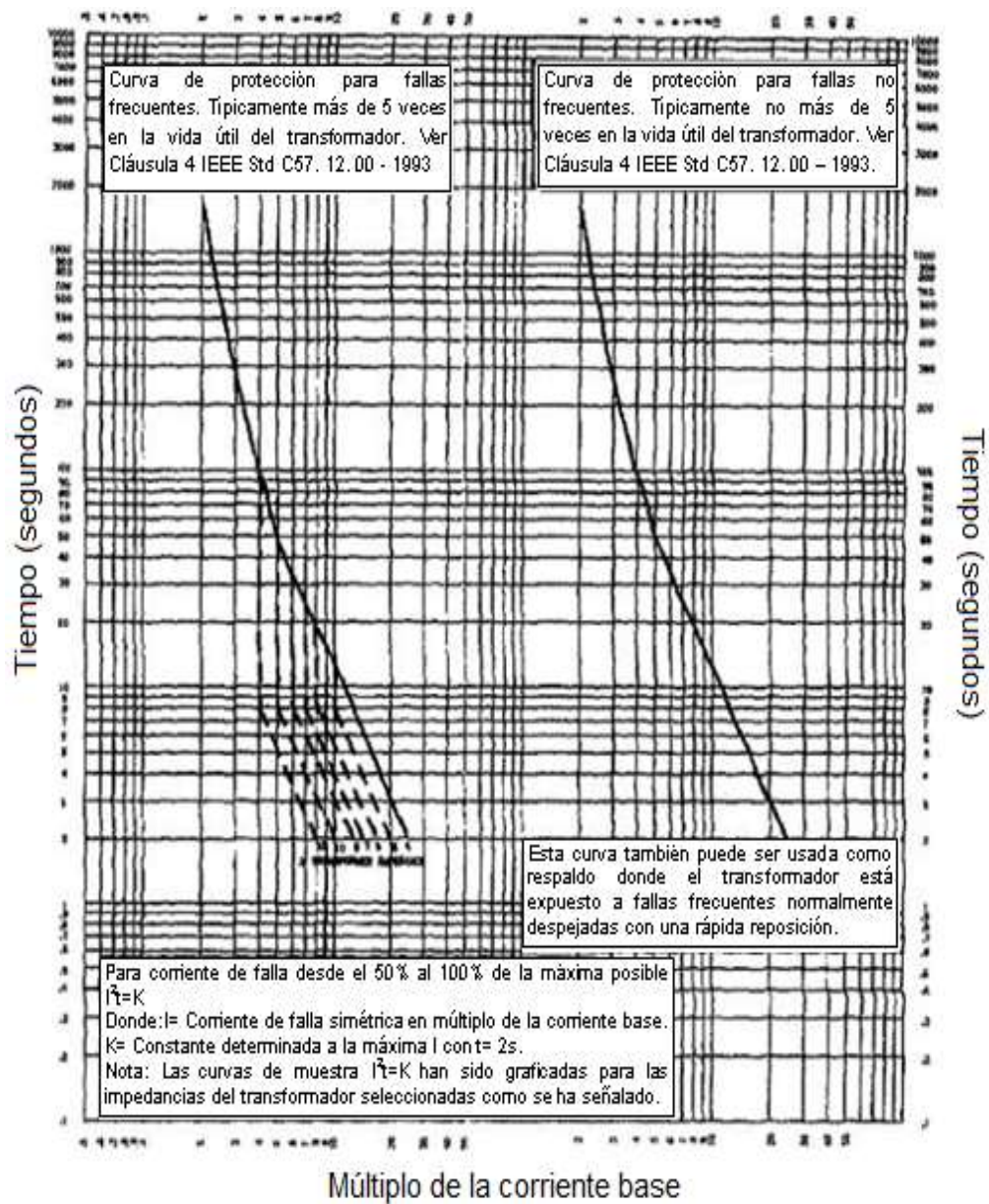


Figura A.4 Transformadores de Categoría III:

1668 KVA a 10000 KVA monofásico;

5001 KVA a 30000 KVA trifásico.

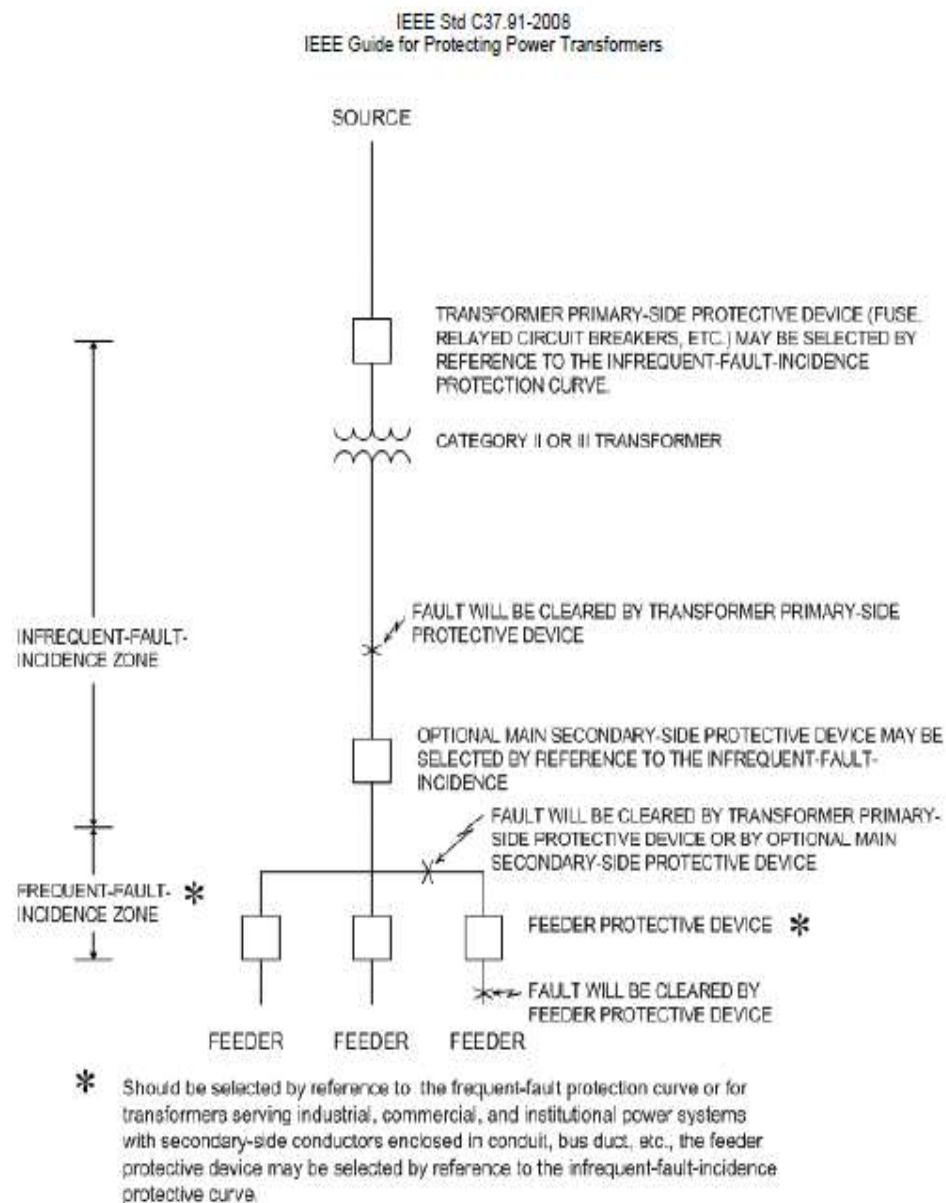


Figura A.5 Zonas de incidencia de fallas infrecuentes y frecuentes para transformadores de Categoría II y Categoría III.

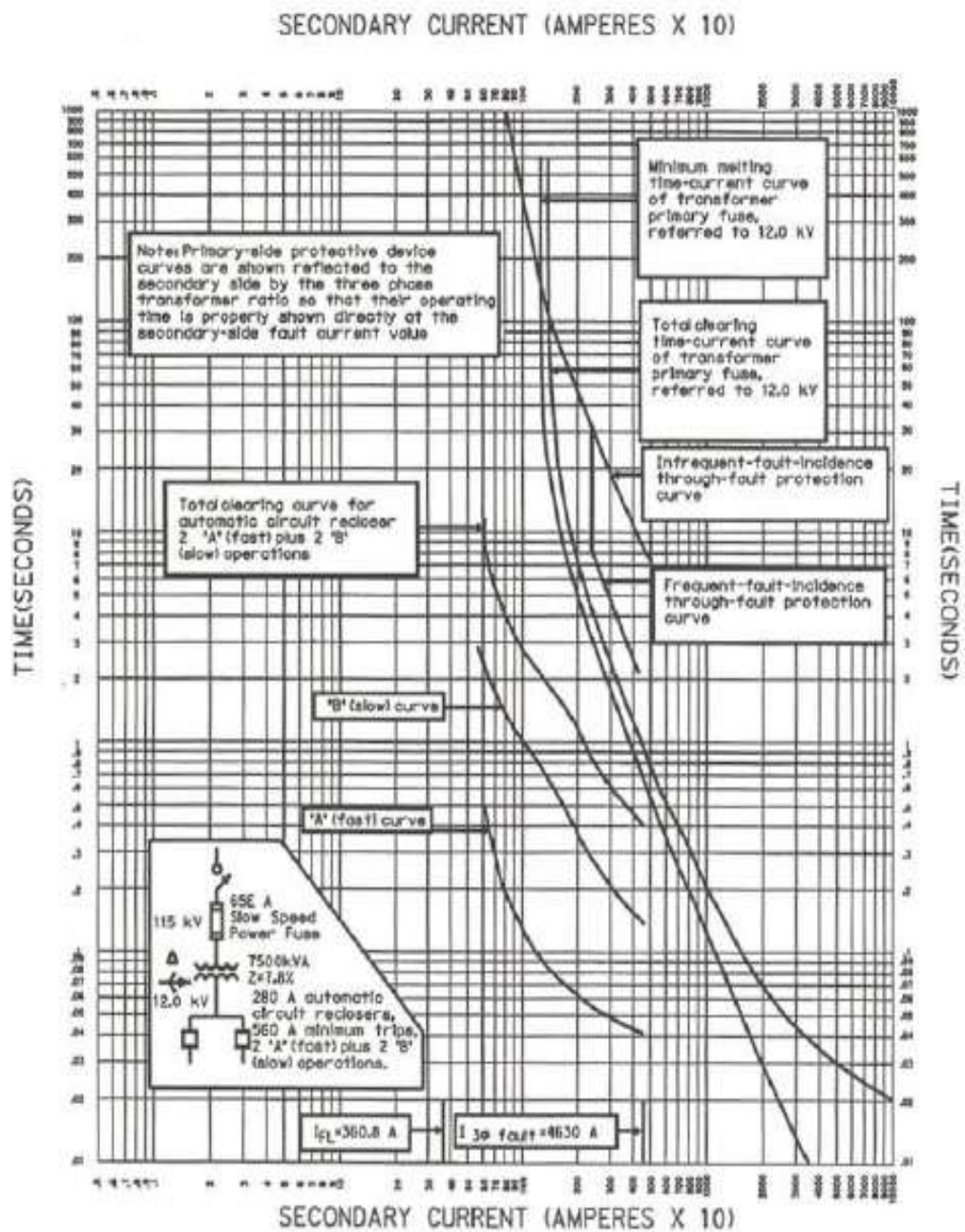


Figura A.6 Protección de un transformador de Categoría III con líneas secundarias aéreas, para una falla trifásica en el lado secundario.

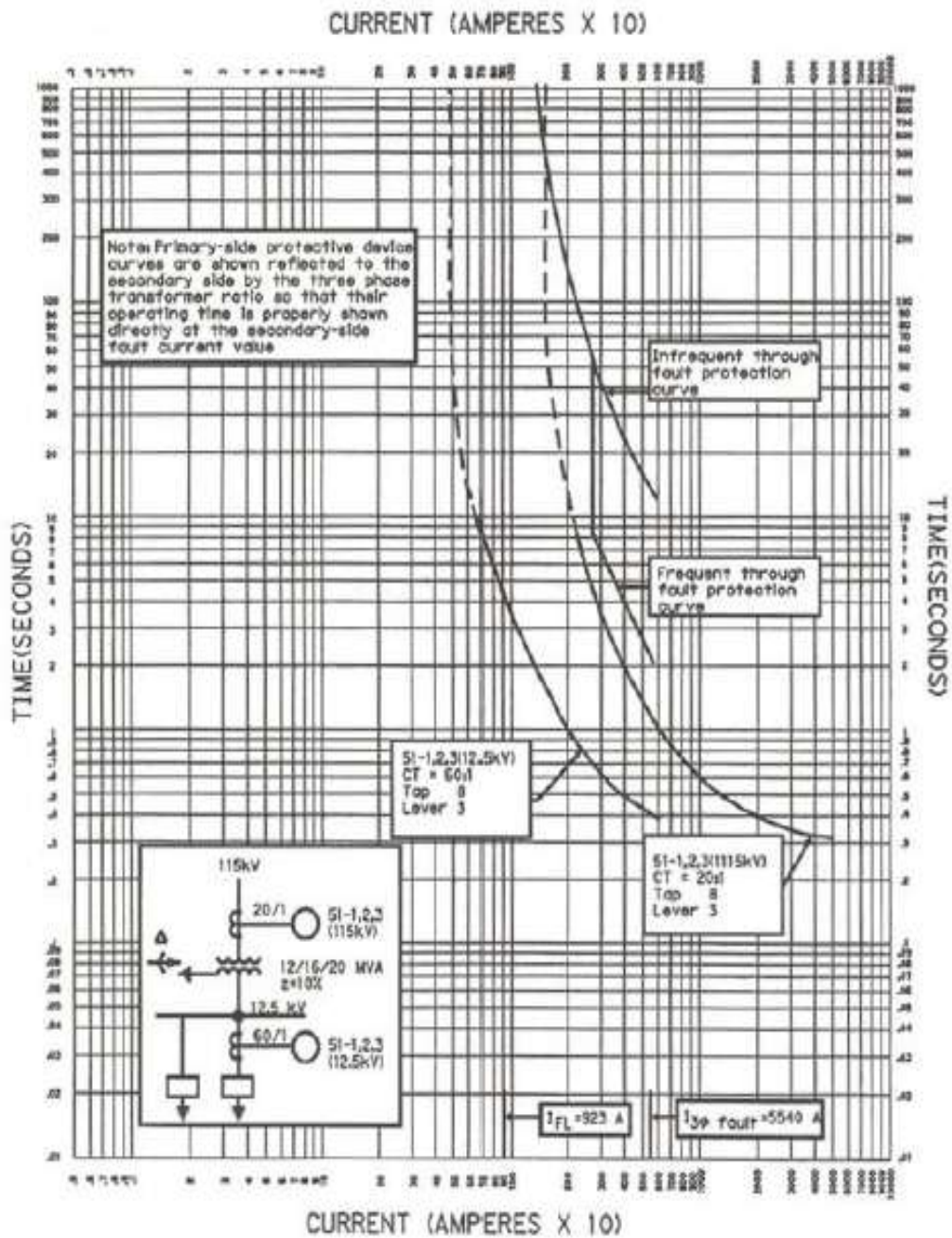


Figura A.7 Protección de un transformador de Categoría III para una falla trifásica secundaria.

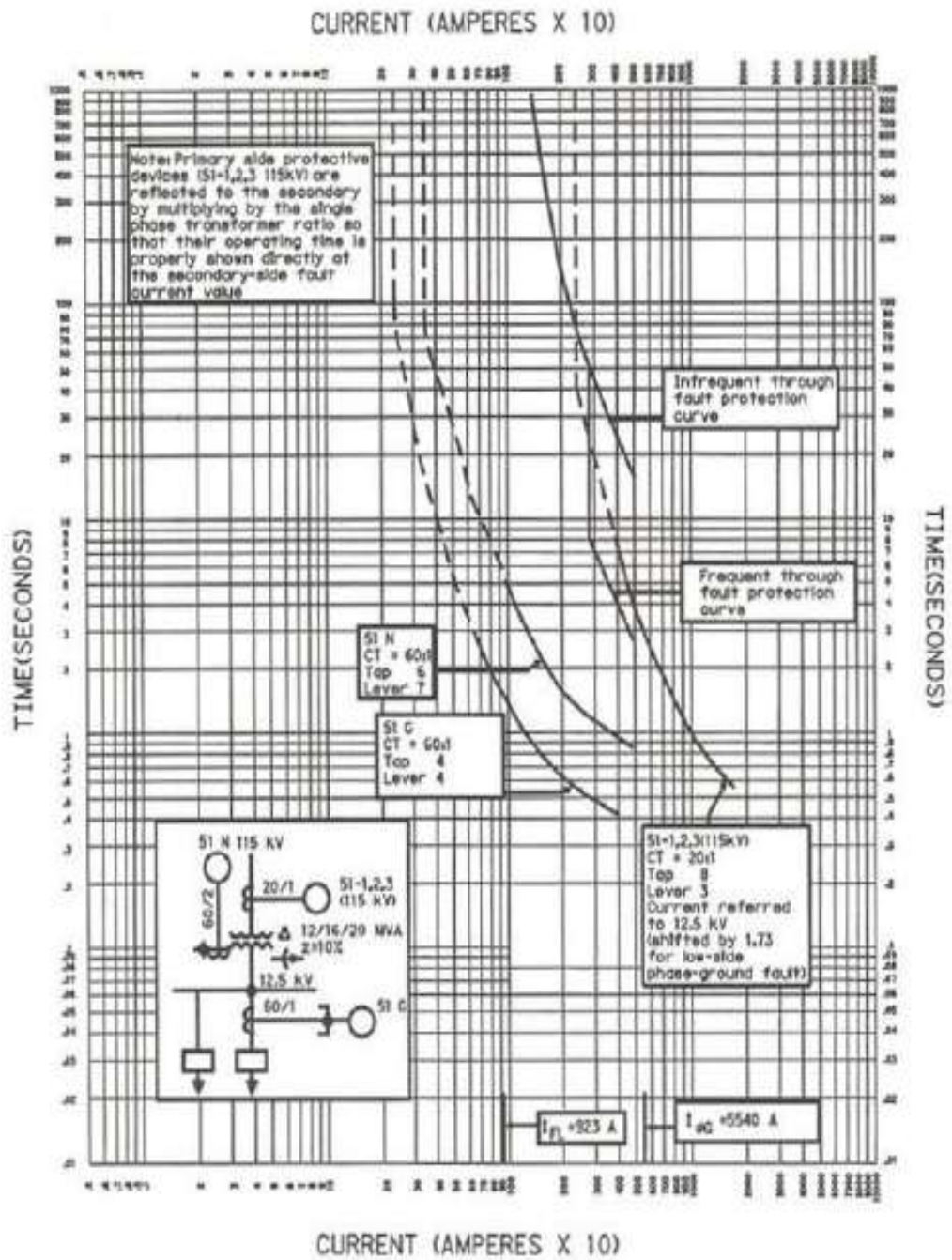


Figura A.8 Protección de un transformador de Categoría III para una falla línea a tierra secundaria.

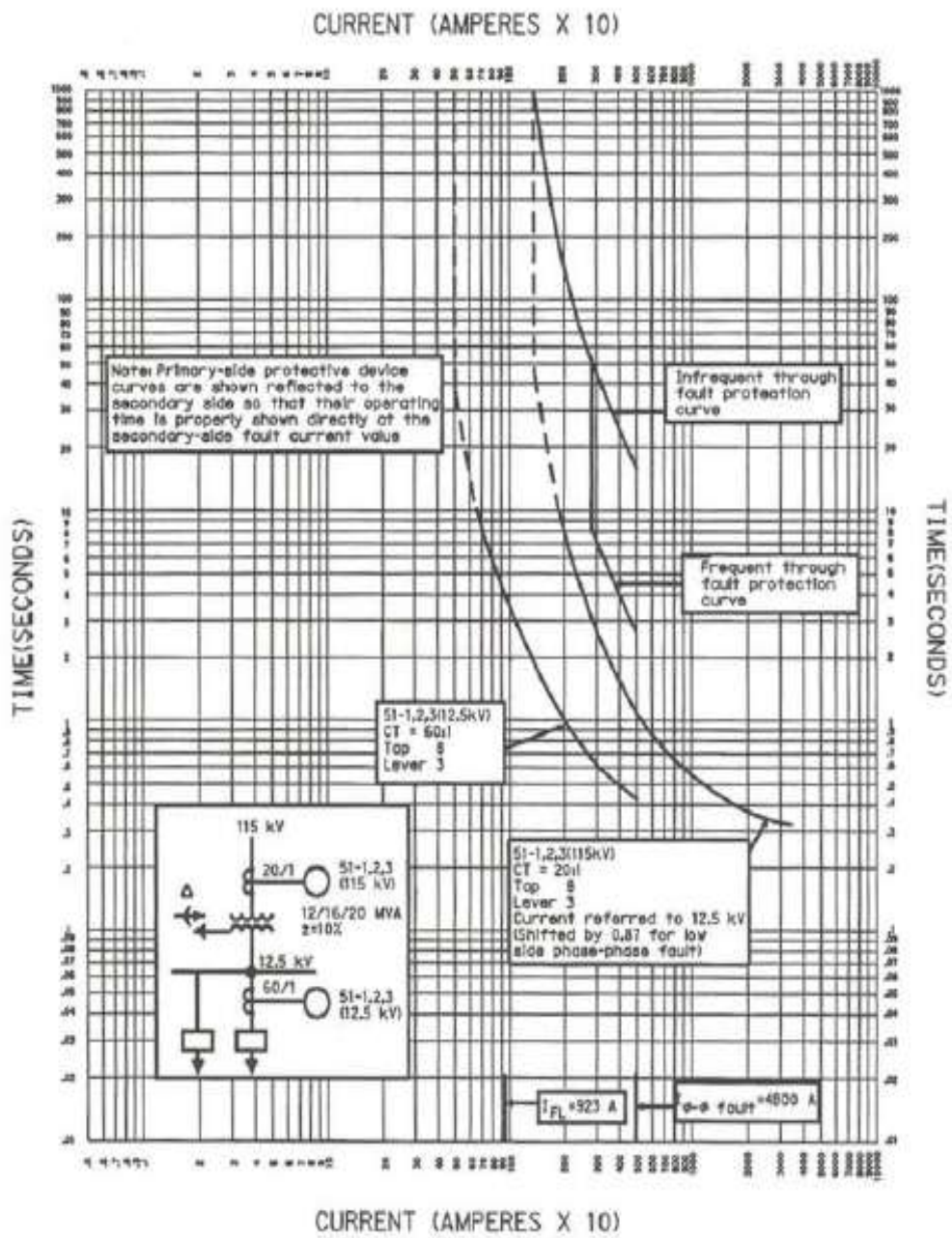


Figura A.9 Protección de un transformador de Categoría III para una falla de línea a línea secundaria.

ANEXO 7

Estadístico de interrupciones.

Para realizar la curva de daño del transformador es necesario conocer si el equipo va a estar sometido a un número frecuente de fallas. El efecto de este dato estadístico de interrupciones es que de encontrarse que el transformador se expone a continuos cortes, su tiempo de soporte a fallas se disminuye para corrientes más grandes como indica el Std.C37.91-2008 [9], lo cual podría influir en la coordinación de los elementos de protección.

El Departamento de Control de Calidad de Energía de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, presentó un reporte estadístico de cortes por alimentadora, en el cual se observa el número de ocurrencias en el período correspondiente a enero del 2011 hasta septiembre del 2012.

En la Tabla A.5 se puede observar el número de interrupciones por subestación para el período de muestra.

Subestación	Interrupciones
FLOR DE BASTIÓN	1091
SAUCES	324
LA TOMA	304
CHONGON	288
GUAYACANES	205
MAPASINGUE	352
SUBURBIO	183
COBRE	148
BELO HORIZONTE	148
TRINITARIA	132

Tabla A.5 Resumen de ocurrencia de interrupciones.

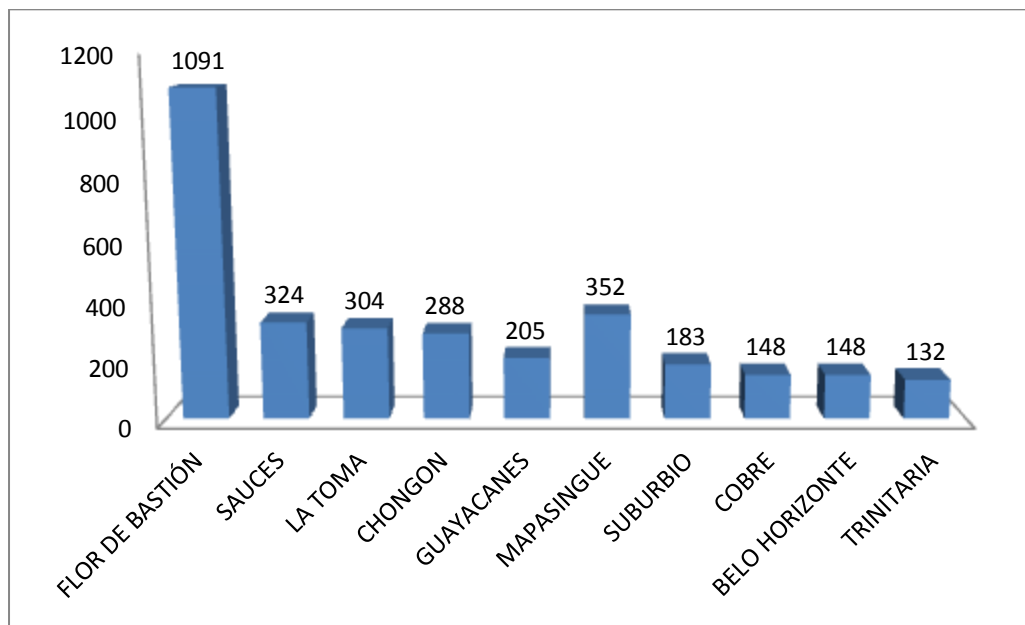


Figura A.10 Diagrama de barras de interrupciones en subestaciones de Guayaquil.

En la Figura A.10 podemos apreciar que en la S/E Belo Horizonte el número de fallas ha sido poco frecuente para el período mencionado en comparación con otras subestaciones de la ciudad de Guayaquil.

Considerando esto, optamos por realizar la curva de daño del transformador con la condición de falla circulante infrecuente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL-CATEG, NORMAS PARA APROBACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE URBANIZACIONES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL., OCTUBRE DEL 2008.
- [2] *T. A. SHORT* , ELECTRIC POWER DISTRIBUTION HANDBOOK, CRC PRESS 2003.
- [3] *JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON*, ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, TERCERA EDICION.
- [4] *J. LEWIS BLACKBURN*, PROTECTIVE RELAYING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS, TERCERA EDICIÓN.
- [5] *GENERAL ELECTRIC*, DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION MANAGEMENT.
- [6] *COOPER*, ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION.
- [7] *IEEE Std C37.013.1989*, IEEE STANDARD FOR AC HIGH-VOLTAGE GENERATOR CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT BASIS.
- [8] *IEEE Std.C37.42-1989* , IEEE STANDARD SPECIFICATIONS FOR HIGH-VOLTAGE (> 1000 V) EXPULSION-TYPE DISTRIBUTION-

CLASS FUSES, FUSE AND DISCONNECTING CUTOUTS, FUSE DISCONNECTING SWITCHES, AND FUSE LINKS, AND ACCESSORIES USED WITH THESE DEVICES.

[9] *IEEE Std. C37.91.2008*, IEEE GUIDE FOR PROTECTING POWER TRANSFORMERS.

[10] *IEEE Std C37.110.1988*, IEEE GUIDE FOR APPLICATION OF CURRENT TRANSFORMERS USED FOR PROTECTIVE RELAYING PURPOSES.

[11] *IEEE Std 242.2001*, IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS

[12] *GE PUBLICATION NO. GET-8398*, COORDINATION TIME IN FEEDER RELAYS.

[13] *IEEE Std.C57.12.2000*, IEEE STANDARD GENERAL REQUIREMENTS FOR LIQUID-IMMERSED DISTRIBUTION, POWER, AND REGULATING TRANSFORMERS.

[14] *IEEE STD C57.13-2008*, IEEE STANDARD REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS.

[15] *IEEE Std. C57.109.1993*, IEEE GUIDE FOR LIQUID-IMMERSED TRANSFORMER THROUGH-FAULT-CURRENT DURATION