UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

"Configuración óptima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP"

AUTORES

Esteban David Valencia Sinza

Danny Michely Pantaleón Iñiguez

DIRECTOR: Ing. David Cárdenas Villacrés

GUAYAQUIL

2018

CERTIFICADOS DE RESPONSABLILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN

Nosotros, **ESTEBAN DAVID VALENCIA SINZA** y **DANNY MICHELY PANTALEÓN IÑIGUEZ** autorizamos a la **Universidad Politécnica Salesiana** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, Enero, 18, 2018

Firma: _____

Autor: Esteban David Valencia Sinza

Cédula: 0401806708

Firma: _____

Autor: Danny Michely Pantaleón Iñiguez

Cédula: 0930487459

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **ESTEBAN DAVID VALENCIA SINZA**, con documento de identificación N° **0401806708** y **DANNY MICHELY PANTALEÓN IÑIGUEZ**, con documento de identificación N° **0930487459**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado **"CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE ALIMENTADORES Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY DE CNEL EP"** mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, Enero, 18, 2018

Firma: _____ Firma: _____

Autor: Esteban David Valencia Sinza Autor: Danny Michely Pantaleón Iñiguez

Cédula: 0401806708 Cédula: 0930487459

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR

Yo, **DAVID HUMBERTO CARDENAS VILLACRES**, director del proyecto de Titulación denominado **"Configuración óptima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP"** realizado por los estudiantes, **ESTEBAN DAVID VALENCIA SINZA** y **DANNY MICHELY PANTALEÓN IÑIGUEZ**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, Enero, 18, 2018

Firma: _____

Ing. David Cárdenas Villacrés

MSc.

DEDICATORIA

A DIOS nuestro ser supremo, ya que sin el nada hubiera sido posible, en segundo lugar, a mi madre LEONOR SINZA, que por su motivación y fuerza pude llegar hasta el punto en el cual me encuentro hoy, por ser un ejemplo de vida, superación y constancia, la cual me ha dado fuerza ante las adversidades de la vida.

A mi familia, de manera especial a mis hermanas que siempre conté con su apoyo desinteresado e incondicional. A la familia Ulloa Valencia personas que me han sabido brindar su apoyo y abrirme las puertas de su casa. A los profesores que han colaborado con mi formación profesional, en especial al Ingeniero Ervin Solano Villegas por guiarnos y apoyarnos de manera desinteresada en este trabajo, prestando parte de su tiempo para compartir sus conocimientos con nosotros.

A mis compañeros de estudio y demás que me acompañaron en este camino forzado pero fructífero que es la universidad. Finalmente mi amigo el Ingeniero Carlos Cristóbal Carreño Muñoz por su enseñanza y por su constante predisposición.

Esteban David Valencia Sinza

Agradeciendo primero a Dios por haberme dado la vida y la oportunidad de haber llegado hasta este momento tan importante de mi vida y mi formación profesional.

A mis padres Dany Roger Pantaleón Barahona y María Rosanna Iñiguez Flores, por brindarme todo su apoyo incondicional a pesar de las distancias que puedan existir entre nosotros, por cada momento vivido demostrándome con su ejemplo que a pesar de cada caída hay que levantarse esforzarse y seguir adelante, que no hay obstáculos ni problemas los cuales no podamos superar que con el amor todo lo puedes lograr. Por estar pendiente de mí en cada momento.

A Kevin Roger Pantaleón Iñiguez mi querido hermano, quien me enseño que la unión hace la fuerza, por ayudarme en aquellas largas noches de trabajo y estudios, que me demuestra que tengo un gran amigo en quien puedo confiar y además que tengo que luchar, seguir adelante dándole un buen ejemplo.

A María Belén Contreras Gómez mi enamorada, por darme todo su apoyo en cada momento, por demostrarme que podemos ser mejores y que podemos alcanzar cada una de nuestras metas dando lo mejor día a día.

Al Ing. Ervin Solano Villegas y al Ing. Carlos Carreño Muñoz, por toda la colaboración brindada, su guía y asesoramiento durante la realización de este proyecto.

A mi amigo, compañero de tesis Esteban Valencia Sinza y cada persona que formó y forma parte de mi vida, a cada momento vivido, a cada error cometido, a cada obstáculo que Dios puso en mi camino ya que cada uno de estos eventos me llevo a estar aquí donde estoy y ser la persona que soy.

Danny Michely Pantaleón Iñiguez

AGRADECIMIENTOS

A nuestro gran DIOS Creador del cielo y de la tierra que es el que da sabiduría e inteligencia y nos ha guiado por el camino en el cual nos encontramos hoy.

A nuestros padres, quienes son el pilar más importante en nuestra formación como persona, a nuestros amigos y compañeros por darnos su apoyo y amistad así mismo a nuestros docentes quienes nos orientaron en cada momento en este camino como estudiante y profesional.

Al Ingeniero Ervin Solano Villegas por guiarnos y apoyarnos de manera desinteresada en este trabajo, prestando parte de su tiempo para compartir sus conocimientos con nosotros.

De igual manera queremos expresar nuestros agradecimientos al personal de CNEL EP unidad de negocio Guayas Los Ríos que nos apoyaron y nos asesoraron para la ejecución de nuestro trabajo de titulación y haber permitido así llegar a su feliz término.

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza la distribución de carga y el estudio de la coordinación de protecciones de la Subestación Sambocity propiedad de la corporación nacional de electricidad CNEL EP, ubicada en el cantón Daule de la provincia del Guayas en el kilómetro 6 de la Av. León Febres Cordero. Tras realizar el levantamiento eléctrico de las redes de media tensión y recopilar los datos del sistema se procede a efectuar el análisis de flujo de potencia en condiciones actuales y futuras tanto en máxima y mínima demanda lo cual proporcionara información relevante sobre los niveles de tensión en las barras, consumos y cargabilidad de los elementos del sistema, adicional se lleva acabo el análisis de cortocircuito en barra de 69kV y 13,8kV de la subestación proporcionando las corrientes de falla trifásica, línea-línea ,línea–línea-tierra, línea-tierra , lo cual servirá para realizar los ajustes y coordinación de protecciones de la subestación, todo esto mediante el Software ETAP, el cual permite realizar estudios de ingeniería a los sistemas eléctricos de potencia.

Palabras clave: Clave: Flujo de potencia, Coordinación, Ajuste, Protecciones Eléctricas, Sobrecorriente, ETAP, Cortocircuito.

ABSTRACT

The present work performs the load distribution and the study of coordination of protections of the Sambocity Substation, owned by the national electrical corporation CNEL EP, located in the Daule canton of the province of Guayas at kilometer 6 of Av. León Febres Lamb. After carrying out the electrical survey of the medium voltage networks and collecting the system data, we proceed to carry out the power flow analysis in current and future conditions, both in maximum and minimum demand, which will provide us with relevant information on the voltage levels in the busbars, consumption and chargeability of the elements of the system, additional is carried out the short circuit analysis in bar of 69kV and 13.8kV of the substation providing the three-phase fault currents, line-line, line-line-ground, line - ground , which will serve to performs the adjustments and coordination of protections of the substation, all this through the ETAP Software.

Keywords: Load Flow, Coordination, Setting, Electric Protection, Overcurrent, ETAP, Short Circuit.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADOS DE RESPONSABLILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN ii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR iv
DEDICATORIA v
AGRADECIMIENTOS vii
RESUMEN viii
ABSTRACT ix
INDICE DE FIGURAS xv
ÍNDICE DE TABLAS xxi
ÍNDICE DE ECUACIONES xxv
ABREVIATURAS xxvi
INTRODUCCIÓN 1
CAPÍTULO 1 3
EL PROBLEMA 3
1.1. Descripción del Problema 3
1.2. Importancia y Alcances 3
1.3. Delimitación 4
1.4. Objetivos 4
1.4.1. Objetivo General 4
1.4.2. Objetivos Específicos 4
1.5. Marco Metodológico 5
CAPÍTULO 2 6
MARCO TEÓRICO 6
2.1. Conformación y Conceptos generales de un sistema de Distribución 6
2.1.1. Diagrama Unifilar 7
2.1.2. Topología de los sistemas de distribución 8

2.1.3. Carga eléctrica, Demanda mínima y demanda máxima en un sistema de distribución 10
2.2. Distribución de Carga 13
2.3. Estudios de Flujo de carga y Corto circuito 15
2.3.1. Estudio de flujo de carga 15
2.3.2. Análisis de fallas 16
2.3.2.1. Fallas Simétricas y Asimétricas 17
2.3.2.2. Tipos de Falla de cortocircuito 18
2.4. Estudios de flujo de carga y Cortocircuito con ETAP 19
2.4.1. Análisis de Flujo de Carga con ETAP 19
2.4.2. Estudios de Corto Circuito con ETAP 20
2.5. Conceptos generales de protecciones eléctricas 20
2.5.1. Características principales de un sistema de protección 21
2.5.2. Protección primaria y de respaldo 22
2.5.3. Protección de Sobrecorriente 23
2.5.4. Coordinación de Protecciones 25
2.5.5. Protección de un sistema radial y en anillo 26
2.5.6. Protección diferencial 27
CAPITULO 3 29
DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES 29
3.1. Ubicación Geográfica 29
3.2. Infraestructura Civil 30
3.3. Infraestructura eléctrica y equipos 31
3.3.1. Línea de Subtransmisión 31
3.3.2. Pórtico de entrada (69 kV) 31
3.3.3. Pórtico de Salida (13,8 kV) 36
3.3.4. Cuarto de Control 40
CAPITULO 4 43

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN 43
4.1. Introducción 43
4.2. Criterios aplicados al Estudio Técnico 44
4.2.1. Niveles de tensión 44
4.2.2. Niveles de Sobrecarga 44
4.2.3. Regulación de Voltaje 44
4.3. Análisis de Casos del Sistema de Distribución 45
4.3.1. Situación actual 45
4.3.2. Situación futura 51
4.3. Datos del Sistema de Distribución 62
4.3.1. Impedancia Thevenin de los Puntos de Entrega (Transelectric) 62
4.3.2. Impedancia de las Líneas de Subtransmisión 63
4.3.3. Impedancia del Transformador de Potencia 12/16 MVA 63
4.3.4. Impedancia de las Líneas de Media Tensión 63
4.4. Resultados de la simulación - Cortocircuito 64
4.4.1. Corrientes de cortocircuito en barras de la Subestación de Potencia 64
4.4.2. Corrientes de cortocircuito a lo largo del alimentador 67
CAPITULO 5 69
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS 69
5.1 Introducción 69
5.2 Esquema de Protección Eléctrica en la subestación Sambocity 70
5.3. Transformadores de Corriente internos del Transformador de Potencia 71
5.4. Protecciones eléctricas del Sistema de Distribución 72
5.4.1. Protecciones eléctricas de los alimentadores de Media Tensión 73
5.4.2. Dimensionamiento de fusible en los ramales de los alimentadores 73
5.5. Coordinación de Protecciones de la S/E Sambocity con fuente de alimentación Pascuales 79

5.5.1 Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 1 79

5.5.2. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 2 83

5.5.3. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 3 87

5.5.4. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de baja tensión del Transformador de Potencia 91

5.5.5. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de alta tensión del Transformador de Potencia 95

5.5.6. Coordinación de Fase entre Relé Principal 69kV - Relé Transelectric 99

5.5.7. Coordinación de Neutro del Relé Principal 69kV- Relé Transelectric 101

5.5.8. Resumen de ajustes de los equipos de protección de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Pascuales 103

5.6. Coordinación de Protecciones de la S/E Sambocity con fuente de alimentación Dos Cerritos (Ajuste Alterno) 106

5.6.1. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 1 106

5.6.2. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 2 110

5.6.3. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 3 114

5.6.4. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de baja tensión del Transformador de Potencia 118

5.6.5. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de alta tensión del Transformador de Potencia 122

5.6.6. Coordinación de Fase entre Relé Principal 69kV - Relé Transelectric 126

5.6.7. Coordinación de Neutro del Relé Principal 69kV- Relé Transelectric 128

5.6.8. Resumen de ajuste alterno de los equipos de protección de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Dos cerritos 130

5.7. Protección Diferencial para transformador de Potencia 87T 133

CAPITULO 6 135
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 135
BIBLIOGRAFIA 138
ANEXOS 140
ANEXO 1 140
HISTORICO DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES DE LA SUBESTACIÓN LAGOS DEL BATAN 140
ANEXO 2 144
ANALISIS DE CORCOCIRCUITO ETAP 144
ANEXO 3 153
ANALISIS DE CORCOCIRCUITO A LO LARGO DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 153
ANEXO 4 157
CARTA DE AUSPICIO DE LA COORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD PARA EL PROYECTO TÉCNICO DE TITULACIÓN 157

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ETAPAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. [7] 6

FIGURA 2: SIMBOLOGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN. [13] 8

FIGURA 3: DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. [14] 8

FIGURA 4: RED RADIAL 9

FIGURA 5: RED TIPO ANILLO. [14] 10

FIGURA 6: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA RESIDENCIAL. [1] 11

FIGURA 7: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA COMERCIAL. [1] 12

FIGURA 8: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA INDUSTRIAL. [1] 12

FIGURA 9: REGULACIÓN DE VOLTAGE NO. CONELEC – 004/01. [4] . 14

FIGURA 10: PERDIDAS DE POTENCIA (KW). [7] 14

FIGURA 11: TIPOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA. [16] 17

FIGURA 12: FALLAS SIMETRICAS. [16] 17

FIGURA 13: FALLAS ASIMETRICAS. [16] 18

FIGURA 14: PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO 22

FIGURA 15: CORRIENTE INSTANTÁNEA. [15] 23

FIGURA 16: TIEMPO DEFINIDO. [15] 23

FIGURA 17: TEMPORIZADA DE TIEMPO INVERSO. [15] 24

FIGURA 18: CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE. [2] 25

FIGURA 19: REDES ELÉCTRICAS RADIALES Y EN ANILLO. [14] 27

FIGURA 20: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL. [15] 27

FIGURA 21: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 30

FIGURA 22: IMPLANTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN SAMBOCITY 31

FIGURA 23: TRANSFORMADOR DE POTENCIA 12/16 MVA 34

FIGURA 24: CARGADOR DE BATERÍAS 40

FIGURA 25: BANCO DE BATERÍAS 41

FIGURA 26: CONCENTRADOR DE DATOS SAITEL 42

FIGURA 27: LIMITES ADMISIBLES DE LA CAÍDA DE TENSIÓN. [4] . 44

FIGURA 28: TOPOLOGÍA DEL ALIMENTADOR MATICES 45

FIGURA 29: CONCENTRACIÓN DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES 46

FIGURA 30: DEMANDA MÁXIMA Y MINIMA POR MES ALIMENTADOR MATICES 47

FIGURA 31: PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR MATICES EN MAXIMA DEMANDA 49

FIGURA 32: PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR MATICES EN MÍNIMA DEMANDA. 49

FIGURA 33: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL ARRANQUE DE SAMBOCITY (MÁXIMA DEMANDA) 50

FIGURA 34: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL ARRANQUE DE SAMBOCITY (MÍNIMA DEMANDA) 50

FIGURA 35: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY. 53

FIGURA 36: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 1 DE LA S/E SAMBOCITY. 54

FIGURA 37: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 2 DE LA S/E SAMBOCITY 55

FIGURA 38: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 3 DE LA S/E SAMBOCITY 56

FIGURA 39: FLUJO DE CARGA EN MÁXIMA DEMANDA FUTURA A 69 KV - ALIMENTACIÓN S/E PASCUALES 60

FIGURA 40: FLUJO DE CARGA EN MÁXIMA DEMANDA FUTURA A 69 KV - ALIMENTACIÓN S/E DOS CERRITO 61

FIGURA 41: ZONA DE CORTOCIRCUITO CON S/E PASCUALES 64

FIGURA 42: ZONA DE CORTOCIRCUITO CON S/E DOS CERRITOS 66

FIGURA 43: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 70

FIGURA 44: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL PRIMER SECCIONAMIENTO 74

FIGURA 45: PARÁMETROS ELÉCTRICOS (BALANCEADO) 75

FIGURA 46: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 2 76

FIGURA 47: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 2 BALANCEADO 77

FIGURA 48: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 3 78

FIGURA 49: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1 80

FIGURA 50: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1 82

FIGURA 51: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2 84

FIGURA 52: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2 86

FIGURA 53: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3 88

FIGURA 54: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3 90

FIGURA 55: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV 92

FIGURA 56: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV 94

FIGURA 57: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV 96

FIGURA 58: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV 98

FIGURA 59: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC 100

FIGURA 60: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC 102

FIGURA 61: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FASE DE LA S/E SAMBOCITY 104

FIGURA 62: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN NEUTRO DE LA S/E SAMBOCITY 105

FIGURA 63: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1 107

FIGURA 64: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1 109

FIGURA 65: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2 111

FIGURA 66: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2 113

FIGURA 67: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3 115

FIGURA 68: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3 117

FIGURA 69: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV 119

FIGURA 70: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV 121

FIGURA 71: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV 123

FIGURA 72: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV 125

FIGURA 73: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC 127

FIGURA 74: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69kV Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC 129

FIGURA 75: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FASE DE LA S/E SAMBOCITY 131

FIGURA 76: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN NEUTRO DE LA S/E SAMBOCITY 132

FIGURA 77: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL. [20]..... 133

FIGURA 78: CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICAS CON FUENTE PASCUALES 145

FIGURA 79: CORRIENTES DE FALLA LINEA A LINEA CON FUENTE PASCUALES 146

FIGURA 80: CORRIENTES DE FALLA LINEA - LINEA A TIERRA CON FUENTE PASCUALES 147

FIGURA 81: CORRIENTES DE FALLA LINEA A TIERRA CON FUENTE PASCUALES 148

FIGURA 82: CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICA CON FUENTE DOS CERRITOS 149

FIGURA 83: CORRIENTES DE FALLA LINEA-LINEA CON FUENTE DOS CERRITOS 150

FIGURA 84: CORRIENTES DE FALLA LINEA-LINEA A TIERRA CON FUENTE DOS CERRITOS 151

FIGURA 85: CORRIENTES DE FALLA LINEA A TIERRA CON FUENTE DOS CERRITOS 152

FIGURA 86: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE PASCUALES 153

FIGURA 87: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE PASCUALES 153

FIGURA 88: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE PASCUALES 154

FIGURA 89: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE PASCUALES 154

FIGURA 90: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE PASCUALES 154

FIGURA 91: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE PASCUALES 155

FIGURA 92:: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE DOS CERRITOS 155

FIGURA 93: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE DOS CERRITOS 155

FIGURA 94: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE DOS CERRITOS 156

FIGURA 95: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE DOS CERRITOS 156

FIGURA 96: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE DOS CERRITOS 156

FIGURA 97: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE DOS CERRITOS 156

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN [2]..... 25

TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR 32

TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE PODER . 33

TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR A GAS 35

TABLA 5: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR INTERNO..... 35

TABLA 6: CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE OPERACIÓN ... 36

TABLA 7: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA..... 36

TABLA 8: CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR A VACÍO..... 37

TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DE LA BARRA SECCIONADORA TANDEM 38

TABLA 10: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL RECONECTADOR A MEDIA TENSIÓN 39

TABLA 11: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO 40

TABLA 12: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CARGADOR DE BATERÍAS 40

TABLA 13: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÁXIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES 47

TABLA 14: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÁXIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES 48

TABLA 15: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÍNIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES 48

TABLA 16: CARGA INSTALADA EN LOS ALIMENTADORES DE LA S/E SAMBOCITY 52

TABLA 17: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 1 DE LA S/E SAMBOCITY 54

T ABLA 18: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 2 DE LA S/E SAMBOCITY 55

TABLA 19: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 3 DE LA S/E SAMBOCITY 56

TABLA 20: FUJO DE CARGA ACTUAL DE CABECERA DEL ALIMENTADOR MATICES 57

TABLA 21: FUJO DE CARGA FUTURA DE CABECERA DEL ALIMENTADOR MATICES 57

TABLA 22: RESULTADO DEL FUJO DE CARGA FUTURA S/E SAMBOCITY -FUENTE LST PASCUALES MANGLERO 59

TABLA 23: RESULTADO DEL FUJO DE CARGA FUTURA S/E SAMBOCITY -FUENTE LST L1 59

TABLA 24: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL PUNTO DE ENTREGA PASCUALES 62

TABLA 25: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL PUNTO DE ENTREGA DOS CERRITOS 62

TABLA 26: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ACAR 500 MCM..... 63

TABLA 27: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ASCR 477 MCM..... 63

TABLA 28: IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 63

TABLA 29: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ACSR 336,4 MCM..... 64

TABLA 30: ICC EN BARRA DE 69 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 65

TABLA 31: ICC EN BARRA DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 65

TABLA 32: ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS DE MANIOBRA 66

TABLA 33: ICC EN BARRA DE 69 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 67

TABLA 34: ICC EN BARRA DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY 67

TABLA 35: ICC EN EL PRIMER RAMAL DE CADA ALIMENTADOR... 68

TABLA 36: ICC EN EL PRIMER RAMAL DE CADA ALIMENTADOR... 68

TABLA 37: CORRIENTES DE FALLA MAXIMAS EN BARRA 72

TABLA 38: MÁXIMA CORRIENTE DE LOS FUSIBLES TIPO K 73

TABLA 39: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 1 79

TABLA 40: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 1 81

TABLA 41: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 2 83

TABLA 42: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 2 85

TABLA 43: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 3 87

TABLA 44: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 3 89

TABLA 45: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV..... 91

TABLA 46: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV 93

TABLA 47: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV..... 95

TABLA 48: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV 97

TABLA 49: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51F/50F DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC 99

TABLA 50: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51N/50N DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC 101

TABLA 51: RESUMEN DE AJUSTE DE PROTECCIONES DE LA S/E SAMBOCITY 103

TABLA 52: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 1 106

TABLA 53: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 1 108

TABLA 54: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 2 110

TABLA 55: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 2 112

TABLA 56: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 3 114

TABLA 57: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 3 116

TABLA 58: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV..... 118

TABLA 59: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV 120

TABLA 60: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV..... 122

TABLA 61: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV 124

TABLA 62: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51F/50F DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC 126

TABLA 63: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51N/50N DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC 128

TABLA 64: RESUMEN DE AJUSTE ALTERNO DE LA S/E SAMBOCITY 130

TABLA 65: RESUMEN DE AJUSTE DEL RELÉ DIFERENCIAL 134

TABLA 66: HISTORICO DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES 140

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA. 18

ECUACIÓN 2: CORRIENTE DIFERENCIAL 27

ECUACIÓN 3: CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR..... 70

ECUACIÓN 4: CORRIENTE NOMINAL AT 71

ECUACIÓN 5: CORRIENTE NOMINAL BT 71

ECUACIÓN 6: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO
……72

ECUACIÓN 7: CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO
……72

ECUACIÓN 8: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO
……72

ABREVIATURAS

A	Amperios
AFP	Análisis De Flujo De Potencia
ANSI	Instituto Nacional De Normas Americanas
ARCONEL	Agencia de Control y Regulación de Electricidad
ARCA	Analizadores De Redes De Corriente Alterna
ARCC	Analizadores De Redes De Corriente Continua
AT	Alta Tensión
BIL	Nivel básico de aislamiento
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CENACE	Centro Nacional De Control de Energía
CFP	Cálculo Del Flujo De Potencia
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad (Empresa Pública)
CT	Transformador de Corriente
CU	Cobre
DC	Corriente Continua
ETAP	Electrical Transient and Analysis Program
FA	Transformador en aceite con aire forzado
FP	Factor de Potencia
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IH	Corriente en alta
IHS	Corrientes en alta referida al lado secundario del CT
IL	Corriente en baja
ILS	Corrientes en baja referida al lado secundario del CT
KA	Kiloamperios
KV	Kilovoltios
KVA	Kilovoltios - Amperios
KVAR	Kilovoltios - Amperios - Reactivos
KW	Kilovatios XIV

M	Metro
MCM	Miles de CircularsMils
MEER	Ministerio de Electricidad Y Energía Renovable
MT	Media Tensión
MVA	Megavoltios – Amperios
MVAR	Megavoltios - Amperios - Reactivos
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
OA	Transformador en aceite con enfriamiento natural
PT	Transformador De Potencial
RMS	Valor Eficaz
RTU	Unidad Terminal Remota
SEP	Sistema Eléctrico De Potencia
SF6	Hexafluoruro de Azufre
S/E	Subestación Eléctrica
TH	Tap del relé en alta
TL	Tap del relé en baja
VAC	Voltaje Corriente Alterna
VDC	Voltaje Corriente Directa
Vnom	Voltaje Nominal

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el desarrollo económico de un país se mide en base al crecimiento del sector eléctrico, estando relacionado con la introducción de nuevas fuentes de energía primaria y garantizando la continuidad del servicio eléctrico, tomando en cuenta los límites de variaciones máximos de los parámetros eléctricos [1] .

La coordinación de protecciones desempeña un papel importante en la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, además que permite proteger los equipos dentro del sistema, los cuales tienen un alto valor de inversión, por lo que es muy importante cuidar el tiempo de vida útil de estos equipos. Por esta razón se realiza este trabajo con el fin de velar por la seguridad tanto de los equipos así como también de la personas que están expuestos a perturbaciones o fallas que se puedan presentar en el sistema eléctrico [2] .

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones se analizará etapas previas al mismo que garantice un buen ajuste de los equipos de protección, entre los cuales están el análisis de flujo de carga y el análisis de corto circuito. Estos análisis nos proporcionaran parámetros eléctricos necesarios para realizar la coordinación de protecciones de la Subestación Sambocity mediante el software Electrical Transient and Analysis Program (ETAP).

En el capítulo 1, se describe la situación actual de la zona a analizar, identificando los problemas existentes en el suministro continuo de energía eléctrica, planteando mejoras en las redes a través de la construcción de la Subestación de Distribución Sambocity.

En el capítulo 2, se definen los conceptos para llevar a cabo el proyecto técnico de distribución de carga de los alimentadores primarios y la coordinación de protecciones de la Subestación de Distribución.

En el capítulo 3, se describe las especificaciones técnicas de los equipos que se implementaran en la Subestación de Sambocity.

En el capítulo 4, se realizará el estudio de flujo de potencia del sistema, en condiciones actuales y futuras, además se lleva a cabo el análisis de cortocircuito en barra de 69kV y 13,8kV de la Subestación Sambocity.

En el capítulo 5, se realiza los ajustes de los equipos de protección y la coordinación de fase y neutro mediante el software ETAP.

En el capítulo 6, se realizan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

1.1. Descripción del Problema

Debido al crecimiento urbanístico del sector la aurora y zonas adyacentes al lugar, se ha visto afectado el alimentador Matices perteneciente a la Subestación Lagos del Batán [3] , el cual entrega energía eléctrica a las dos etapas finalizadas del proyecto urbanístico Sambocity, lo que ha generado un aumento considerable en la demanda. Esto ha dado como consecuencia pérdidas considerables en el sistema y sobrepasar la capacidad del alimentador exigida por la corporación Nacional de Electricidad CNEL EP [4] .

Se aprovechará la construcción de la Subestación de Distribución Sambocity para mejorar la continuidad y calidad de servicio eléctrico mediante la coordinación de protecciones y la distribución de carga, para de esta forma aliviar el alimentador Matices de la S/E Lagos del Batan y disminuir las pérdidas técnicas del Sistema de Distribución.

1.2. Importancia y Alcances

En la actualidad el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha dado muchas facilidades de inversión a las empresas distribuidoras para mejorar la continuidad y calidad de servicio eléctrico a los consumidores residenciales, comerciales e industriales, mediante la construcción y repotenciación de Subestaciones de Distribución dado el aumento del consumo de energía eléctrica en los últimos años. [5]

Debido al crecimiento en la demanda por expansión de las Urbanizaciones se ha visto afectado el alimentador Matices perteneciente a la S/E Lagos del Batán, generando pérdidas considerables en el sistema (anexo 1).

Por esta razón el presente estudio busca hacer una re-distribución de carga en los alimentadores, mediante la construcción de la Subestación Sambocity y por consiguiente realizar la coordinación de los dispositivos de protección de la subestación.

1.3. Delimitación

Se realizará el estudio de distribución de carga de los alimentadores y la coordinación de protecciones de la Subestación de potencia Sambocity en las instalaciones de la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos ubicado en el cantón Durán Km 2,5 vía Durán Tambo, adicional se utilizarán las instalaciones de la Universidad Politécnica Salesiana para realizar las simulaciones por medio del software ETAP.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Realizar el estudio de distribución de carga de los alimentadores primarios y la coordinación de protecciones de la Subestación de Distribución Sambocity propiedad de la corporación nacional de electricidad CNEL EP.

1.4.2. Objetivos Específicos

- ✓ Analizar los parámetros eléctricos (voltaje, corriente, fp) de la topología actual del alimentador Matices de la Subestación de Distribución Lagos del Batan en el periodo de máxima y mínima demanda.

- ✓ Elaboración del diagrama unifilar de las líneas de Subtransmisión y subestaciones de distribución por medio del software "Electrical Transient and Analysis Program (ETAP)"

- ✓ Simulación de flujo de carga y cortocircuito IEC 60909 [6] , con las impedancias Thevenin (Positiva, Negativa, cero) de los puntos de entrega Pascuales y Dos Cerritos, demanda máxima, demanda mínima de la red, impedancias de corto circuito de los trasformadores de

potencia, impedancia de las líneas de transmisión (ohm/km), facilitadas por CNEL EP.

- ✓ Realizar el ajuste y la coordinación de los dispositivos de protección de la Subestación Sambocity.

1.5. Marco Metodológico

La información para llevar a cabo el proyecto técnico fue proporcionada por CNEL EP, el cual se validará la información entregada realizando levantamientos de las redes de media tensión actualizando la topología existente.

Para observar los problemas de regulación se tomará los registros de voltajes y demandas de los medidores de energía de cabecera de los alimentadores adyacentes a la zona afectada para posteriormente simular mediante el software CYME a demanda máxima y mínima.

Con los resultados de las simulaciones mencionadas se procederá a re-distribuir la carga del alimentador Matices hacia los alimentadores de la nueva Subestación de Distribución Sambocity, adicionalmente se analizarán los voltajes de servicio en la barra de 69kV con la fuente de alimentación Pascuales y Dos Cerritos con la finalidad de verificar por medio del software ETAP que los voltajes se encuentran en los rangos permitidos.

Para realizar la coordinación de protecciones de fase y neutro de la Subestación Sambocity se procederá primero a realizar el estudio de corrientes de cortocircuito en las barras de 69kV y 13,8kV como también a lo largo de los alimentadores de media tensión.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Conformación y Conceptos generales de un sistema de Distribución

Un Sistema eléctrico de potencia está compuesto por diferentes etapas las cuales son:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Un sistema eléctrico de potencia busca llevar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo, es decir la empresa eléctrica distribuidora [7] , por último entregarla a los abonados con los niveles de voltaje adecuados de manera segura como se puede observar en la figura 1.

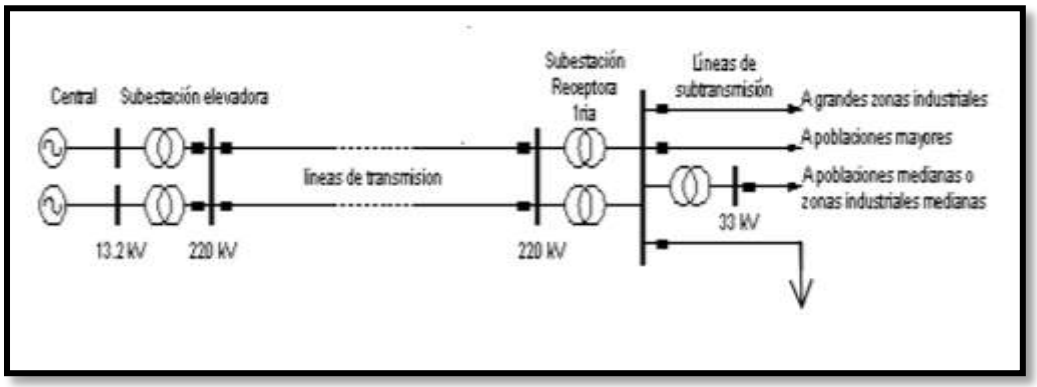


FIGURA 1: ETAPAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. *[7]*

La red eléctrica está compuesta por diferentes grupos de tensión [8] , los cuales son:

Grupo nivel alta tensión (AT):

Grupo 1(AT1-Lineas de Transmisión): Tensiones superiores a 138kV.

Grupo 2(AT2-Lineas de Subtransmisión): Tensiones superiores a 40kV e inferiores a 138kV.

Grupo nivel media tensión (MT-Red distribuidora):

Tensiones superiores a los 600 V e inferiores a 40kV

Grupo nivel baja tensión (BT)

Tensiones menores a 600 V

La función principal de un sistema de distribución es entregar la energía eléctrica desde la subestación de potencia hasta el usuario, utilizando elementos como líneas primarias de distribución, transformadores de potencia, líneas secundarias de distribución, acometidas, así como medidores y equipos de protección [9] .

2.1.1. Diagrama Unifilar

El objetivo primordial de un diagrama unifilar es suministrar información relevante sobre el sistema, y la cantidad de información a tener en cuenta depende de la necesidad o propósito para el cual se realiza dicho diagrama unifilar. Por ejemplo, un modelo sería un diagrama unifilar detallando las protecciones eléctricas del sistema, su ubicación, clase, tipo de protección, transformadores de corriente etc. y características de cada uno de estos elementos [1] .

El Instituto Nacional de Normas americanas (ANSI) [10] , El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) [11] , así como también la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) [12] , han publicado un

conjunto de símbolos estándar para los diagramas eléctricos algunos de ellos se muestran en la figura 2.

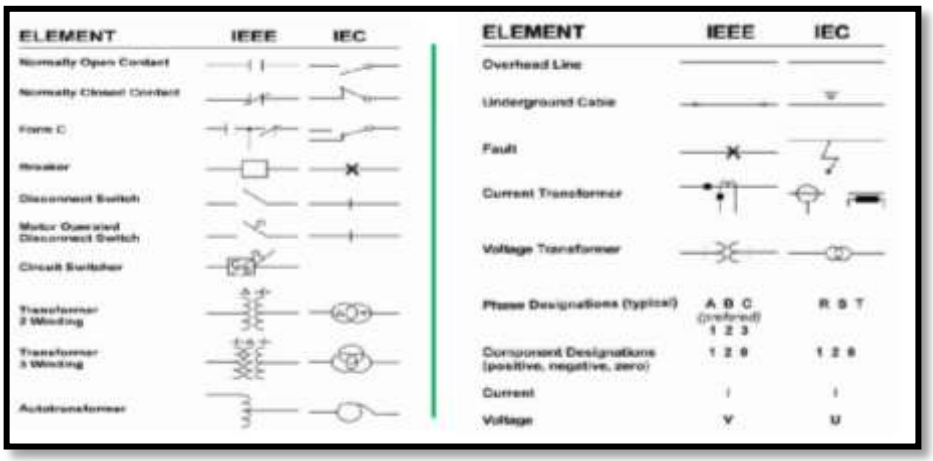


FIGURA 2: SIMBOLOGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN. *[13]*

Un diagrama unifilar base de un sistema de protección se puede visualizar en la figura 3 utilizando como simbología de la norma IEC [12] .

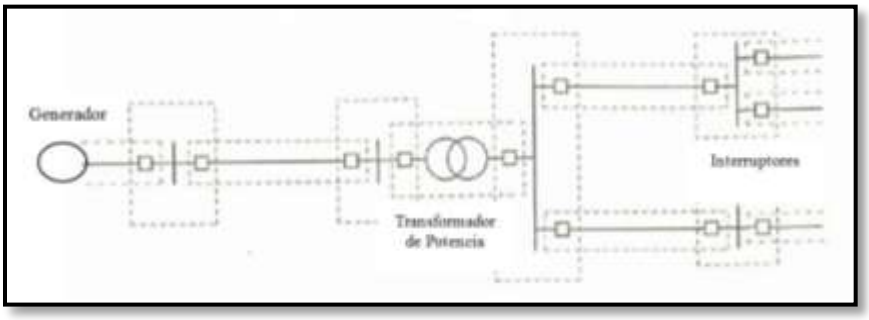


FIGURA 3: DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. *[14]*

2.1.2. Topología de los sistemas de distribución

La topología de las redes generalmente depende de las condiciones y necesidades de la carga. Las configuraciones más comunes son red radial y red en anillo.

2.1.2.1. Red Radial

Las redes radiales están constituidas por troncales y ramales, por los cuales la energía eléctrica es distribuida en una sola dirección, de la fuente hasta la carga que se necesita abastecer.

Este tipo de configuración es muy utilizada en redes de distribución aérea como subterránea [9] .

En condiciones normales de operación los alimentadores suministraran energía eléctrica a las cargas ubicadas aguas abajo y se tiene seccionamientos entre alimentadores los cuales se encuentran normalmente abiertos, en el caso de que se presente una falla permanente en el sistema o simplemente por motivo de mantenimiento se cierran dichos seccionamientos llevando de acabo la trasferencia de carga de un alimentador a otro [9] .

En la Figura 4, se puede apreciar una red radial la cual está compuesta por varios alimentadores y una fuente.

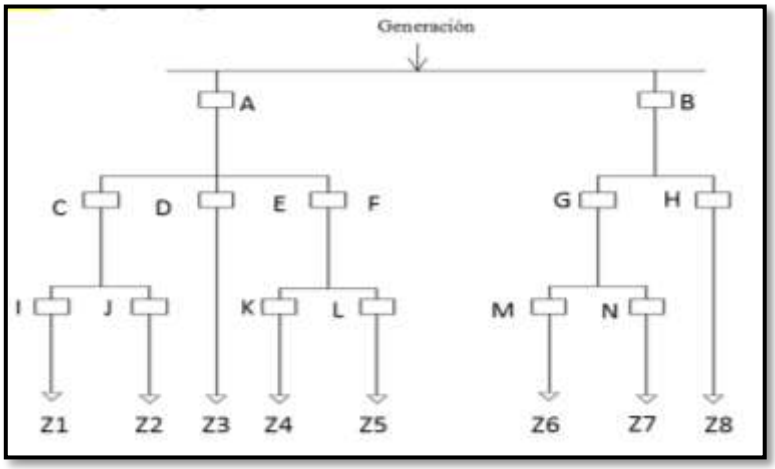


FIGURA 4: RED RADIAL

2.1.2.2. Red en Anillo

Como su nombre lo indica, la troncal principal tiene forma de anillo, que normalmente es alimentada a través de dos puntos. Su característica principal es tener una sola troncal y no poseer

ramales por lo que el sentido de la energía cambia en función de la tensión y magnitud de la carga [9] .

En la figura 5 se puede observar una red en anillo.

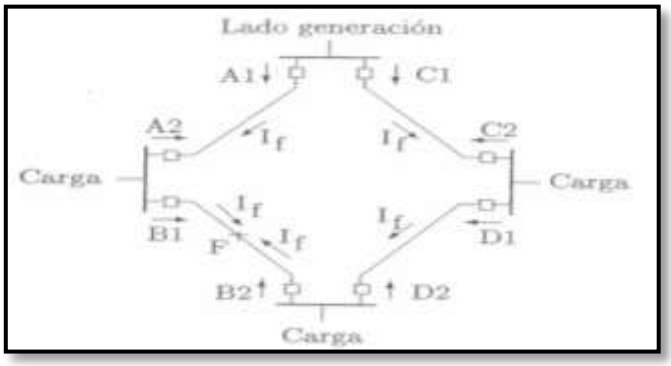


FIGURA 5: RED TIPO ANILLO. *[14]*

2.1.3. Carga eléctrica, Demanda mínima y demanda máxima en un sistema de distribución

Carga eléctrica es el conjunto de equipos o dispositivos que se encuentran conectados a un sistema eléctrico, que demandan una potencia eléctrica, este valor de potencia se le conoce como demanda del sistema, la cual puede llegar a valores máximos y mínimos dependido del tipo de carga y la hora transcurrida dentro de las 24 horas [9].

En los países subdesarrollados y en vía de desarrollo la carga residencial es la más significativa debido a que el sistema industrial está en vía de desarrollo [9] .

En la figura 6 se puede apreciar la curva característica de carga de tipo residencial.

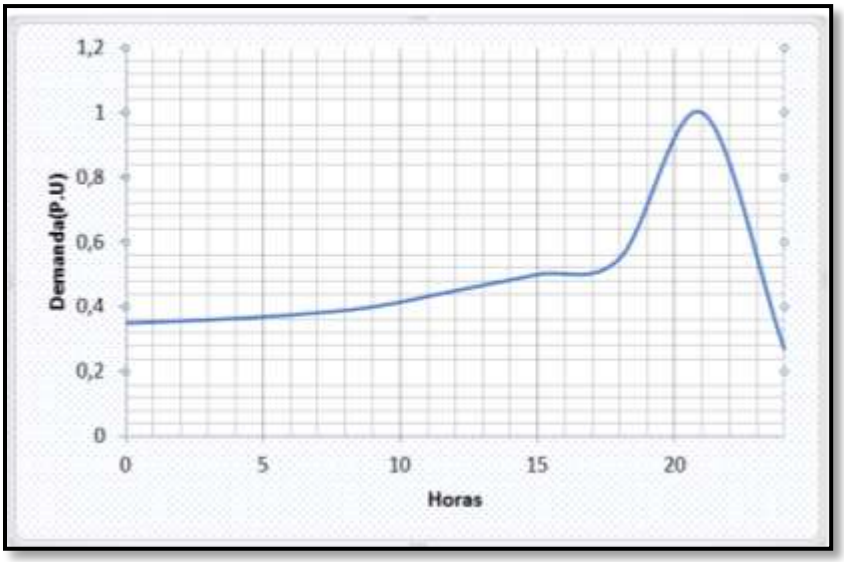


FIGURA 6: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA RESIDENCIAL. *[1]*

Se puede observar en la gráfica que desde las 0:00 a las 5:00 horas la demanda es baja (Mínima), debido a que a esas horas la mayoría de habitantes se encuentran dormidos y las cargas que generalmente están en funcionamiento son refrigeradores, ciertas luminarias, aires acondicionados, calefacción entre otros.

De las 6:00 hasta las 18:00 horas hay un incremento variable en la demanda debido a que hay las familias realizando sus trabajos cotidianos.

De las 18:00 a las 21:00 hay crecimiento en la demanda llegando a su máximo valor la cual se conoce como demanda máxima, debido a que la mayoría de cargas (equipos, dispositivos, electrodomésticos etc.) están en uso, una vez transcurridas las 21:00 horas la demanda disminuye considerablemente debido a que la mayoría de personas duermen.

Otro tipo de carga que es relevante considerar es la comercial la cual se muestra en la figura 7.

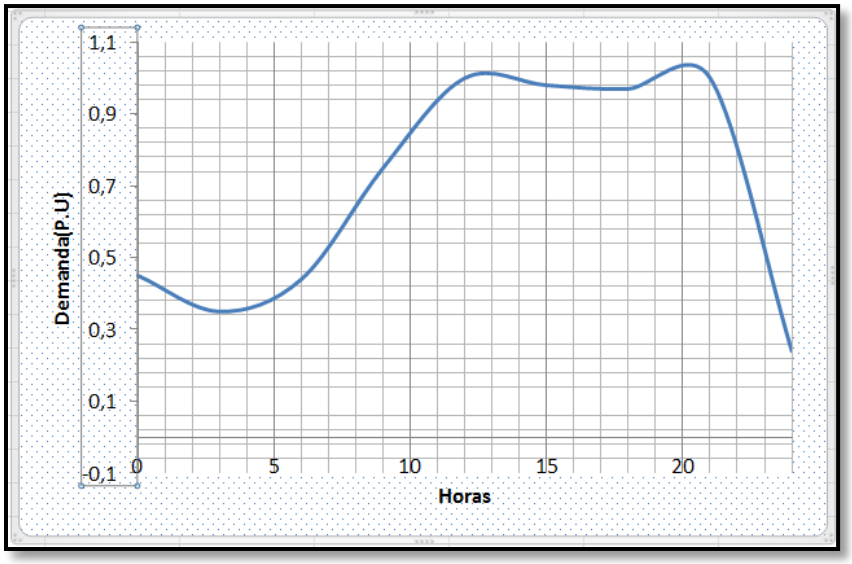


FIGURA 7: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA COMERCIAL. *[1]*

De las 10:00 horas en adelante hay un elevado crecimiento en la demanda, esto debido a que el área comercial generalmente abre sus puertas a partir de esta hora haciendo uso de los equipos necesarios para llevar a cabo sus ventas y a partir de las 21:00 horas cierran sus puertas existiendo una disminución en la demanda llegando a su valor mínimo.

Y por último tenemos la carga Industrial la cual tiene la siguiente forma según la figura 8.

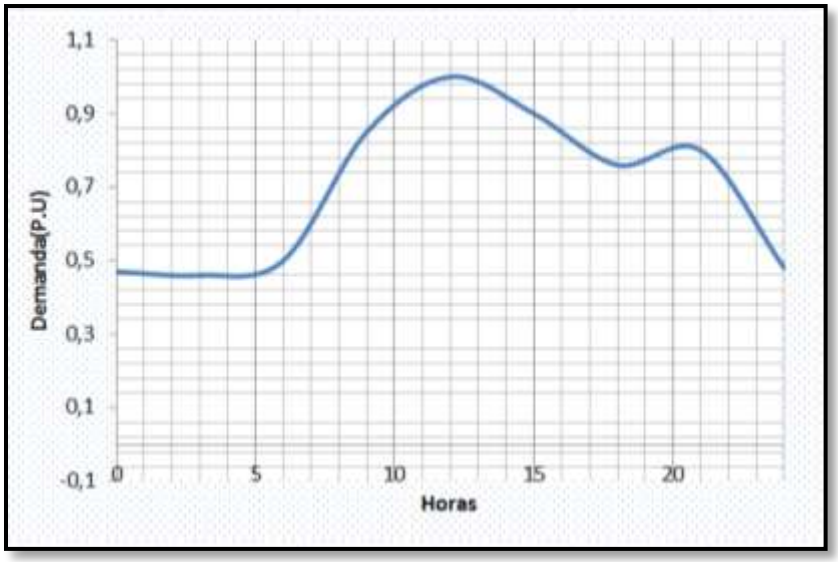


FIGURA 8: CURVA CRONOLÓGICA DE CARGA DIARIA INDUSTRIAL. *[1]*

Podemos observar que la demanda aumenta considerablemente a partir de las 9:00 horas y se mantiene hasta las 16:00 horas esto es de acuerdo al horario de los trabajadores de las plantas industriales, adicionalmente se observa que a partir de las 18:00 vuelve a incrementar la carga esto debido a que algunas industrias operan en las noches.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente ya podemos tener una idea clara del concepto de demanda máxima y demanda mínima, en donde:

La Demanda máxima es la mayor de las potencias que se presentan en un sistema durante un periodo de tiempo, es de mucha relevancia tener en cuenta esta demanda en un sistema de distribución ya que es el periodo donde se presenta la mayor caída de tensión y por ende incurrir en pérdidas de energía y potencia en el sistema [7] .

Por el contrario, la Demanda Mínima es la potencia mínima presentada en un periodo determinado [7] .

2.2. Distribución de Carga

Un sistema de distribución puede verse afectado por la caída de tensión debido a la carga conectada, la longitud de línea y de la distribución que se realice de la carga teniendo en cuenta que la corriente varía de acuerdo a la distancia [7] .

Un parámetro importante para el diseño de las redes de media tensión es la regulación de voltaje, las Normas nacionales fijan valores máximos como mínimos de tensión aceptables que pueden tener las redes de media distribución.

La caída de tensión a considerarse en el sistema va desde la salida de los circuitos primarios (Alimentadores) hasta el último punto en el cual se abastece al consumidor.

Los valores máximos permitidos de acuerdo a la Regulación No. CONELEC – 004/01, calidad del servicio eléctrico de distribución [4] , se encuentran en la figura 9.

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

FIGURA 9: REGULACIÓN DE VOLTAGE NO. CONELEC – 004/01. *[4]*

Otro factor importante a tener en cuenta en el sistema de distribución son las perdidas (kW). En la figura 10 se muestra los niveles de pérdidas normalizados.

Componente del sistema	Niveles deseados	Niveles tolerables
Subestación elevadora	0.25 %	0.50 %
Transmisión y subestación EHV	0.50 %	1.00 %
Transmisión y subestación HV	1.25 %	2.50 %
Subtransmisión	2.00 %	4.00 %
Subestación de distribución	0.25 %	0.50 %
Distribución primaria	1.5 %	3.00 %
Transformador de distribución y distribución	1.00 %	2.00 %
Red secundaria	1.5 %	3.00 %
Totales	8.25 %	16.5 %

FIGURA 10: PERDIDAS DE POTENCIA (KW). *[7]*

Otro parámetro relevante a tener en consideración es el factor de potencia, el cual indica la capacidad de una carga de absorber potencia activa, por tal razón en cargas puramente resistivas el factor de potencia es uno (FP=1) y en cargas tanto capacitivas como inductivas sin carga resistiva el factor de potencia es cero (F.P=0).

El directorio del concejo nacional de electricidad [4] , ha establecido un valor mínimo permisible del factor de potencia para medir la calidad de energía. Si el factor de potencia es inferior al límite por un lapso de más del 5% del periodo evaluado se estará incumpliendo la normativa y por ende se verá afectada la calidad del servicio eléctrico.

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC – 004/01 [4], el valor mínimo permisible en el sistema de distribución es de 0,92.

2.3. Estudios de Flujo de carga y Corto circuito

2.3.1. Estudio de flujo de carga

Los estudios de flujo de potencia también llamados flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los Sistemas eléctricos de Potencia [1] . El flujo de potencia es la denominación que se le da a la solución de estado permanente de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de:

- Generación
- Carga
- Topología de red

Hasta el año 1950, el Cálculo del Flujo de Potencia (CFP) se realizaba utilizando principalmente los analizadores de Redes de Corriente Alterna (ARCA) y en algunos casos los Analizadores de Redes de Corriente Continua (ARCC), que corresponden a una simulación a escala del Sistema Real. En la actualidad, el CFP se realiza fundamentalmente, utilizando los computadores digitales por las grandes ventajas que éstos presentan respecto a los analizadores de redes [1] .

Con la llegada de la era de las computadoras, su rapidez de ejecución, su bajo costo, sus facilidades de uso y desarrollo de diferentes herramientas, los analizadores han sido sustituidos mediante simuladores.

El análisis del flujo de potencias permite:

- Planificar ampliaciones necesarias del sistema eléctrico y establecer su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles aumentos de la demanda, introducción de nuevas redes en el sistema o nuevas centrales generadoras [1] .
- Estudiar los efectos que producen las pérdidas y caídas de tensión en el sistema eléctrico [1] .
- Ayudar a determinar los programas de despacho de potencia para obtener un mejor funcionamiento [1] .

Los parámetros que obtenemos al realizar un estudio de Flujo de carga son: Niveles de tensión en barras, factor de potencia (F.P), potencia activa (MW) y reactiva (MVAR) que fluye a través de las líneas.

Para resolver problemas de flujo de carga se necesitan conocer las impedancias de las líneas de transmisión, la carga la cual se va a alimentar, así como también le fuente que suministra o inyecta la potencia para cubrir la demanda, también es importante conocer los valores límites de caída de tensión permitida por la empresa distribuidora y así asegurar de que a las diferentes cargas les llegue el voltaje adecuado, así como la potencia que demanda con un F.P de potencia adecuado.

2.3.2. Análisis de fallas

El estudio y cálculo de las corrientes de corto circuito son de gran importancia para la elección adecuada de los dispositivos de protección, como también los ajustes y calibración de los relés. El análisis de fallas también es necesario para realizar una coordinación selectiva y opere la protección más próxima a la falla y permitir así que el resto del sistema opere con normalidad mientras se despeja la falla [15] .

Las fallas pueden ser originadas por diversas causas aleatorias, en donde durante los primeros ciclos es donde se presentan los valores más altos de corriente [13] .

Gracias a diferentes herramientas computacionales podemos hacer estudios de cortocircuito de manera rápida y confiable lo que ahorra mucho tiempo en cálculos. Para este estudio se utilizará la herramienta computacional ETAP para llevar acabo el análisis de fallas.

2.3.2.1. Fallas Simétricas y Asimétricas

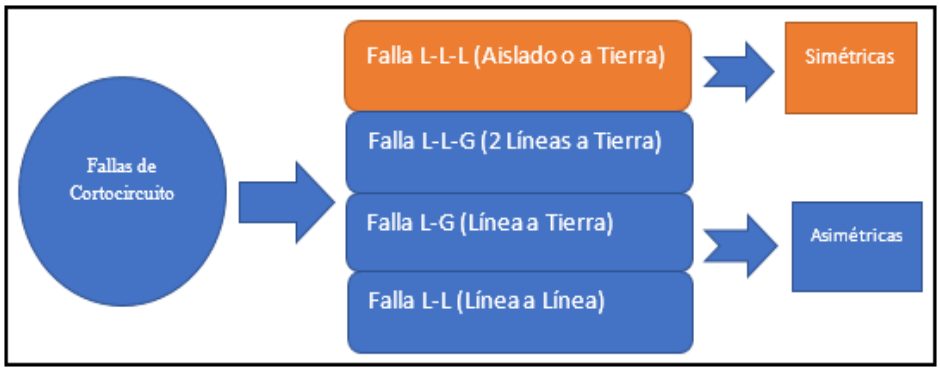


FIGURA 11: TIPOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA. *[16]*

Como se observa en la figura 11 existen varios tipos de fallas que se pueden presentar en un sistema eléctrico de potencia, las cuales se las clasifica en dos grupos Simétricas y Asimétricas [13] .

Fallas Simétricas: Se ven involucradas las tres fases y ponen al sistema en un nuevo punto de operación con corrientes con niveles altos pero el sistema continúa siendo equilibrado simétrico [2] .

En la figura 12 se puede observar un ejemplo de fallas simétricas como lo es una falla trifásica y una falla trifásica a tierra.

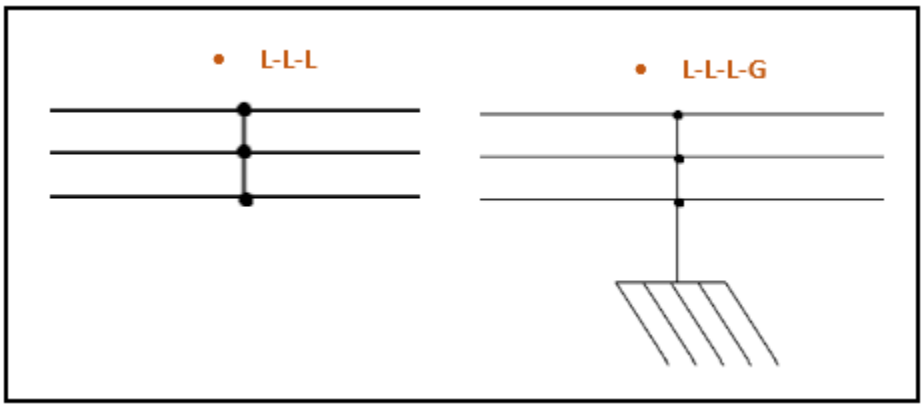


FIGURA 12: FALLAS SIMETRICAS. *[16]*

Fallas Asimétricas: Se ven afectadas una o dos fases y llevan al sistema a un nuevo punto de operación con niveles de corrientes elevadas y el sistema es desbalanceado [2] .

En la figura 13 se puede apreciar falla de línea-tierra, línea-línea y línea-línea-tierra las cuales corresponden a fallas asimétricas.

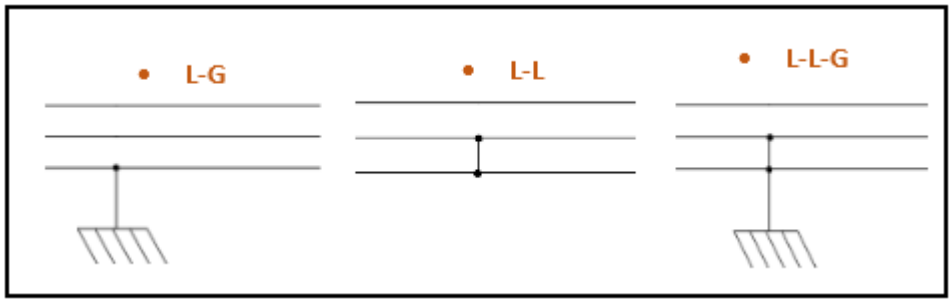


FIGURA 13: FALLAS ASIMETRICAS. *[16]*

2.3.2.2. Tipos de Falla de cortocircuito

Falla trifásica: Se la describe como la unión de las tres fases, aunque no es muy frecuente este tipo de falla es una de las genera mayores niveles de cortocircuito por lo que se la debe tener en cuenta para el análisis [1] .

$$I3\emptyset = \frac{Vf}{Zqq}$$

ECUACIÓN 1: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA. [9]

En donde:

Vf: Es la tensión real antes de la falla.

Zqq: Es la impedancia vista desde el punto donde ocurre la falla, la cual se puede obtener al construir la matriz de impedancias de Zcc.

Falla fase a tierra: Las fallas asimétricas incurren con más frecuencia que las fallas simétricas, las cuales pueden generar corrientes que superan a las de una falla trifásica, esto ocurre sobre todo en redes de transmisión y distribución cuando el punto de falla está cerca de la subestación eléctrica. Las corrientes de falla de una fase a tierra se utilizan para diseñar la malla a tierra en la subestación eléctrica [1] .

Falla de 2 fases Tierra: Generalmente la falla de dos fases a tierra es el 87% de la falla trifásica a tierra, el cálculo de esta falla no siempre se requiere ya que no representa el máximo valor de corriente de falla [1] .

Falla de línea a línea: En este caso las faces b y c fallan sin intervenir la tierra [1] .

Mediante métodos computacionales podemos realizar estudios de cortocircuito y flujo de carga, lo que ahorra mucho tiempo en cálculos. Para el presente estudio se utilizará la herramienta computacional ETAP.

2.4. Estudios de flujo de carga y Cortocircuito con ETAP

Actualmente mediante herramientas computacionales podemos realizar diferentes estudios en los sistemas eléctricos de potencia, como por ejemplo el análisis de flujo de carga, análisis de fallas y la coordinación de protecciones.

La modelación del sistema de potencia se realizará a través de ETAP el cual nos permitirá simular distintos escenarios, reconocer la topología del sistema de potencia, determinar los equipos que conforman dicho sistema y plantear conclusiones acerca del funcionamiento del mismo. ETAP tiene un soporte técnico basado en normas ANSI-IEEE e IEC [17] , que permite modelar la naturaleza de cada uno de los equipos de forma adecuada, adicionalmente cuenta con librerías de los fabricantes de relés, dispositivos de protección, fusibles, conductores, entre otros [17] .

2.4.1. Análisis de Flujo de Carga con ETAP

El software ETAP permite realizar estudios de flujo de carga, obteniendo tensiones en las barras del sistema, factor de potencia de los ramales, las corrientes y los flujos de potencia (Potencia activa, Potencia reactiva, Potencia aparente) a lo largo del sistema eléctrico, puede realizar los análisis de cualquier tipo de sistema ya sea radial o en anillo, en este trabajo nos centraremos en sistema radial ya que la red de distribución de CNEL EP se encuentra configurada de esta manera [17] .

Para realizar el estudio debemos seleccionar un método para llevar acabo el análisis de flujo de carga estos pueden ser:

- Newton-Raphson
- Newton-Raphson Adaptable
- Desacoplado Rápido
- Gauss-Seidel

En nuestro caso utilizaremos el método de Newton-Raphson con un número de iteraciones de 99 [17] .

2.4.2. Estudios de Corto Circuito con ETAP

El software ETAP analiza el efecto que las fallas producen en los sistemas de potencia, estas fallas pueden ser trifásicas, línea a tierra, línea a línea y fallas línea-línea a tierra. El programa obtiene las corrientes de falla totales en conformidad con las Normas ANSI/IEE (Serie C37) y la Norma IEC (60909,61363) [17] .

Nuestro estudio de cortocircuito se basará en la norma IEC 60909.

Falla (IEC 60909): Este estudio calcula rms simétricos, pico, rms simétricas de última hora y estado estacionario, corrientes rms en barras con fallas [17] .

Para realizar un estudio de corto circuito se necesitará conocer los valores de reactancia en secuencia positiva, negativa y cero para la fuente, así mismo para el transformador como también el tipo de puesta a tierra, conexión y grupo vectorial además de conocer la impedancia de línea (Km/Ohm) de la red [17] .

2.5. Conceptos generales de protecciones eléctricas

La coordinación de protecciones eléctricas requiere de estudios de ingeniería con el fin de evaluar el desempeño del sistema, aspectos como la seguridad, selectividad y el suministro continúo de energía, así como también los factores económicos. Un buen ajuste y calibración de los dispositivos de protección

permitirán realizar una buena coordinación de los equipos de protección, lo cual ayudara a justificar la inversión que realizan las empresas eléctricas distribuidoras, al adquirir equipos con un alto costo de inversión como Transformadores de potencia, Transformadores de distribución, Líneas de transmisión, líneas de distribución, Generadores, Instrumentos de Medida, disyuntores [2] .

Los sistemas eléctricos de potencia están continuamente expuestos a diferentes perturbaciones en la red. Por esta razón, es imprescindible un sistema de protecciones que permita aislar los diferentes elementos del sistema en el menor tiempo posible después de una falla, sacando así del servicio el menor número de abonados y conservando continuidad del servicio para los otros elementos del SEP [18] .

Generalmente las perturbaciones o fallas en el sistema son de carácter transitorio y pueden presentarse debido a diferentes causas como vandalismo, descargas atmosféricas, caída de árboles, desgaste o cuerpos extraños en los aisladores, animales entre otros [2] .

2.5.1. Características principales de un sistema de protección

Cualquier sistema de protección debe tener las siguientes características:

Sensibilidad: Capacidad del sistema de protección para distinguir situaciones de falla de aquellas que no lo son y debe tener las siguientes características [14] .

- Establecer los parámetros mínimos que permitirán al sistema distinguir entre una falla o el funcionamiento normal de los equipos (Arranque) [14] .
- Establecer los límites para cada una de las magnitudes del sistema y operar cuando este fuera de ellos [14] .

Selectividad: Capacidad del sistema para operar el equipo de protección más cercano a donde se produjo la falla y aislar la mínima parte del Sistema [14] .

Rapidez: Consiste en despejar la falla en el menor tiempo posible para evitar o reducir los daños a los elementos del Sistema [14] .

Economía: Otorgar al cliente la mayor protección a un buen costo, justificando la importancia de protección versus la inversión de los equipos del Sistema [14] .

2.5.2. Protección primaria y de respaldo

Protección Primaria: Son aquellas que tienen la capacidad de actuar en primera instancia ante una falla, aislando el menor número de clientes [18] .

Protección de respaldo: Son las protecciones que actúan siempre y cuando la protección principal no responda, por lo cual la protección de respaldo aislara la falla en un tiempo determinado [18] .

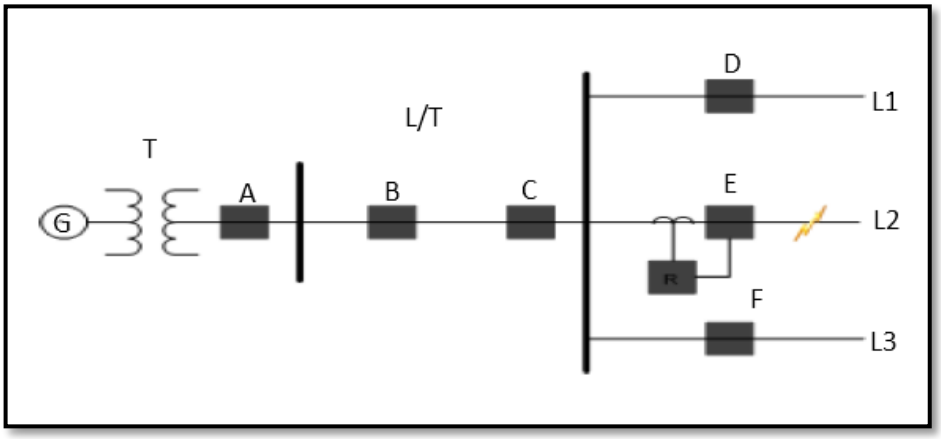


FIGURA 14: PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO

En la figura 14, podemos observar un diagrama unifilar con los diferentes dispositivos de protección, en el caso de una falla deberá operar el que este más cercano a la falla y del lado de la fuente de alimentación. Por esta razón si se produce una falla en L2, la protección E responderá para aislar la falla. En el caso que por alguna razón la protección E no detecte la falla entonces la protección de respaldo C deberá aislarla.

2.5.3. Protección de Sobrecorriente

Protección de sobrecorriente: Su operación está basada en los valores de corriente que circulan por el sistema, es decir el dispositivo de protección actuara solo cuando los valores de corriente sean mayores al valor de referencia (Valores nominales del sistema, Valores de arranque de las maquinas eléctricas, Valores en condiciones normales) [14] .

Los relés de sobrecorriente están divididos en tres clases:

- Sobrecorriente Instantánea
- Tiempo inverso
- Tiempo definido

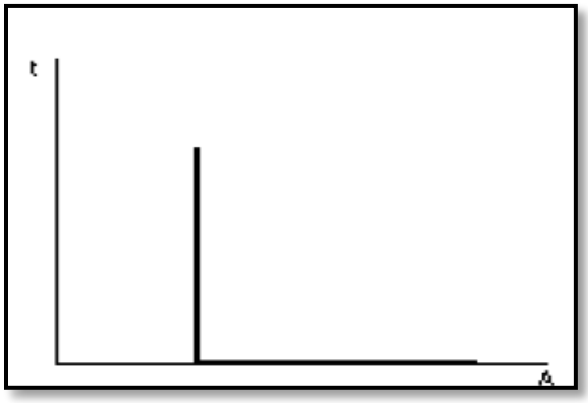


FIGURA 15: CORRIENTE INSTANTÁNEA. *[15]*

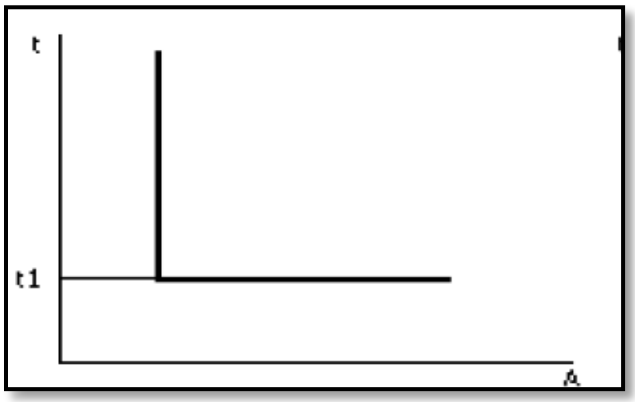


FIGURA 16: TIEMPO DEFINIDO. *[15]*

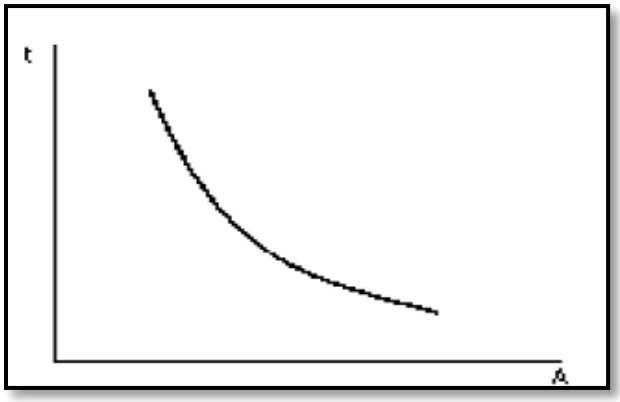


FIGURA 17: TEMPORIZADA DE TIEMPO INVERSO. *[15]*

Protecciones de Sobrecorriente Instantánea: Como se observa en la figura 15, responden de manera inmediata o instantánea ante una corriente que sobrepasa la de referencia, no toma en cuenta ningún tiempo de retraso.

Protecciones de tiempo definido: Como se aprecia en la figura 16, posee un tiempo de retraso en su operación, y este tiempo es independiente del valor de intensidad de entrada.

Protecciones de tiempo inverso: En la figura 17, se observa una curva de sobrecorriente inversa temporizada, en este caso el tiempo está en función de la corriente, es decir entre más alta la intensidad de la corriente menor será el tiempo de ejecución de la protección.

En la figura 18, muestran las diferentes curvas características de este tipo de protección de acuerdo al Std 242-2001 que son: Inversa, muy inversa o extremadamente inversa [18] .

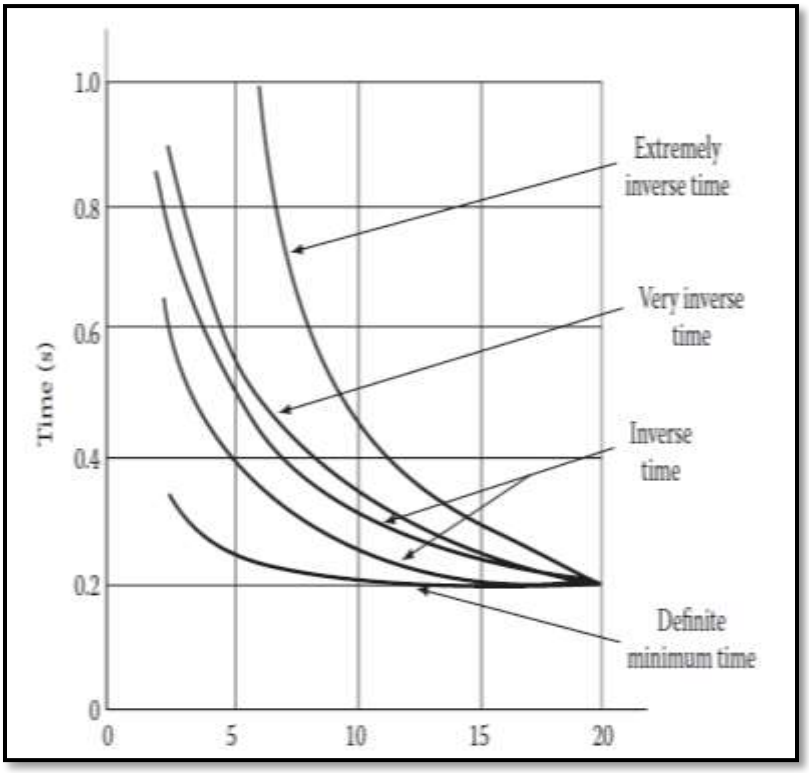


FIGURA 18: CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE. *[2]*

2.5.4. Coordinación de Protecciones

Para realizar una coordinación de protección se debe tener en cuenta los tiempos de operación de los dispositivos de protección como:

- Contactos de los relés
- Interruptor de potencia

Los tiempos se describen en la tabla 1:

TABLA 1: TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN *[2]*

Elemento de Protección	**Tiempo de operación**
Apertura Interruptor de potencia	0,08 S
Relé (Contactos, tolerancia, errores)	0,17 S
Total (Tiempo)	0,25 S

De acuerdo con la tabla 1, el tiempo total de operación de los dispositivos de protección es de 0,25 Segundos. El libro The ABC of Overcurrent Coordination [19] y el Std-IEE 242-2001 [18] , recomienda trabajar en un rango de tiempo de 0,2 -0,3 para la coordinación Relé - Relé.

Cuando se desea coordinar Fusible-Relé el tiempo admisible entre la curva de despeje del fusible y la curva de sobrecorriente del Relé debe ser entre 0,2 segundos y 0,3 segundos [16] , [18] .

2.5.5. Protección de un sistema radial y en anillo

Cuando se tiene un sistema de tipo radial la corriente circula en una sola dirección, de la fuente hasta la carga que se necesita abastecer como se muestra en la figura 19(b).

Este tipo de configuración es muy utilizada en redes de distribución [9] .

En la actualidad los dispositivos de protecciones eléctricas se los ajusta del tal forma que se encuentren en cascada, debido a que la configuración del sistema de distribución de CNEL EP es totalmente radial aguas abajo de las subestaciones de distribución [20] . Las protecciones que se toman en cuenta de acuerdo a los criterios de protecciones eléctricas de CNEL EP son los siguientes de acuerdo a los números ANSI [21] .

- Protección de Sobrecorriente Inversa Temporizada de Fase (51F)
- Protección de Sobrecorriente Inversa Temporizada de Neutro (51N)
- Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50F)
- Protección de Sobrecorriente Instantánea de fase (50N)
- Unidad Diferencial del trasformador(87T)
- Disyuntor de Potencia (52)

Una característica importante de algunos tipos de protección es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y, por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del relevador. Los relevadores que tienen esta característica son

importantes en la protección de circuitos enmallados figura 19(a), o donde existen varias fuentes de generación, cuando las corrientes de falla pueden circular en ambas direcciones en torno a la malla. En estos casos, la protección direccional (67-ANSI), previene la apertura innecesaria del equipo de interrupción y así mejora la seguridad del suministro de electricidad. En los diagramas esquemáticos de protección la protección direccional está usualmente representada por una flecha debajo del símbolo apropiado, indicando la dirección del flujo de corriente para la operación del relevador [14] .

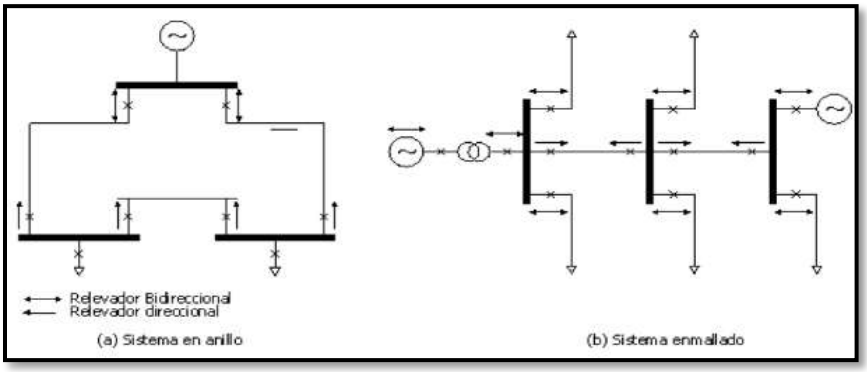


FIGURA 19: REDES ELÉCTRICAS RADIALES Y EN ANILLO. *[14]*

2.5.6. Protección diferencial

Este tipo de protección solo opera cuando la falla está dentro del área protegida, el relé diferencial detecta la corriente dada por:

$$Id = I1 + I2$$ ECUACIÓN 2: CORRIENTE DIFERENCIAL *[2]*

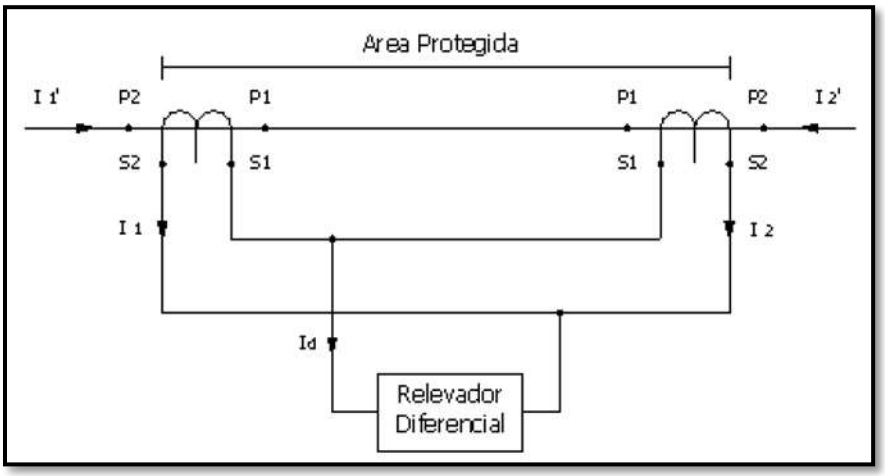


FIGURA 20: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL. *[15]*

En la figura 20, se observa un relé diferencial, el cual protege al equipo que se encuentra entre los dos trasformadores de corriente, los cuales definen la zona de protección. La protección diferencial de transformadores 87 T se utiliza para detectar y despejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador y cortocircuitos internos del transformador, opera con la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes .Para que el relé diferencial opere la corriente de operación debe ser mayor que la corriente mínima puesta en trabajo [2] .

CAPITULO 3

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES

Actualmente el proyecto urbanístico SAMBOCITY se encuentra en proceso de construcción, el cual contempla cuatro urbanizaciones residenciales (Hollywood Park, Manhattan Park, Madison Park y Broadway Park), siendo servidos a nivel de 13,8kV las dos etapas finalizadas y energizadas (Hollywood Park y Manhattan Park) por medio del alimentador Matices de la Subestación de Distribución Lagos del Batan.

Debido a las perdidas presentadas y sobrepasar la capacidad del alimentador Matices exigida por CNEL EP y a la tasa de crecimiento del sector la Aurora, se planificó la construcción de una Subestación de Distribución reductora de 69/13,8 kV, con una capacidad instalada de 12/16 MVA, el cual suministrará energía eléctrica a la población de la zona urbana del cantón Daule, donde la mayor parte de la carga es residencial.

3.1. Ubicación Geográfica

La subestación eléctrica Sambocity de la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos se ubicara en el cantón Daule de la provincia del Guayas en el kilómetro 6 de la Av. León Febres Cordero. La subestación se implementará en un terreno cuya área es 1069m^2 cuyas coordenadas geográficas son x: 624297 y: 9773305.

La subestación Sambocity abastecería energía eléctrica 15 Km^2 a la redonda, en la figura 21 se presenta la ubicación de la Subestación de Distribución.

FIGURA 21: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

3.2. Infraestructura Civil

La Subestación Sambocity está constituida por una puerta principal de malla galvanizada abatible para el acceso vehicular y peatonal, cuyas dimensiones son de 2,40 x 2 metros.

Dentro de las instalaciones se tienen previsto la construcción del cuarto de control con un área de 30 m^2 para la ubicación del tablero del transformador, equipos de comunicación y los medidores de energía eléctrica.

Se construirá dos patios de maniobras tipo exterior, los cuales uno será a nivel de voltaje de 69 kV con un aérea de 100 m^2 y el otro con un nivel de voltaje de 13,8kV con un aérea de 32,8 m^2.

En la figura 22 se muestra la implantación de la subestación de distribución Sambocity.

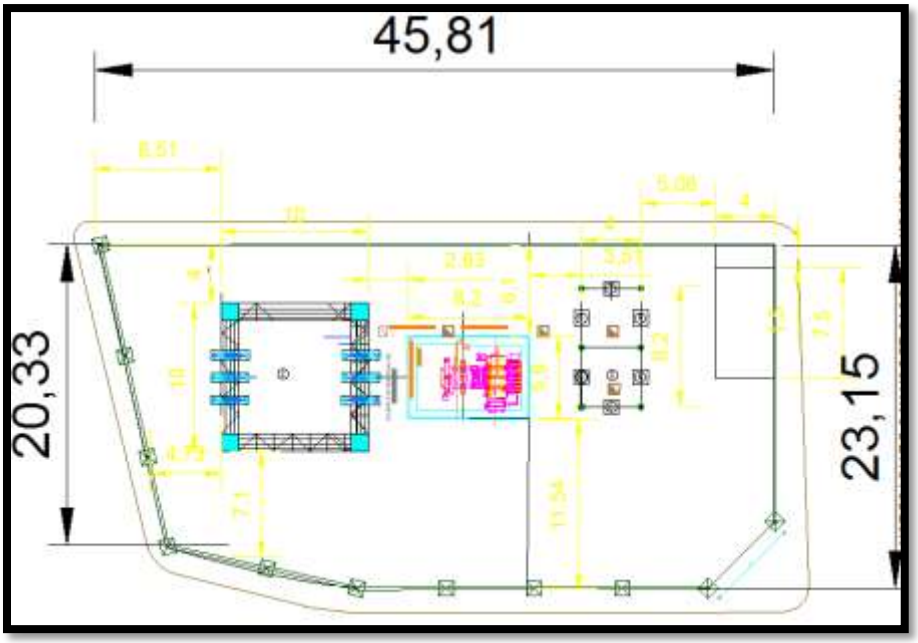


FIGURA 22: IMPLANTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN SAMBOCITY

3.3. Infraestructura eléctrica y equipos

3.3.1. Línea de Subtransmisión

La Subestación de Distribución Sambocity será energizada de la nueva posición de la Subestación Pascuales cuya línea de Subtransmisión está conformada por diferentes calibres de conductor.

El primer tramo comprende 12,5 km de longitud de línea, la cual se encuentra en construcción con calibre de conductor ACAR 500 MCM 26/7 y el segundo tramo está conformado por 4.8Km de conductor existente con calibre ACSR 477 MCM 26/7.

3.3.2. Pórtico de entrada (69 kV)

El patio de 69 kV de la Subestación de Distribución Sambocity se energiza mediante la línea de Subtransmisión con longitud de 80 metros con calibre de conductor 477 MCM 26/7 que parte de la derivación en T de la línea Pascuales Manglero y pasa por la Av. León Febres Cordero, energizando continuamente a los equipos y estructuras que se detallaran a continuación.

3.3.2.1. Estructuras

Se dispondrá de 4 torres metálicas de aproximadamente 10 metros, con dimensiones de 80x80 cm, cada una separada a una distancia de 10 metros, se prevé la construcción de las bases de hormigón para las torres cuyas dimensiones serán de 1,25x1, 25x0, 26 metros.

Las torres se unen mediante barras colectoras para sostener los aisladores y el seccionador de entrada 69 kV.

3.3.2.2. Seccionador de Apertura Tripolar (pórtico 69kV)

El seccionador de apertura tripolar está formado por tres polos que pueden ser operados simultáneamente a través de un motor.

La función principal del seccionador de apertura tripolar será aislar completamente la Subestación de Distribución de las redes de alta tensión para realizar pruebas o mantenimiento al GIS-Transformador.

En la tabla 2, se presenta las características generales del seccionador motorizado.

TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR

Tipo	Apertura columna giratoria central
Voltaje nominal	72,5 kV
Mecanismo	Motorizado
I nominal	600 A
Icc	10 kA
Tiempo de corriente de Falla	3 segundos

3.3.2.3. Transformador de Potencia

El transformador de potencia a entrar en operación dentro de la Subestación de Distribución Sambocity es un GIS - Transformador reductor de 69/13,8 kV con capacidad nominal

de 12/16 MVA, el cual tiene sus elementos aislados en gas hexafloruro de azufre **(SF6).**

Cada equipo de seccionamiento y de interrupción se encuentra encapsulado independientemente en un compartimiento metálico aislado por gas SF6, formando módulos individuales por equipos, los cuales se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí.

En la tabla 3, se presenta las características generales del transformador de potencia y en la figura 23 se presenta al mismo.

TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE PODER

<table>
<tr><th colspan="4">MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION</th></tr>
<tr><td>Serie</td><td>9812281104</td><td>Temperatura de Aceite</td><td>55 °C</td></tr>
<tr><td>Año de Fabricación</td><td>1998</td><td>Temperatura de Devanado</td><td>60 °C</td></tr>
<tr><td>Norma</td><td>IEC - 76</td><td rowspan="4">Nivel Básico de Aislamiento</td><td>A.T</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Capacidad</td><td>OA</td><td>350kV</td></tr>
<tr><td>12 MVA</td><td>B.T</td></tr>
<tr><td>FA</td><td>110kV</td></tr>
<tr><td>16 MVA</td><td>Peso Total</td><td>29000 Kg</td></tr>
<tr><td>A.T</td><td>69000 V</td><td colspan="2">100/134 A</td></tr>
<tr><td>B.T</td><td>13800 V</td><td colspan="2">502/669 A</td></tr>
<tr><td rowspan="2">VOLT</td><td colspan="2">AMP</td><td></td></tr>
<tr><td>ONAN</td><td>ONAF</td><td>POSICIÓN</td></tr>
<tr><td>72450</td><td>95,6</td><td>128</td><td>1</td></tr>
<tr><td>70730</td><td>98</td><td>131</td><td>2</td></tr>
<tr><td>69000</td><td>100</td><td>134</td><td>3</td></tr>
<tr><td>67280</td><td>103</td><td>137</td><td>4</td></tr>
<tr><td>65550</td><td>106</td><td>141</td><td>5</td></tr>
</table>

FIGURA 23: TRANSFORMADOR DE POTENCIA 12/16 MVA

3.3.2.4. Equipos de maniobras encapsulados (GIS)

Los equipos encapsulados son los siguientes:

Interruptor en Gas SF6

Los interruptores a gas permiten el despeje de la corriente de cortocircuito y de operación mediante el medio de aislamiento (hexafloruro de azufre), el cual permite la extinción del arco eléctrico dentro de la cámara utilizando accionamientos de carga de resortes.

En la tabla 4, se presenta las características generales del Interruptor interno a gas.

TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR A GAS

INTERRUPTOR A GAS			
Tipo	70-SFMT-25B	**Corriente Nominal**	600 A
Tensión Nominal	72,5 kV	**Frecuencia**	60 Hz
B.I.L		350 kV	
Corriente de Interrupción Nominal		20 kA	
Tensión de Cierre	125 VDC	**Tensión de Apertura**	125 VDC

Seccionador Interno a 69kV

El seccionador interno permite aislar el interruptor a gas una vez que se haya procedido a realizar la apertura del interruptor.

Los tres polos del seccionador están acoplados mecánicamente y son movidos simultáneamente por un accionamiento motorizado o de manera manual.

En la tabla 5 y la tabla 6, se presenta las características generales del seccionador interno.

TABLA 5: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR INTERNO

SECCIONADOR			
Tipo	70-GLA-20	**Tensión Nominal**	72,5 kV
Corriente Nominal			600 A
Tensión resistida de impulso			350 kV
Corriente de Corta Duración			20 kA

TABLA 6: CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE OPERACIÓN

MECANISMO DE OPERACIÓN MOTORIZADO	
Tipo	MDC
Tensión Nominal de Operación	125 VDC
Tensión Nominal de Control	125 VDC

Seccionador de Puesta a Tierra a 69 kV

La función del seccionador de puesta a tierra es descargar el transformador de potencia y mandar a tierra cualquier retorno de corriente que pueda existir previniendo cualquier accidente.

Los tres polos del seccionador están acoplados mecánicamente y son movidos simultáneamente por un accionamiento manual.

En la tabla 7, se presenta las características generales del seccionador de puesta a tierra.

TABLA 7: CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA

SECCIONADOR A PUESTA A TIERRA			
Tipo	70-GVE	**Tensión Nominal**	72,5 kV
Tensión resistida de impulso			350 kV
Corriente de Corta Duración			20 kA

3.3.3. Pórtico de Salida (13,8 kV)

El pórtico de 13,8 kV será construido de forma aérea y estará constituido por 6 postes de hormigón de 14 metros separados entre sí a una distancia de 4 metros.

De la Subestación Sambocity se tiene planificado construir 4 alimentadores de media tensión.

3.3.3.1. Interruptor en Vacío

La Subestación de Distribución Sambocity constará de un interruptor en vacío, el cual estará instalado en una de las caras del patio a 13,8kV a la salida del transformador (lado de baja tensión), energizando la barra de salida de la subestación.

La función principal es proteger al transformador de potencia contra fallas externas e internas y desenergizar el patio a 13,8kV cuando se planifique un mantenimiento preventivo o correctivo.

En la tabla 8, se presenta las características generales del interruptor a vacío.

TABLA 8: CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR A VACÍO

INTERRUPTOR A VACÍO			
Voltaje	15,5 kV	**Capacidad de ruptura**	40 kA
Corriente	1250 A	**Corriente de corta Duración**	40 kA
Frecuencia	60 Hz	**Componente DC**	50%
Número de Polos	3	**BIL**	35/95 KVP
Bobina de Disparo	125 VDC		

3.3.3.2. Barras seccionadoras Homopolares tipo Tándem

Las barras seccionadoras tipo tándem se instalarán en cada salida de los alimentadores, el cual permitirá realizar maniobras manuales por medio de la pértiga permitiendo aislar o poner un bypass al reconectador de cabecera para posterior realizar pruebas eléctricas.

En la tabla 9, se presenta las características generales de las barras seccionadoras homopolares tipo Tandem.

TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DE LA BARRA SECCIONADORA TANDEM

CARACTERISTICAS GENERALES	
PARAMETROS	**ESPECIFICACIONES**
Tipo de seccionador requerido:	Monopolar
Sitio de instalación	Interperie
Mecanismo de operación cuchillas	Manual
Montaje Vertical	SI
Número de polos	1
Voltaje Máximo de diseño	15 kV
Voltaje Nominal	13.8 kV
Nivel básico de aislamiento	110 kV
Mínima distancia de fuga	384 mm
Frecuencia nominal	60 HZ
Corriente nominal continua	1.200 A
Corriente de Cortocircuito	12kA
Duración del cortocircuito	1 s
Material de los aisladores	Porcelana
Capacidad nominal de la barra para by-pass	1.200 A

3.3.3.3. Reconectadores de Cabecera a nivel de 13,8 Kv

Los reconectadores de cabecera cumplen con la función de proteger los equipos instalados aguas arribas contemplando la curva de daño del conductor bajo la presencia de corrientes de falla y sobrecargas.

Dado que actualmente no se encuentra definido la marca ni el tipo del reconectador se presenta las especificaciones técnicas para la adquisición a futuro de los reconectadores con su respectivo control.

En la tabla 10, se presenta las especificaciones generales de las de los reconectadores de cabecera a nivel de 13,8kV.

TABLA 10: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL RECONECTADOR A MEDIA TENSIÓN

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE RECONECTADOR PARA MONTAJE EN SUBESTACION
Tipo	Reconectador trifásico, accionamiento tripolar con control electrónico para montaje en poste.
Capacidad nominal de corriente continua	mayor o igual a 600 A
Voltaje de servicio	13.8 kV
Voltaje máximo de diseño	27 kV
Transformadores de corriente	300/5
Precisión de los Transformadores de corriente.	C-100
Corriente de interrupción estado estable	Mayor o igual a 12.5 kA RMS
Corriente asimétrica de pico	mayor igual a 20 kA
BIL	mayor igual 125 kV hasta 1000 m.s.n.m
Norma de fabricación y diseño	ANSI / IEEE C37.60; IEC 62271-111; IEC 62271-100; o su equivalente en IEC, NEMA.
Norma de operación y mantenimiento	ANSI / IEEE C37.61 - 1973.
Uso/Instalación	Intemperie
Material de aisladores de bushing	Resina epoxica/porcelana
Medio de extinción del arco	Vacío
Frecuencia	60 Hz

3.3.3.4. Transformador monofásico auxiliar

Se dispondrá de un transformador auto protegido monofásico dentro de la subestación de distribución con capacidad de 25 KVA energizado directamente por medio de la barra a 13,8 kV para proveer servicio eléctrico a los equipos de comunicación, luminarias y cargador de baterías.

En la tabla 11, se presenta las características generales del trasformador de servicios auxiliares.

TABLA 11: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO

TIPO	relación	Capacidad KVA
Aceite	7620/120-240 V	25

3.3.4. Cuarto de Control

3.3.4.1. Banco de baterías y cargador

La subestación de distribución Sambocity tendrá su respectivo respaldo de energía por el banco de baterías y el conversor, el cual proveerá energía a los equipos de comunicación (router, switch, etc) para no perder información de los parámetros eléctricos ni estados de los equipos de fuerza.

En la tabla 12, se presenta las características generales del cargador de baterías.

TABLA 12: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CARGADOR DE BATERÍAS

Especificaciones del cargador de baterías	
120 VDC	20 A

FIGURA 24: CARGADOR DE BATERÍAS

Los bancos están compuestos por 60 baterías de 2 VDC y 200 Ah cada uno conectados en serie y paralelo para entregar en total 125 VDC.

FIGURA 25: BANCO DE BATERÍAS

3.3.4.2. Concentrador de datos

La función de la RTU es monitorear remotamente en tiempo real todas las señales analógicas y digitales disponibles en la subestación disminuyendo los tiempos en maniobras por trabajos programados o emergencias.

El concentrador de datos tiene 5 módulos los cuales cada uno dispone de 32 entradas de señales analógicas o digitales comunicándose por medio del estándar IEC 61850 o DNP3.

FIGURA 26: CONCENTRADOR DE DATOS SAITEL

CAPITULO 4

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

4.1. Introducción

En este capítulo se estudiará la topología de las redes de media tensión que suministran energía eléctrica a las etapas de Sambocity y se verificara si cumplen con los límites admisibles según indica la regulación CONELEC 004/01 [4] , para lo cual se usará la herramienta computacional CYME V7.2 y ETAP para analizar el nivel de voltaje a (13,8kV) y (69kV) de las redes de distribución en condiciones actuales y futuras contemplando el ingreso de la S/E Sambocity.

El análisis de flujo de carga se lo realizará en estado estable bajo condiciones máximas y mínimas del sistema de distribución.

En base a los resultados se planeará el diseño y operación de cada alimentador de la S/E Sambocity, el cual nos determinará la cargabilidad futura del Transformador de Potencia y de las líneas de media tensión, asegurando que cumplan con los niveles de tensión adecuados, y que las pérdidas técnicas estén dentro de los valores permisibles [7] .

También se realizara el estudio de cortocircuito el cual se centrará en la Subestación de Distribución Sambocity. Mediante la herramienta computacional ETAP y basado en la norma IEC 60909 [18] , obtendremos las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en barra de 69 y 13,8 kV para realizar la coordinación de los equipos de protección.

Las fallas simétricas y asimétricas a analizar en el estudio de cortocircuito serán:

- Falla Trifásica (aislado a tierra)
- Falla Bifásica (dos líneas a tierra)
- Falla Monofásica (línea a tierra)
- Falla Linea-Linea

4.2. Criterios aplicados al Estudio Técnico

4.2.1. Niveles de tensión

Nivel 69kV: El Sistema de Subtransmisión puede ser suministrado por medio de la S/E Pascuales o la S/E Dos Cerritos a través de la misma línea la cual se encuentra seccionada en las afuera del C.C El Dorado.

Nivel 13,8kV: Los alimentadores primarios de la S/E Sambocity pueden ser servidos a través de otros alimentadores de S/E Adyacentes dado a que se encuentran operativos en lazo abierto.

4.2.2. Niveles de Sobrecarga

CNEL EP no permite que los alimentadores de media tensión sobrepasen los 5 MW dado a que al producirse una falla se verá afectado mayor parte de los usuarios conectados a la red y provocando variaciones de voltaje en la barra de 13,8kV de la Subestación de Distribución.

Para el caso del Transformador de Potencia de 12/16 MVA, la cargabilidad no debe exceder la capacidad nominal en OA (capacidad de enfriamiento por aceite).

4.2.3. Regulación de Voltaje

Los voltajes de media tensión a lo largo de los alimentadores no deben sobrepasar el 8% de la tensión nominal, ni debe de estar por debajo del 8% en condiciones normales como muestra la figura 27 [4] .

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

FIGURA 27: LIMITES ADMISIBLES DE LA CAÍDA DE TENSIÓN. [4]

4.3. Análisis de Casos del Sistema de Distribución

4.3.1. Situación actual

En la actualidad toda la carga de las dos etapas culminadas del proceso de construcción de Sambocity se encuentran energizadas por medio del alimentador Matices de la S/E Lagos del Batán, la cual suministra servicio eléctrico a 3500 abonados ubicados a lo largo de la Av León Febres Cordero con 7,4 Km de troncal desde la Subestación de Distribución como se observa en la figura 28.

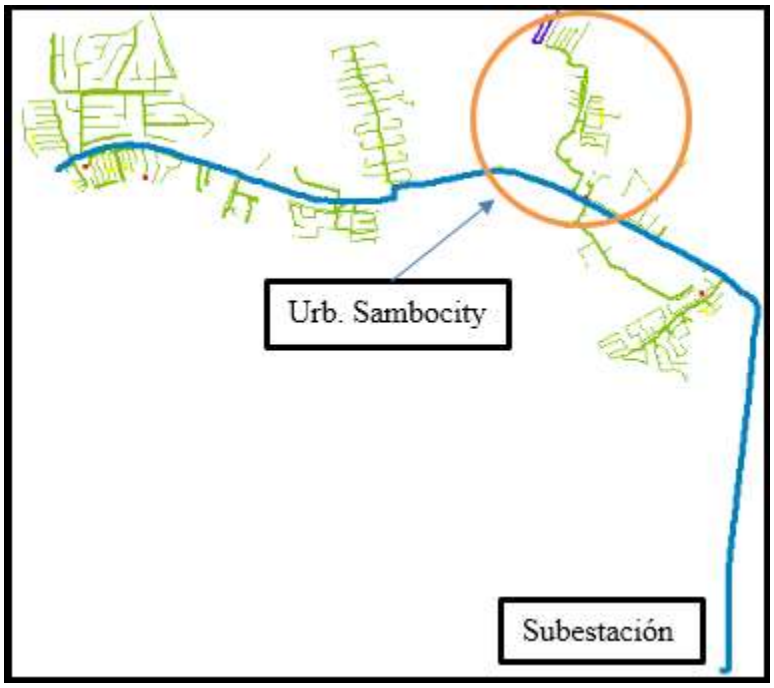


FIGURA 28: TOPOLOGÍA DEL ALIMENTADOR MATICES

Para verificar que los parámetros eléctricos se encuentren dentro del límite permitido por la regulación se procede a realizar simulaciones en demanda máxima y mínima para posteriormente poder distribuir de mejor forma la carga concentrada en el alimentador Matices como se observa en la figura 29.

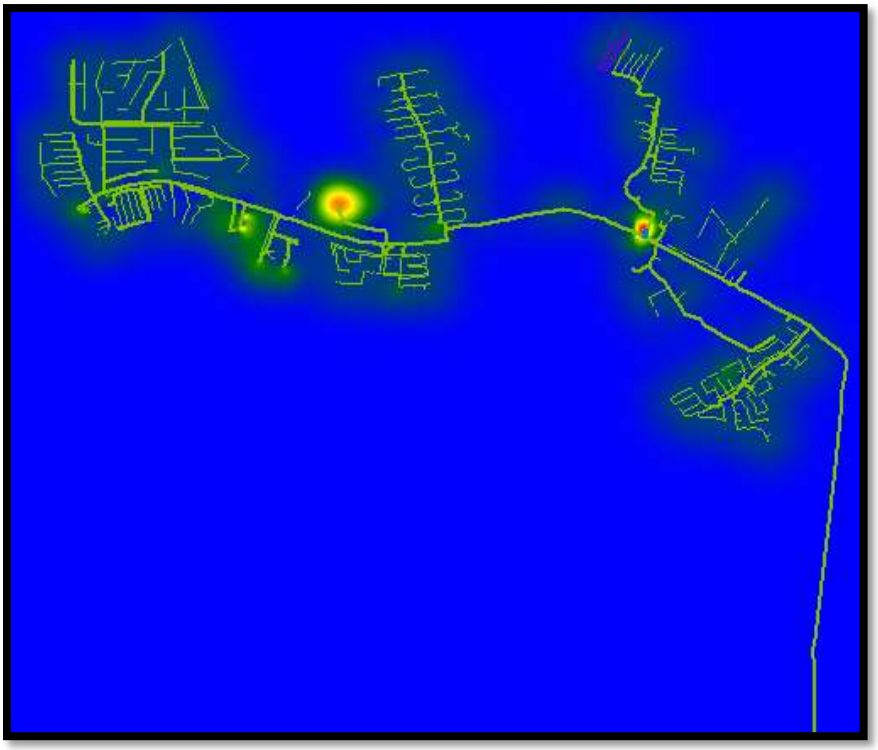


FIGURA 29: CONCENTRACIÓN DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES

4.3.1.1. Demanda máxima y mínima registrada en los medidores

Por medio de los registros del medidor de energía de cabecera del alimentador Matices de la S/E Lagos del Batan se toma un periodo de 10 meses para observar la demanda máxima presentada en dicho periodo para proceder a realizar la simulación por medio del software CYME 7.2.

Dando como resultado 7 MVA y 6,9 MW en máxima demanda y 0,7 MVA y 0,6 MW en mínima demanda como se puede observar en la tabla 13 y figura 30.

TABLA 13: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÁXIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	DEMANDA MAX			DEMANDA MIN		
	A	B	C	A	B	C
Corrientes (A)	317	267,3	312,9	39,8	25,1	21,3
Factor de Potencia (%)	-98,1	-98,5	-98,3	-90,42	-90,9	-92,94
Potencia Activa (KW)	2443	2077	2404	286	181	156
Potencia Reactiva (KVAR)	475	354	445	133	82	60
Potencia Aparente (KVA)	2490	2108	2447	316	199	168

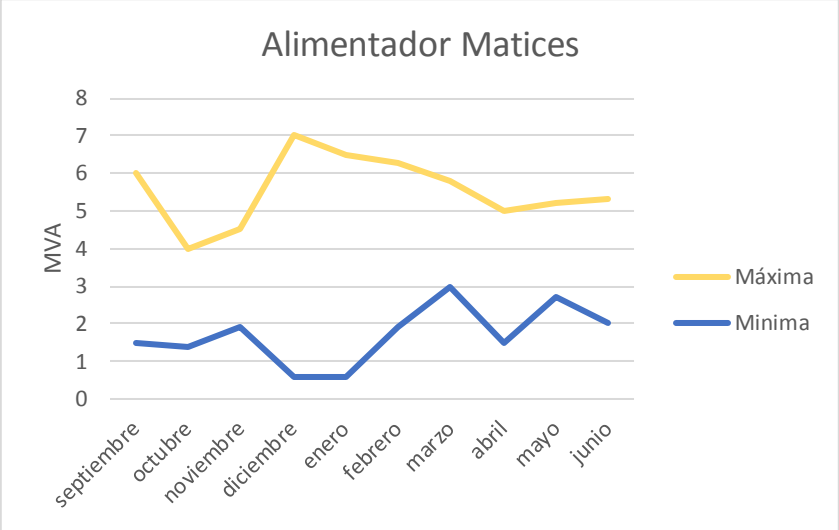


FIGURA 30: DEMANDA MÁXIMA Y MINIMA POR MES ALIMENTADOR MATICES

4.3.1.2. Resultados del flujo de carga a 13,8 kV

Dado al cambio de topología del alimentador Matices en el mes de febrero, se realiza el flujo de carga con la demanda máxima y mínima registrada en los históricos de marzo, abril, mayo y junio del presente año para analizar los siguientes parámetros eléctricos. (Anexo 1).

- Voltaje en Barra.
- Factor de Potencia.
- Cargabilidad de las líneas de media tensión.
- Desbalances de corrientes y voltajes

Se procede a realizar la distribución de carga en máxima y mínima demanda del alimentador de media tensión usando el método de Newton Raphson desequilibrada, por medio de los datos de cabecera que registra el medidor de energía, el cual para realizar la simulación el software requiere el ingreso de dos parámetros eléctricos obligatorios siendo estos corrientes y factores de potencia por fase.

Como resultado se observa que en la barra principal a 13,8 kV de la subestación se tiene 13,4 kV en hora de máxima demanda presentando pérdidas técnicas de 425,18 kW y en hora de mínima demanda se tiene 13,6 kV en la barra con pérdidas técnicas de 185,28 kW como se observa en la tabla 14 y 15.

TABLA 14: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÁXIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES

Fases	kVLL	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF	Perdidas (kW)
A	13.4	258.1	2040.1	1979.4	-493.8	-97.03	177.53
B	13.4	224.7	1776.2	1730.3	-401	-97.42	119.55
C	13.4	224.4	1774	1735.2	-368.7	-97.82	128.1
		Total:	**5590**	**5445**	**-1264**		**425.18**

TABLA 15: PARÁMETROS ELÉCTRICOS MÍNIMOS DEL ALIMENTADOR MATICES

Fases	kVLL	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF	Perdidas (kW)
A	13.6	88.7	686.5	663.3	-176.8	-96.63	96.07
B	13.6	75.6	585.1	568.1	-139.8	-97.1	8.7
C	13.6	74.2	574.3	560.3	-126	-97.56	80.51
		Total:	**1846**	**1792**	**-443**		**185.28**

Para conocer el voltaje de servicio en demanda máxima y mínima de la urbanización Sambocity se procede a realizar mediante la simulación un perfil de voltaje de la troncal del alimentador Matices para verificar la calidad de servicio hasta el último usuario observa en la figura 31 y 32.

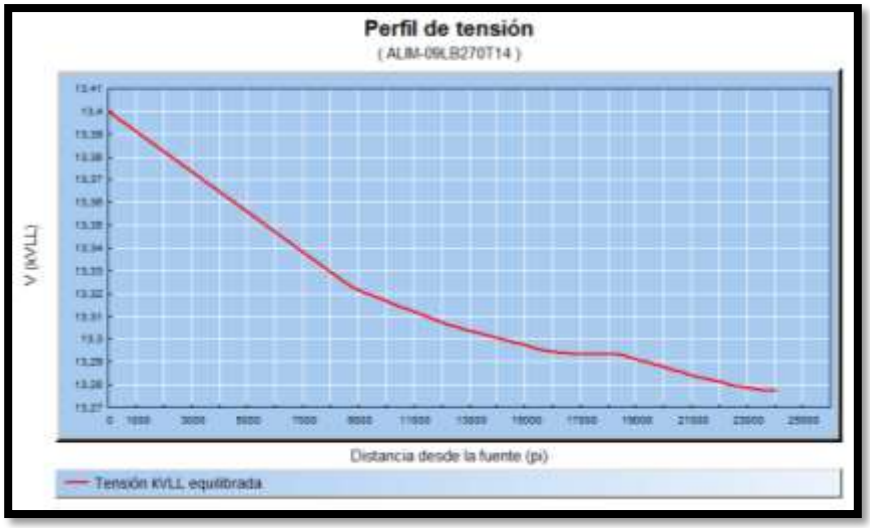
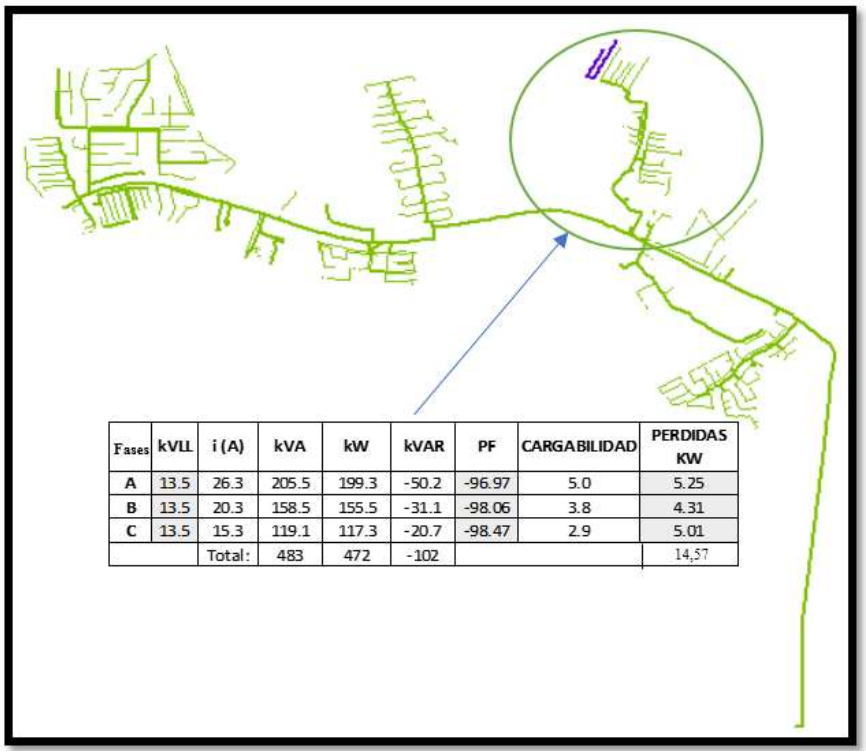


FIGURA 31: PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR MATICES EN MAXIMA DEMANDA

FIGURA 32: PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR MATICES EN MÍNIMA DEMANDA.

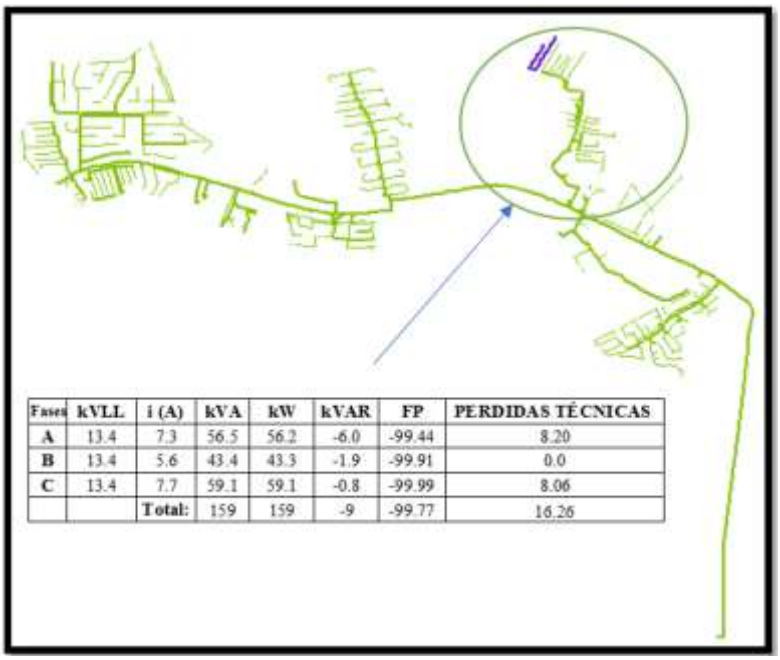
En demanda máxima la urbanización Sambocity tiene una demanda de aproximadamente 0,5 MW con un factor de potencia de 98% como se observa en la figura 33.



Fases	kVLL	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF	CARGABILIDAD	PERDIDAS KW
A	13.5	26.3	205.5	199.3	-50.2	-96.97	5.0	5.25
B	13.5	20.3	158.5	155.5	-31.1	-98.06	3.8	4.31
C	13.5	15.3	119.1	117.3	-20.7	-98.47	2.9	5.01
		Total:	483	472	-102			14,57

FIGURA 33: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL ARRANQUE DE SAMBOCITY (MÁXIMA DEMANDA)

En demanda mínima la urbanización Sambocity tiene una demanda de aproximadamente 0,16 MW con un factor de potencia de 99% como se observa en la figura 34.



Fases	kVLL	i (A)	kVA	kW	kVAR	FP	PERDIDAS TÉCNICAS
A	13.4	7.3	56.5	56.2	-6.0	-99.44	8.20
B	13.4	5.6	43.4	43.3	-1.9	-99.91	0.0
C	13.4	7.7	59.1	59.1	-0.8	-99.99	8.06
		Total:	159	159	-9	-99.77	16.26

FIGURA 34: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL ARRANQUE DE SAMBOCITY (MÍNIMA DEMANDA)

Observando el perfil de voltaje de la figura 31 en máxima demanda se puede verificar que el último tramo del alimentador Matices tiene un nivel de tensión de servicio de 13,2 kV cumpliendo con los límites permisibles por la regulación 004/01 presentados en la figura 25 [4] .

Según el registro del medidor de energía de cabecera del alimentador Matices y de acuerdo al flujo de potencia como se puede visualizar en la tabla 14, se puede verificar que tiene una demanda mayor a 5 MW en hora pico sobrepasando los límites permitidos por el área de operaciones de CNEL Guayas Los Ríos.

Actualmente el alimentador Matices de la S/E Lagos del Batan tiene pérdidas técnicas de 7,8% como se puede observar en la tabla 14, por lo cual el alimentador no cumple con los niveles máximos aceptables de pérdidas técnicas en las redes de media tensión, los cuales no deben exceder el 3% de la potencia activa [7] .

4.3.2. Situación futura

La subestación de Distribución Sambocity estará conformada por cuatro salidas a 13,8kV el cual una de las salidas se comprometió a una industria privada ubicada dentro de la urbanización Sambocity.

La distribución de carga dentro de la urbanización Sambocity para los tres alimentadores de propiedad de CNEL EP se estableció dependiendo de la demanda estimada en el proyecto de cada etapa urbanística, por lo cual las cargas de cada alimentador se presentan en la tabla 16:

TABLA 16: CARGA INSTALADA EN LOS ALIMENTADORES DE LA S/E SAMBOCITY

	Etapa-Sambocity	**Demanda KW**	**Total, KW**
Alimentador 1	Hollywood Park	700	1432
	Madison Park	732	
Alimentador 2	Broadway Park	948,6	1746,62
	Manhattan Park	798,02	
Alimentador 3	Urb Santa Maria de Casa Grande		3310
	Vicriel		
	Urb. Volare		
	Urb Altos del Rio		
	El Condado		

En base a lo mencionado anteriormente, la configuración eléctrica de la subestación Sambocity quedará con una barra simple y con bypass en los equipos de los alimentadores y salida principal a 13,8kV para poder aislar los equipos al presentarse problemas eléctricos o mecánicos.

Los tres alimentadores mantendrán su configuración radial interconectándose en varios puntos entre ellos para poder transferir toda la carga de ser necesaria al presentarse una contingencia o mantenimiento preventivo en el sistema de distribución.

El diagrama unifilar de la Subestación de Distribución Sambocity se presenta en la figura 35.

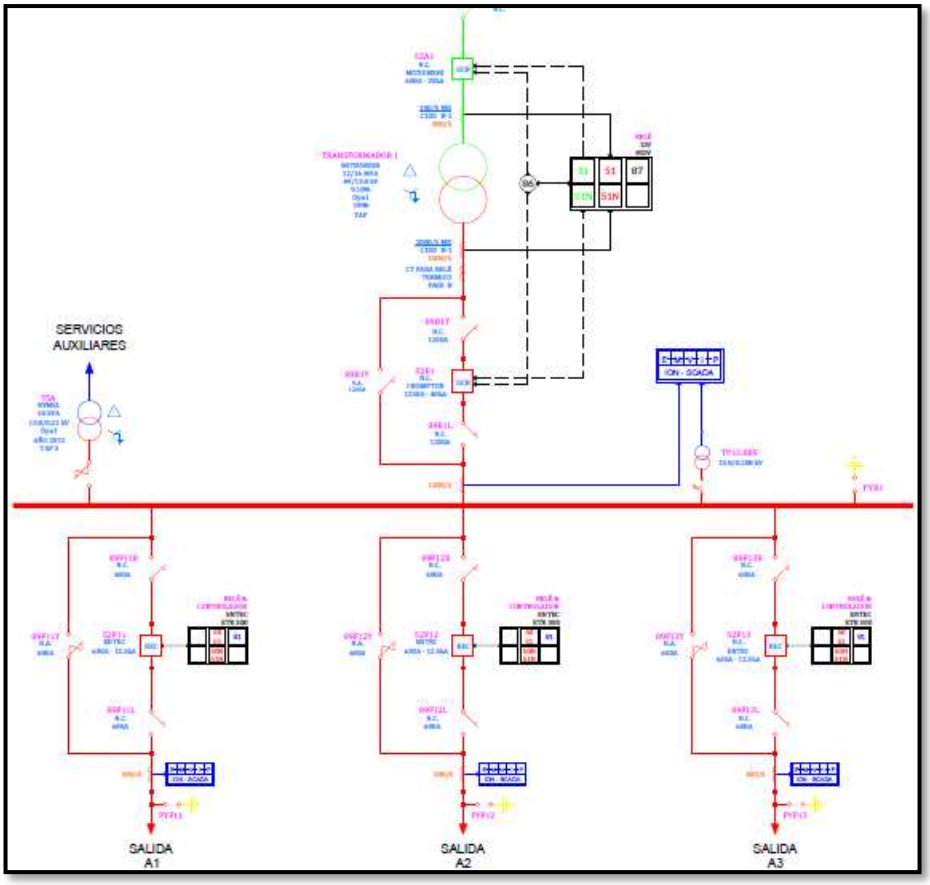


FIGURA 35: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY.

4.3.2.1. Resultados del flujo de carga a 13,8 kV

Con la puesta en operación de la subestación Sambocity, se procede a simular los tres alimentadores de la S/E Sambocity y el alimentador Matices de la S/E Lagos del Batán realizando la distribución de carga mencionada en la tabla 15 para verificar mejoras en la calidad de servicio eléctrico.

Alimentador 1

El alimentador 1 de la subestación presentará en el último tramo de línea un nivel de tensión de servicio de 13,7kV como se observa en la figura 36, cumpliendo con los límites permisibles por la regulación presentados en la figura 25.

De acuerdo al flujo de carga del alimentador 1 se puede visualizar en la tabla 17, una demanda máxima proyectada de 1,4 MW en hora pico cumpliendo con los límites de operación normal como indica la sección 4.1.2 sobre niveles de sobrecarga.

Se proyecta en todo el alimentador unas pérdidas técnicas de 12,96 kW que representa el 0,9% como se puede observar en la tabla 17, por lo cual el alimentador cumple con los niveles máximos aceptables de pérdidas técnicas en las redes de media tensión, los cuales no deben exceder el 3% de la potencia activa [7] .

TABLA 17: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 1 DE LA S/E SAMBOCITY

Fases	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Perdidas (kW)	FP %
A	13.8	8	74.9	597	572	171	5.94	95.81
B	13.8	8	61.1	486.9	467.3	137.1	3.96	95.96
C	13.8	8	50.4	401.5	385.5	112.3	3.06	96.01
			Total:	1486	1425	420	12.96	

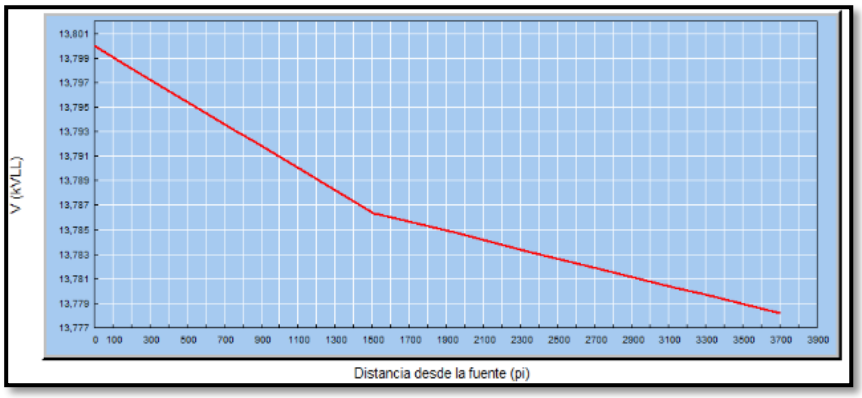


FIGURA 36: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 1 DE LA S/E SAMBOCITY.

Alimentador 2

El alimentador 2 de la subestación presentará en el último tramo de línea un nivel de tensión de servicio de 13,7 kV como se puede visualizar en la figura 37, cumpliendo con los límites permisibles por la regulación 004/01 presentados en la figura 25.

De acuerdo al flujo de carga del alimentador 2 se puede visualizar en la tabla 18 una demanda máxima proyectada de 1,7 MW en hora pico cumpliendo con los límites de operación normal como indica la sección 4.1.2 sobre niveles de sobrecarga.

Se proyecta en todo el alimentador unas pérdidas técnicas de 14,83 kW que representa un 0,85% como se puede observar en la tabla 18, por lo cual el alimentador cumple con los niveles máximos aceptables de pérdidas técnicas en las redes de media tensión, los cuales no deben exceder el 3% de la potencia activa [7] .

T ABLA 18: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 2 DE LA S/E SAMBOCITY

Fases	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Perdidas (KW)	FP %
A	13.8	8	84.2	670.8	645	184.2	6	96.16
B	13.8	8	68.1	542.2	518.7	158	3.7	95.66
C	13.8	8	75.9	605	580.5	170.5	5.13	95.95
			Total:	1818	1744	513	14.83	

FIGURA 37: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 2 DE LA S/E SAMBOCITY

Alimentador 3

El alimentador 3 de la subestación presentará en el último tramo de línea un nivel de tensión de servicio de 13,6 kV como se observa en la figura 38, cumpliendo con los límites permisibles por la regulación 004/01 presentados en la figura 25.

De acuerdo al flujo de carga del alimentador 3 se puede visualizar en la tabla 19 una demanda máxima proyectada de 3,3 MW en hora pico cumpliendo con los límites de operación normal como indica la sección 4.1.2 sobre niveles de sobrecarga.

Se proyecta en todo el alimentador unas pérdidas técnicas del 2,6% como se puede observar en la tabla 19, por lo cual el alimentador cumple con los niveles máximos aceptables de pérdidas técnicas en las redes de media tensión, los cuales no deben exceder el 3% de la potencia activa [7] .

TABLA 19: DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR 3 DE LA S/E SAMBOCITY

Fases	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Perdidas (KW)	FP %
A	13.8	8	133.8	1066.2	1025.2	292.7	25.95	96
B	13.8	8	143.7	1144.7	1097.9	324.1	30.32	96
C	13.8	8	153.5	1223.2	1171.4	352.2	29.67	96
			Total:	3434	3295	969	85.94	

FIGURA 38: PERFIL DE CARGA DEL ALIMENTADOR 3 DE LA S/E SAMBOCITY

Con los resultados del flujo de potencia en los tres alimentadores se puede observar que mejora significativamente el voltaje de servicio eléctrico en hora pico.

Comparación de resultados del alimentador Matices de la Subestación Lagos del Batan

La comparación se la realizara en periodo de máxima demanda debido a que en dicho periodo se presentan la mayor caída de tensión y pérdidas técnicas.

A continuación, se presentan en las tablas 20 y 21 los parámetros eléctricos en cabecera del alimentador Matices antes y después de entrar en operación la Subestación Sambocity.

TABLA 20: FUJO DE CARGA ACTUAL DE CABECERA DEL ALIMENTADOR MATICES

CONDICIÓN ACTUAL							
Fases	**kVLL**	**i (A)**	**kVA**	**kW**	**kVAR**	**PF**	**Perdidas (kW)**
A	13.4	258.1	2040.1	1979.4	-493.8	-97.03	177.53
B	13.4	224.7	1776.2	1730.3	-401	-97.42	119.55
C	13.4	224.4	1774	1735.2	-368.7	-97.82	128.1
		Total:	**5590**	**5445**	**-1264**		**425.18**

TABLA 21: FUJO DE CARGA FUTURA DE CABECERA DEL ALIMENTADOR MATICES

CONDICIÓN FUTURA							
	kVLL	**i (A)**	**kVA**	**kW**	**kVAR**	**FP**	**PERDIDAS (KW)**
A	13.4	74.3	574.5	557.6	-138.3	-97.06	9.64
B	13.4	70.3	543.8	532.9	108.4	97.99	10.66
C	13.4	66.9	517.7	509.2	93.5	98.36	12.27
		Total:	**1601**	**1600**	**64**		**32.57**

Las pérdidas técnicas y la cargabilidad del alimentador Matices disminuyen en un 92,33% y 70,61% respectivamente cumpliendo con los límites establecidos en la sección 4.1.

4.3.2.2. Resultados del flujo de carga a 69 kV

La posición L1 de la Subestación de Subtransmisión Dos Cerritos y la posición V Guayas de la Subestación de Subtransmisión Pascuales se encuentran operativas actualmente en lazo abierto debido a cualquier contingencia que se pueda presentar en el Sistema Eléctrico, dicho esto se procede a realizar los estudios de

flujo de carga en ambas condiciones para verificar que la posición del tap sea la adecuada para cualquier cambio de fuente sin afectar la calidad de servicio eléctrico a los usuarios residenciales y comerciales de Sambocity.

A continuación, se puede apreciar en la figura 39 y 40 el voltaje en el arranque de la futura subestación Sambocity, con la fuente de la S/E Pascuales el voltaje llega a 69,1 KV y en contingencia llegaría a 68,8KV por lo cual se puede concluir que el tap del transformador de potencia con relación de voltaje 69/13,8 KV debe de colocarse en posición 3.

De acuerdo a los resultados del flujo de carga futura mostrados en las tablas 22 y 23, se verifica que el Transformador de Potencia de la Subestación Sambocity se encontrará al 65% de su capacidad nominal en OA por lo cual no presentará ningún inconveniente de sobrecarga.

TABLA 22: RESULTADO DEL FUJO DE CARGA FUTURA S/E SAMBOCITY -FUENTE LST PASCUALES MANGLERO

Valores en Barra	**S/E Sambocity**	**69 kV**	**13,8 kV**	
	F.P %	96,1	97,2	
	MVA	7,7	7,6	
	MW	7,4	7,4	
	MVAR	2,1	1,8	
	Corriente (A)	64,5	322,5	
	Voltaje (kV)	69,2	13,6	
S/E Sambocity	**Alim 1**	**Alim 2**	**Alim 3**	**Alim 4**
F.P %	98	96,7	96,7	98
MVA	1,4	1,7	3,2	1,4
MW	1,3	1,6	3,1	1,3
MVAR	0,3	0,4	0,8	0,3
Corriente (A)	57,9	70,3	136,5	57,9
Voltaje (kV)	13,6	13,6	13,6	13,6

TABLA 23: RESULTADO DEL FUJO DE CARGA FUTURA S/E SAMBOCITY -FUENTE LST L1

Valores en Barra	**S/E Sambocity**	**69 kV**	**13,8 kV**	
	F.P %	96,1	97,2	
	MVA	7,7	7,5	
	MW	7,4	7,3	
	MVAR	2,1	1,8	
	Corriente (A)	64,2	321	
	Voltaje (kV)	68,8	13,6	
S/E Sambocity	**Alim 1**	**Alim 2**	**Alim 3**	**Alim 4**
F.P %	98	96,7	96,7	98
MVA	1,4	1,7	3,2	1,4
MW	1,3	1,6	3,1	1,3
MVAR	0,3	0,4	0,8	0,3
Corriente (A)	57,9	70,3	136,5	57,9
Voltaje (kV)	13,6	13,6	13,6	13,6

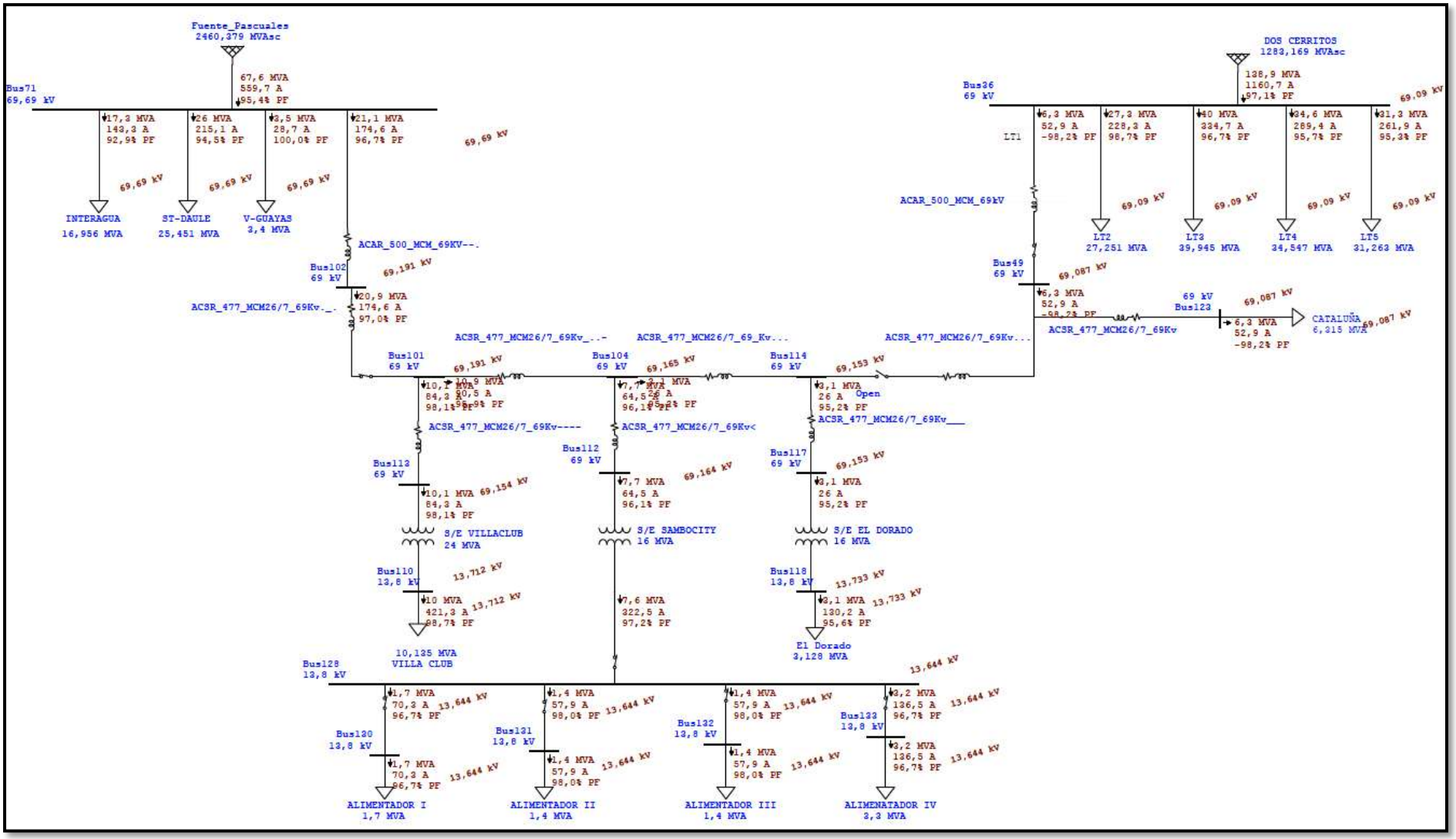


FIGURA 39: FLUJO DE CARGA EN MÁXIMA DEMANDA FUTURA A 69 KV - ALIMENTACIÓN S/E PASCUALES

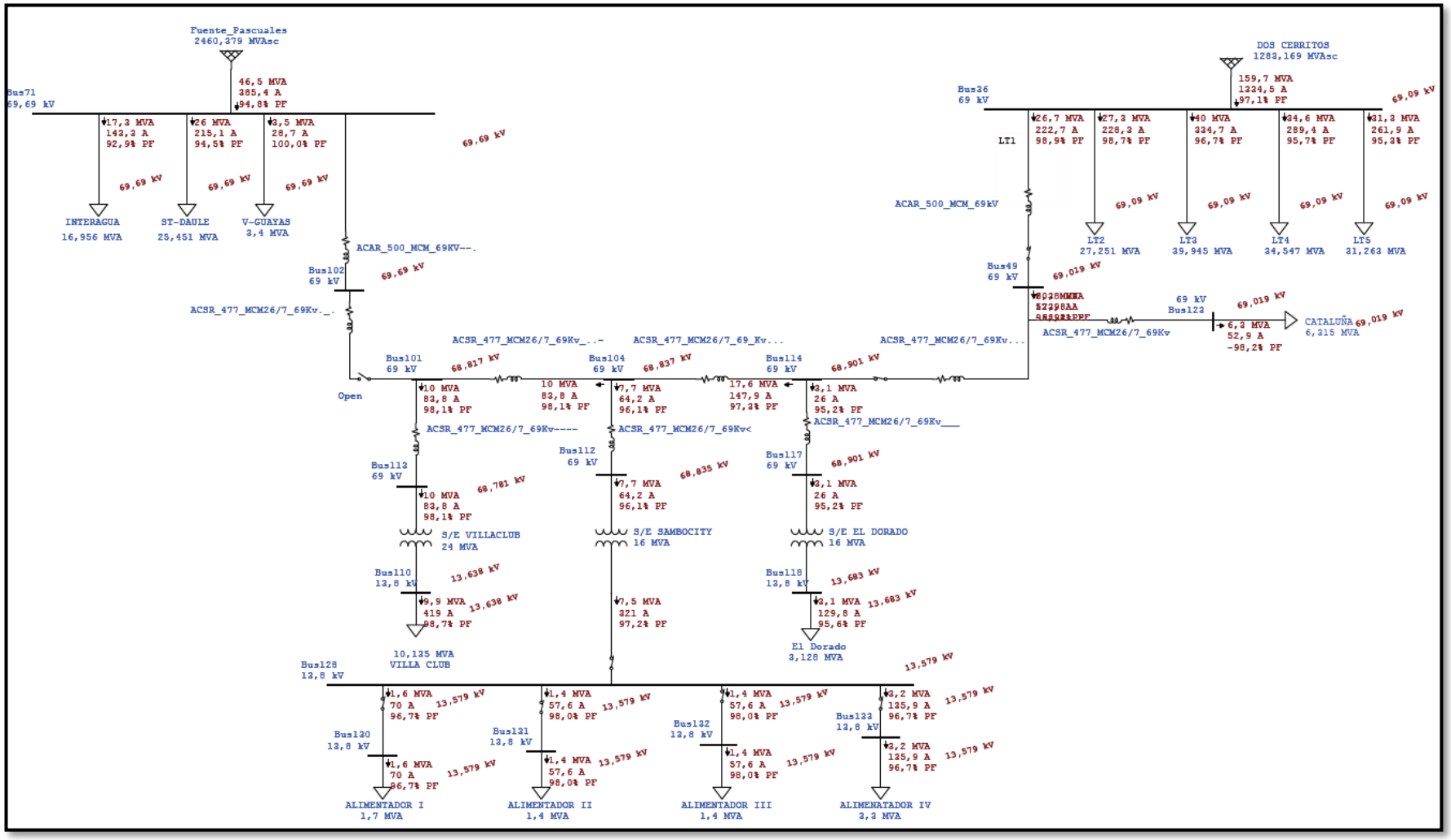


FIGURA 40: FLUJO DE CARGA EN MÁXIMA DEMANDA FUTURA A 69 KV - ALIMENTACIÓN S/E DOS CERRITO

4.3. Datos del Sistema de Distribución

A continuación, se presenta los parámetros eléctricos de cada elemento que conforma la red de Subtransmisión y distribución para la elaboración del diagrama unifilar (Anexo 2), para posterior realizar la simulación de cortocircuito según la norma IEC 60909 [6] .

4.3.1. Impedancia Thevenin de los Puntos de Entrega (Transelectric)

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), proporcionó la información de las impedancias de los puntos de entrega Pascuales – Dos Cerritos referido en barra de 69 kV de todo el Sistema nacional Interconectado (SNI), las cuales suministran energía eléctrica a la Subestación de Distribución Sambocity en condiciones normarles y en caso de contingencia.

4.3.1.1. Impedancia Thevenin de la Subestación de Transmisión Pascuales

TABLA 24: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL PUNTO DE ENTREGA PASCUALES

Tipo de impedancia	R (p.u)	X (p.u)	X/R
Positiva	0,0013398	0,0277479	20,71
Negativa	0,0013398	0,0277479	20,71
Cero	0,0009	0,019	21,1

4.3.1.2. Impedancia Thevenin de la Subestación de Transmisión Dos Cerritos

TABLA 25: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL PUNTO DE ENTREGA DOS CERRITOS

Tipo de impedancia	R (p.u)	X (p.u)	X/R
Positiva	0.0028	0.0779	28.78
Negativa	0.0028	0.0779	28.78
Cero	0.0008129	0.0234	28.7858285

4.3.2. Impedancia de las Líneas de Subtransmisión

La línea de Subtransmisión Pascuales- Manglero está conformada por dos calibres de conductor, el primer tramo comprende 12,5 km de longitud de línea con calibre de conductor ACAR 500 MCM 26/7 y el segundo tramo está conformado por 4.8Km de conductor con calibre ACSR 477 MCM 26/7, en la tabla 26 y 27 se puede observar las características de cada conductor.

TABLA 26: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ACAR 500 MCM

ACAR_500_MCM_69KV						
	R (ohmios)	X (ohmios)	L (Henrios)	Z (ohmios)	X/R	R/X
POSITIVA	0,1222	0,45616	0,00121	0,47224	3,733	0,268
CERO	0,406	1,68	0,0044563	1,72836	4,138	0,242

TABLA 27: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ASCR 477 MCM

ACSR_477_MCM26/7_69Kv						
	R (ohmios)	X (ohmios)	L (Henrios)	Z (ohmios)	X/R	R/X
POSITIVA	0,116	0,43354	0,00115	0,44879	3,737	0,268
CERO	0,3307	1,71154	0,00454	1,7432	5,176	0,193

4.3.3. Impedancia del Transformador de Potencia 12/16 MVA

El dato de placa de la impedancia de cortocircuito del transformador de poder Mitsubishi 12/16 MVA se presenta en la tabla 28.

TABLA 28: IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

IMPEDANCIAS DE CORTO CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR					
	%Z	X/R	R/X	%X	%R
POSITIVA	9,1	17	0,059	9,084	0,534
CERO	9,1	17	0,059	9,084	0,534

4.3.4. Impedancia de las Líneas de Media Tensión

Los alimentadores primarios de la Subestación de Distribución Sambocity están diseñados con calibre de conductor ACSR 336,4 MCM cuyas impedancias se presenta en la tabla 29.

TABLA 29: IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR ACSR 336,4 MCM

ACSR_336.4_MCM26/7_69Kv						
	R (Ohmios)	**X (Ohmios)**	**L(Henrios)**	**Z (Ohmios}**	**X/R**	**R/X**
POSITIVA	0,1857	0,41846	0,0011	0,45781	2,253	0,444
CERO	0,3482	1,2026	0,0032	1,25199	3,454	0,29

4.4. Resultados de la simulación - Cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito fueron calculadas mediante la herramienta computacional ETAP, el cual permite minimizar tiempos y aumentar la precisión del estudio de cortocircuito en las barras de la subestación y a lo largo del alimentador.

4.4.1. Corrientes de cortocircuito en barras de la Subestación de Potencia

Las corrientes de cortocircuito se las simuló en las dos condiciones que se pueden presentar en el Sistema de Subtransmisión.

- **Caso 1.- Fuente de alimentación S/E Pascuales.**
  En operación normal las subestaciones de Distribución Villaclub, Sambocity y el Dorado estarán servidas desde la Línea de Subtransmisión Pascuales-Manglero procedente de la Subestación de Subtransmisión Pascuales como se muestra en la figura 41.

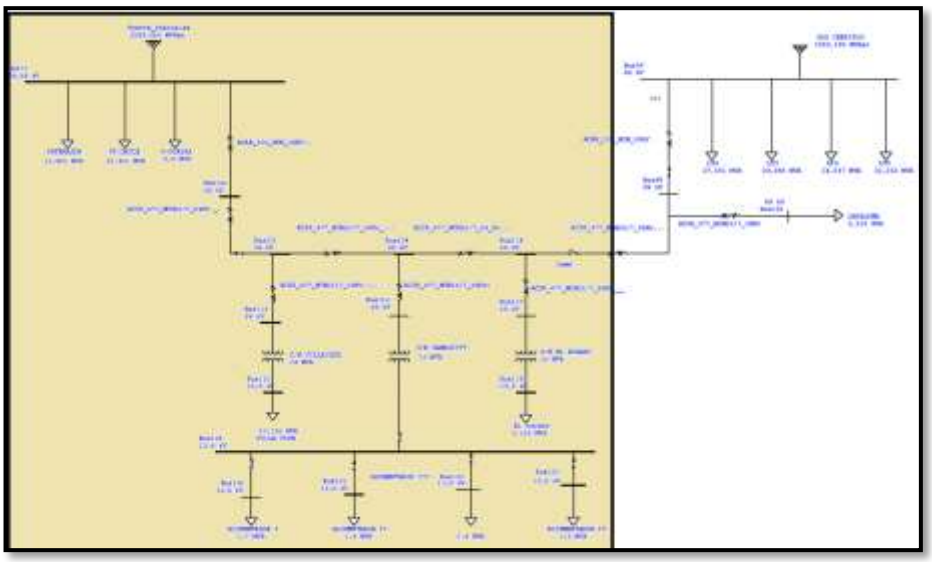


FIGURA 41: ZONA DE CORTOCIRCUITO CON S/E PASCUALES

Para la coordinación de protecciones eléctricas nos enfocaremos en la Subestación de Distribución Sambocity, por lo cual se presenta el resultado de la simulación en la tabla 30 y 31, en donde se pueden observar las corrientes de cortocircuito en barra a 69 y 13,8 kV con fuente de alimentación Pascuales.

TABLA 30: ICC EN BARRA DE 69 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

Barra 69 kV	**Icc (A)**	**CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO (MVA)**
LLL	4390	525,3
LG	2490	297,9
LL	3800	454,7
LLG	3910	467,9

TABLA 31: ICC EN BARRA DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

Barra 13,8 kV	**Icc (A)**	**CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO (MVA)**
LLL	5960	140,7
LG	6550	154,6
LL	5160	121,8
LLG	6360	150,1

Con las corrientes de falla en barra de la Subestación Sambocity con fuente de Pascuales se comparan las corrientes máximas de falla que soporta cada equipo de maniobra mencionados en el capítulo 3 verificando que pueden ser instalados y no tendrán ningún daño al presentarse un evento de falla como se observa en la tabla 32.

TABLA 32: ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS DE MANIOBRA

Equipos en el pórtico 69 kV	**Datos de Placa (kA)**	**Icc Max en barra 69kV de la S/E Sambocity (kA)**	**CUMPLE/NO CUMPLE**
Seccionador Tripolar 69 kV	10	4.3	**CUMPLE**
Interruptor Gis 69 kV	20		**CUMPLE**
Seccionador interno 69 kV	20		**CUMPLE**
Seccionador Puesta a Tierra	20		**CUMPLE**
Equipos en el pórtico 13,8 kV	**Datos de Placa (kA)**	**Icc Max en barra 13,8kV de la S/E Sambocity (kA)**	
Interruptor a vacío 13,8 kV	40	6.55	**CUMPLE**
Seccionador Barra	12		**CUMPLE**

- **Caso 2.- Fuente de alimentación S/E Dos Cerritos.**

  En caso de contingencia las subestaciones de Distribución Villa club, Sambocity y el Dorado estarán servidas desde la Línea de Subtransmisión L1 procedente de la Subestación de Subtransmisión Dos Cerritos como se muestra en la figura 42.

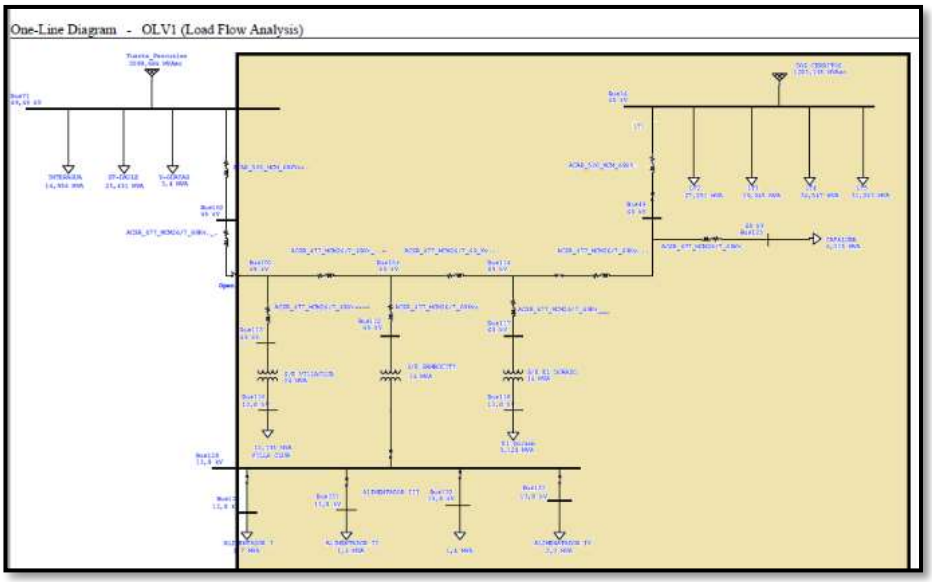


FIGURA 42: ZONA DE CORTOCIRCUITO CON S/E DOS CERRITOS

Para la coordinación de protecciones eléctricas en contingencia nos enfocaremos en la Subestación de Distribución Sambocity, por lo cual se presenta el resultado de la simulación en la tabla 33 y 34, en donde se pueden observar las corrientes de cortocircuito en barra a 69 y 13,8 kV con fuente de alimentación desde la Subestación de Subtransmisión Dos Cerritos.

TABLA 33: ICC EN BARRA DE 69 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

Barra 69 kV	Icc (A)	CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO (MVA)
LLL	3670	439,1
LG	2390	286,0
LL	3180	380,5
LLG	3310	396,1

TABLA 34: ICC EN BARRA DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

Barra 13,8 kV	Icc (A)	CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO (MVA)
LLL	5650	133,4
LG	6300	148,7
LL	4900	115,7
LLG	6090	143,7

Los equipos de maniobras a instalarse en la subestación Sambocity están en capacidad de soportar las corrientes de corto circuito con fuente Dos cerritos, debido a que las corrientes de falla en barra son menores a las corrientes de falla de barra con fuente de Pascuales.

4.4.2. Corrientes de cortocircuito a lo largo del alimentador

En las tablas 35 y 36 se muestran las corrientes de cortocircuito en el primer arranque trifásico debido a que son las corrientes de falla de mayor nivel que poseen los alimentadores de la subestación, cabe recalcar que desde la salida de la subestación ningún alimentador tiene en la troncal seccionadores fusibles,

por lo cual la coordinación de protecciones en el siguiente capítulo será fusible-reconectador.

4.4.2.1. Corrientes de cortocircuito del primer ramal -fuente Pascuales

TABLA 35: ICC EN EL PRIMER RAMAL DE CADA ALIMENTADOR.

	Icc (A)		
I Falla	**Alimentador 1**	**Alimentador 2**	**Alimentador 3**
LLL	5208	4733	4135
LLG	5180	4670	3955
LL	4507	4097	3580
LG	5124	4523	3715

4.4.2.2. Corrientes de cortocircuito del primer ramal -fuente Dos Cerritos

TABLA 36: ICC EN EL PRIMER RAMAL DE CADA ALIMENTADOR.

	Icc (A)		
I Falla	**Alimentador 1**	**Alimentador 2**	**Alimentador 3**
LLL	5140	4677	4095
LLG	5143	4640	3973
LL	4448	4049	3544
LG	5080	4490	3694

CAPITULO 5

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

5.1 Introducción

En este capítulo nos enfocaremos en la coordinación de los equipos de protección de la Subestación de Distribución Sambocity, tanto en condiciones normales como en contingencia, tomando en cuenta las corrientes de falla y capacidad nominal del Transformador de Potencia.

Por lo cual se realizará la selección de la relación de los transformadores de corriente internos del Transformador de Potencia para evitar posible saturación en el núcleo ante una corriente de falla mayor a la relación primaria basándonos en la norma IEEE Std C57.13.1993(R2003) [22] .

Para garantizar la coordinación aguas arriba de cada alimentador de la Subestación Sambocity se realizará la selección de los fusibles tipo K para los ramales de mayor carga concentrada, para posteriormente coordinar con los dispositivos de protección aguas arriba tanto en fase como en neutro de acuerdo a los criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente de la Unidad de CNEL Guayas Los Ríos, homologados por el comité técnico, además se propone el ajuste de la unidad diferencial del transformador de Potencia.

5.2 Esquema de Protección Eléctrica en la subestación Sambocity

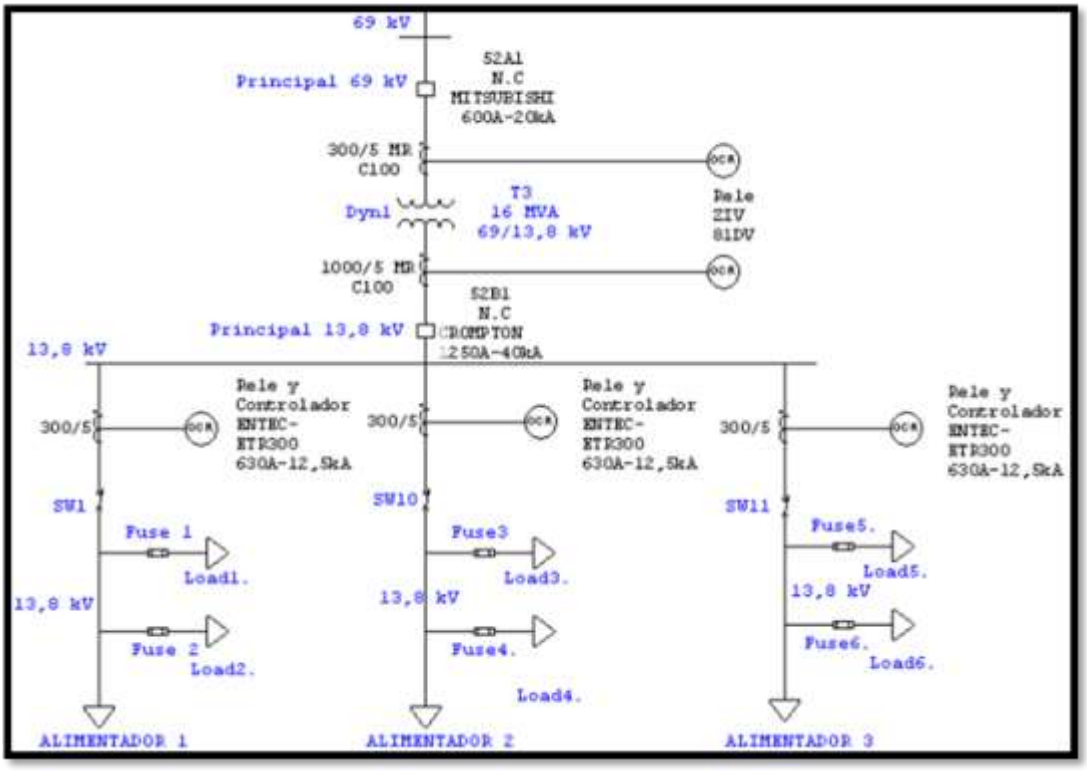


FIGURA 43: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

La subestación de distribución Sambocity está conformada por un interruptor a gas SF6 compactado al transformador de poder y en el lado de baja tensión se encuentra un interruptor a vacío como se muestra en la figura 43.

El relé de protección del transformador es el ZIV -81DV, utilizando las funciones de sobrecorriente tanto en el lado de alta como en baja tensión y la función del diferencial para la protección contra un daño interno en el transformador de poder.

La corriente de operación normal tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión del transformador es la siguiente de acuerdo a la ecuación 3:

$$I_{nominal} = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} * VLL_{nominal}}$$

ECUACIÓN 3: CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR

S3Φ: Potencia aparente Trifásica nominal (KVA)

VLL: Voltaje de línea a línea nominal (kV)

I: Corriente nominal (A)

Teniendo en cuenta la ecuación 3, se obtiene como resultados lo siguiente:

Corriente en el lado de alta tensión (69kV)

$$I_{nominal-AT} = \frac{16000\ KVA}{\sqrt{3}*69kV} = 133{,}87\ (A)$$

ECUACIÓN 4: CORRIENTE NOMINAL AT

Corriente en el lado de baja tensión (13,8kV)

$$I_{nominal-BT} = \frac{16000\ KVA}{\sqrt{3}*13{,}8kV} = 669{,}3\ (A)$$

ECUACIÓN 5: CORRIENTE NOMINAL BT

5.3. Transformadores de Corriente internos del Transformador de Potencia

De acuerdo al diagrama de protecciones de la figura 43, los transformadores de corriente internos del Transformador de Potencia tienen relaciones de 300/5 (A) en el lado de alta tensión y 1000/5 (A) en el lado de baja tensión con clase de exactitud C-100.

Según el Std IEEE C57.13, los transformadores de corriente C-100 no exceden el 10 % de error si la corriente no sobrepasa 20 veces la corriente nominal del secundario, es decir 100 A [22] .

Por lo que se procede a verificar que, al presentarse la mayor corriente de falla en barra, los TC´S internos del Transformador de Potencia no lleguen a saturarse.

Con los resultados obtenidos en la simulación de cortocircuito de la Subestación de Distribución Sambocity en el capítulo 4, se selecciona las corrientes de mayor nivel en barra como se muestra en la tabla 37.

TABLA 37: CORRIENTES DE FALLA MAXIMAS EN BARRA

Tipo de Falla	Nivel de tensión (kV)	I Falla (A)
LLL	69	4390
LG	13,8	6550
LLL	13,8	5208

Se refleja la mayor corriente de falla al devanado secundario, verificando que la corriente reflejada sea menor a 100 (A).

$$I_{HF} * \frac{5}{300} = 4390 * \frac{5}{300} = 73{,}16 < 100\ (A)$$

ECUACIÓN 6: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO

$$I_{LF} * \frac{5}{1000} = 6550 * \frac{5}{1000} = 32{,}75 < 100\ (A)$$

ECUACIÓN 7: CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO

$$I_{rec} * \frac{5}{300} = 5208 * \frac{5}{300} = 86{,}8 < 100\ (A)$$

ECUACIÓN 8: CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA REFLEJADA AL SECUNDARIO

Dando como resultado ningún problema de saturación con la relación de 300/5 y 1000/5 (A) de los transformadores de corriente.

5.4. Protecciones eléctricas del Sistema de Distribución

De acuerdo al Std IEEE 242-2001, para la coordinación entre curvas de tiempo inverso de cada relé de sobrecorriente, se debe seleccionar un intervalo entre 0.2 a 0.3 segundos en el valor de la contribución de la corriente de falla, para que exista selectividad y cumpla con el tiempo de operación, igualmente el tiempo que debe existir entre la curva del despeje del fusible y la curva del relé debe estar entre 0,2 y 0,3 segundos [16] , [18] .

Según lo anteriormente mencionado el primer dispositivo que debe de operar al presentarse una falla a lo largo del alimentador será el fusible tipo K seguido por el relé de cabecera del alimentador, posteriormente el relé del principal a 13,8kV, relé en el lado de alta del transformador y en última instancia la protección de sobrecorriente de Transelectric, siguiendo el principio de protección primaria y respaldo.

Para realizar la coordinación de protecciones se tendrá en cuenta el manual homologado de protecciones eléctricas de CNEL EP.

5.4.1. Protecciones eléctricas de los alimentadores de Media Tensión

A lo largo de la troncal de los alimentadores no se dispone de ningún equipo de protección como reconectadores a mitad de línea, fusibles, intellirupter o tripsaver.

En los arranques de los ramales tanto monofásicos, bifásicos y trifásicos son protegidos mediante fusibles de expulsión tipo K los cuales poseen dos curvas de fusión y despeje.

5.4.2. Dimensionamiento de fusible en los ramales de los alimentadores

Para determinar la capacidad de los fusibles se debe de tener en cuenta que la corriente de operación del ramal no sobrepase la corriente nominal del fusible para evitar llegar a la curva de fusión, dado a que los fusibles tipo K soportan 1,5 veces la corriente nominal como se muestran en la tabla 38 [9] [16] .

TABLA 38: MÁXIMA CORRIENTE DE LOS FUSIBLES TIPO K

Tipo K	Corriente Continua (A)	Tipo K	Corriente Continua (A)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	97,5
12	18	80	120
15	22,5	100	150
20	30	140	210
25	37,5	200	300
30	45		

Para conocer la corriente nominal del ramal se utilizó la herramienta computacional CYME realizando la distribución de carga desde la cabecera del alimentador a cada transformador de distribución.

Alimentador 1

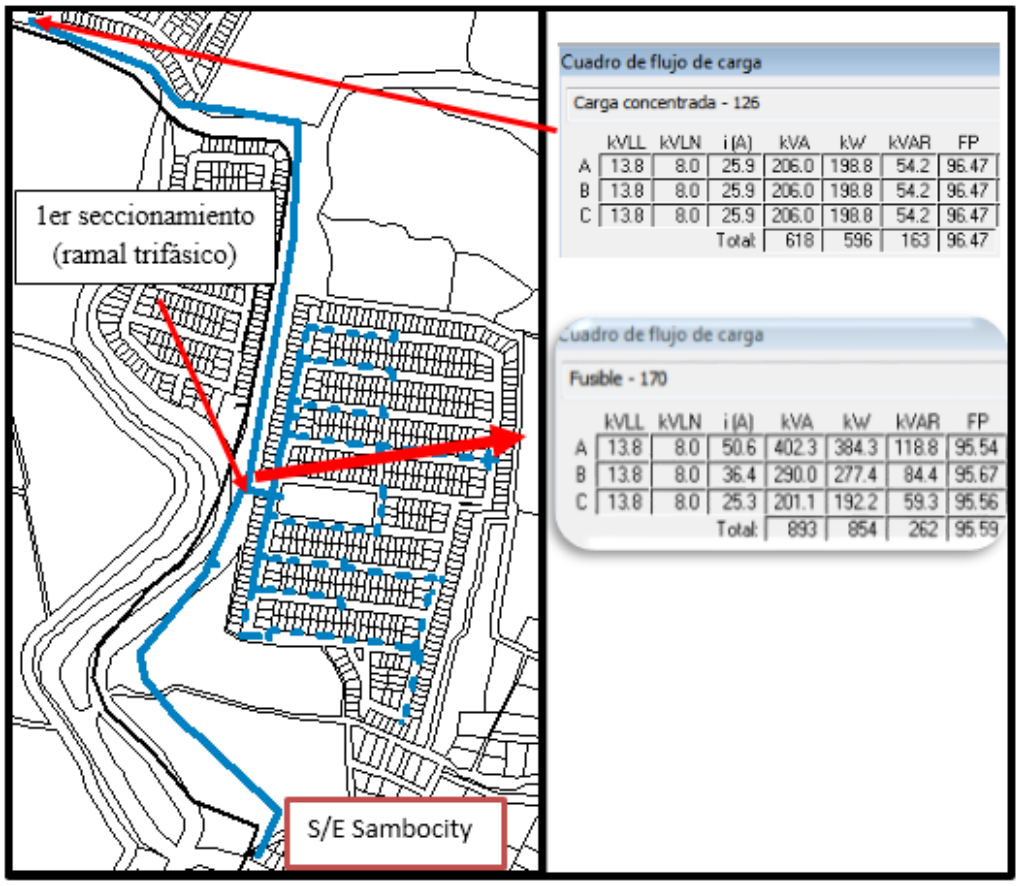
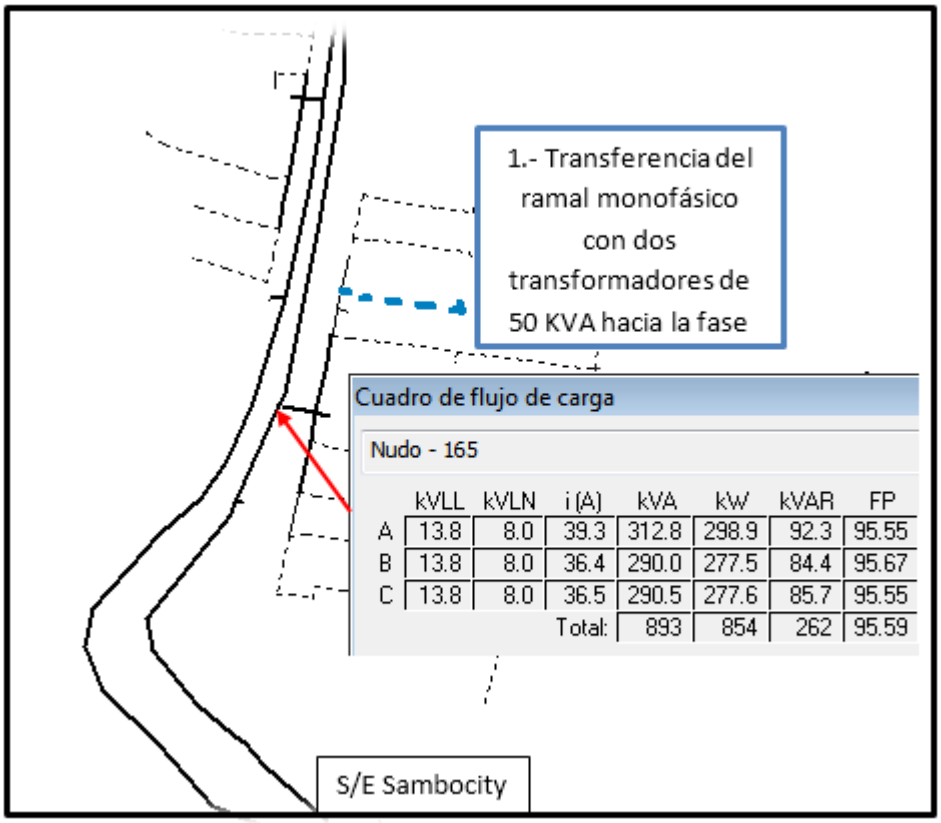


FIGURA 44: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN EL PRIMER SECCIONAMIENTO

Dado a que en el ramal trifásico se encuentra desbalanceada, las corrientes por fase son (50.6; 36.4; 25.3) (A) , como se puede observar en la figura 44, al momento de dimensionar los fusibles en cada fase dará como resultado diferentes capacidades, por lo que es conveniente transferir carga de la fase A hacia la fase C de la siguiente manera:



	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	FP
A	13.8	8.0	39.3	312.8	298.9	92.3	95.55
B	13.8	8.0	36.4	290.0	277.5	84.4	95.67
C	13.8	8.0	36.5	290.5	277.6	85.7	95.55
			Total:	893	854	262	95.59

FIGURA 45: PARÁMETROS ELÉCTRICOS (BALANCEADO)

Como se puede observar en la figura 45 las corrientes por fase después de la transferencia del ramal monofásico son (39.3; 36.4; 36.5) A, por lo que se selecciona el fusible de **40K** y en el segundo seccionamiento con corrientes de (25.9; 25.9; 25.9) A se selecciona el fusible de **30K** para las tres fases garantizando protección y coordinación con el relé de cabecera.

Alimentador 2

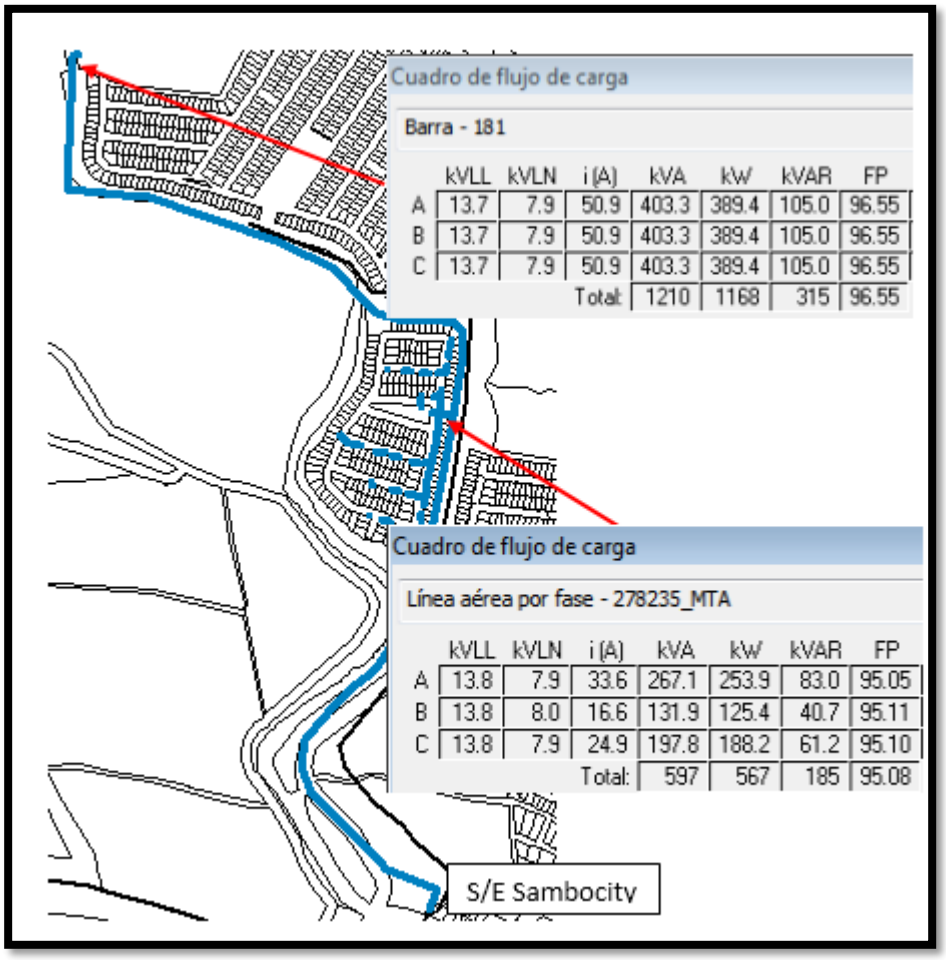
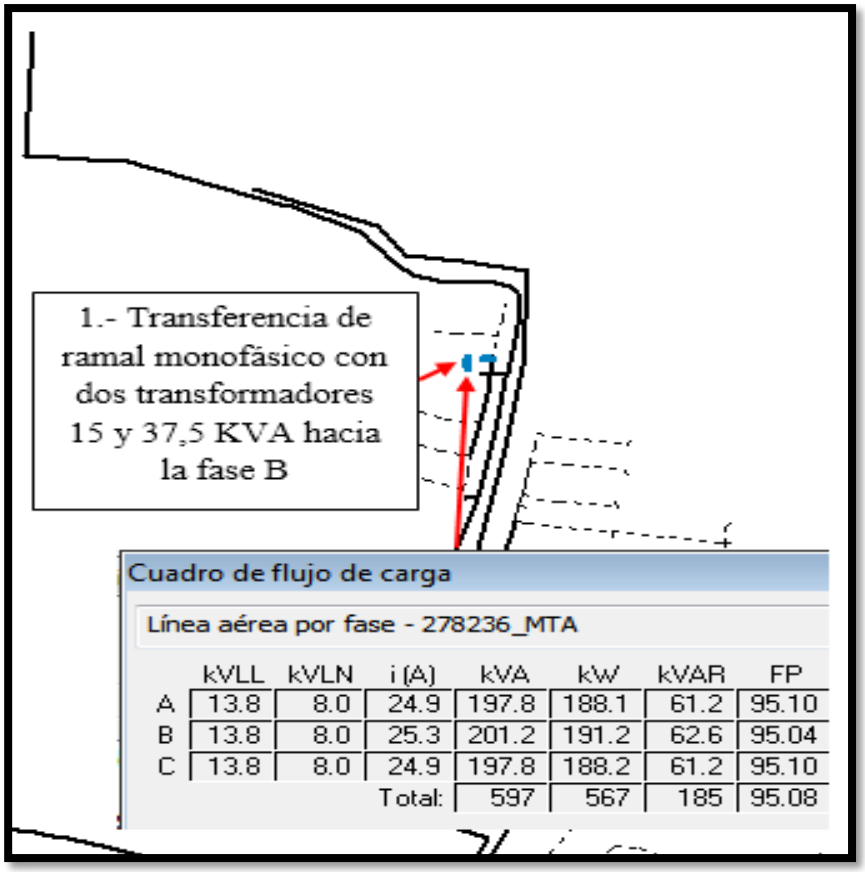


FIGURA 46: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 2

Dado a que en el ramal trifásico se encuentra desbalanceada las corrientes por fase son (33.6; 16.6; 24.9) (A), como se muestra en la figura 46, al momento de dimensionar los fusibles en cada fase dará como resultado diferentes capacidades, por lo que es conveniente transferir carga de la fase A hacia la fase B de la siguiente manera:



	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	FP
A	13.8	8.0	24.9	197.8	188.1	61.2	95.10
B	13.8	8.0	25.3	201.2	191.2	62.6	95.04
C	13.8	8.0	24.9	197.8	188.2	61.2	95.10
			Total:	597	567	185	95.08

FIGURA 47: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 2 BALANCEADO

Como se puede observar en la figura 47, las corrientes por fase del segundo ramal son (50.9; 50.9; 50.9) A, por lo que se selecciona el fusible de **65K** y en el primer seccionamiento luego de la transferencia del ramal monofásico las corrientes son (24.9; 25.3; 24.9) A, por lo que se selecciona el fusible de **30K** para las tres fases garantizando protección y coordinación con el relé de cabecera.

Alimentador 3

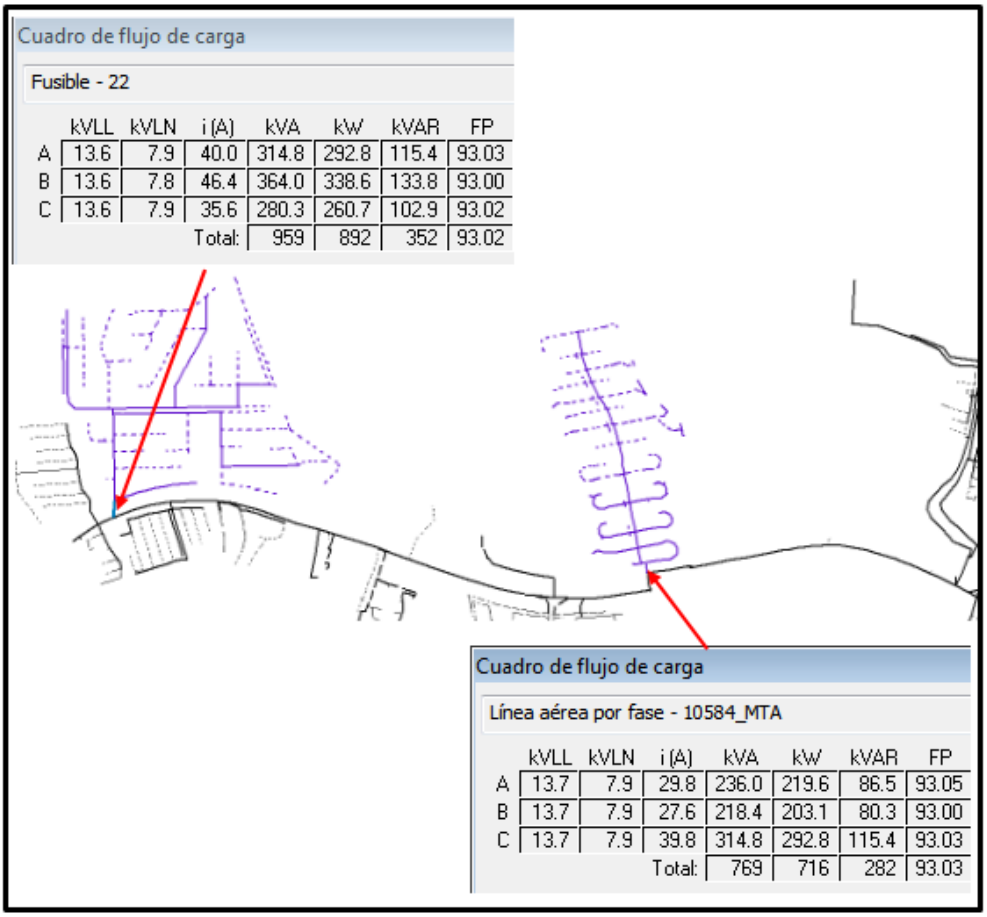


FIGURA 48: PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LOS RAMALES DEL ALIMENTADOR 3

Como se puede observar en la figura 48, el alimentador 3 sirve energía eléctrica a varios conjuntos residenciales a lo largo de la Av. León Febres Cordero, por lo cual se toman en cuenta la mayor carga concentrada para determinar el fusible de mayor capacidad en los arranques.

Las corrientes por fase del primer ramal son (29.8; 27.6; 39.8) A, por lo que se selecciona el fusible de **40K** y en el último seccionamiento las corrientes son (40; 46,4; 35,6) A por lo que se selecciona el fusible de **50K** para las tres fases garantizando protección y coordinación con el relé de cabecera.

5.5. Coordinación de Protecciones de la S/E Sambocity con fuente de alimentación Pascuales

5.5.1 Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 1

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300 A), esto debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8 kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.5.1.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza, una curva inversa (IEC) en el reconectador, teniendo 0,223 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima del primer ramal como se observa en la figura 49, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8 kV cuyo valor es de 5960 (A), en la tabla 39 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 1.

TABLA 39: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 1

Alimentador 1	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5960 [A]
Ipick-up Secundario	99,33 [A]

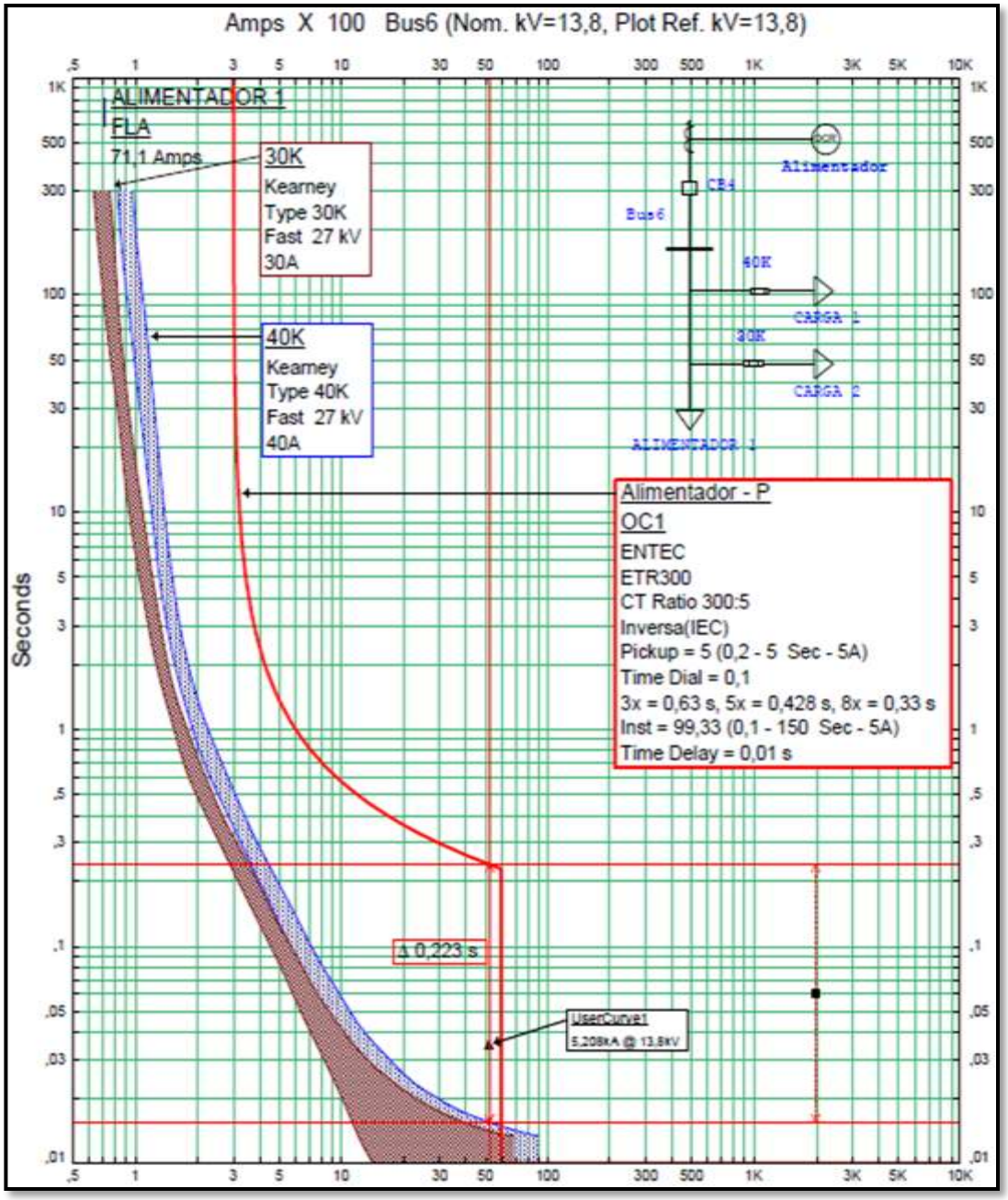


FIGURA 49: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1

5.5.1.2. Coordinación de Neutro Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo al manual de protecciones de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa (IEC) en el reconectador, teniendo 0,211 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima del primer ramal, como se observa en la figura 50, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

La función 50 N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8kV, cuyo valor es de 6550 (A), en la tabla 40 se presenta el resumen de los ajustes de neutro del reconectador del alimentador 1.

TABLA 40: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 1

Alimentador 1	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% de la corriente de pick up de fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6550 [A]
Ipick-up Secundario	109,16 [A]

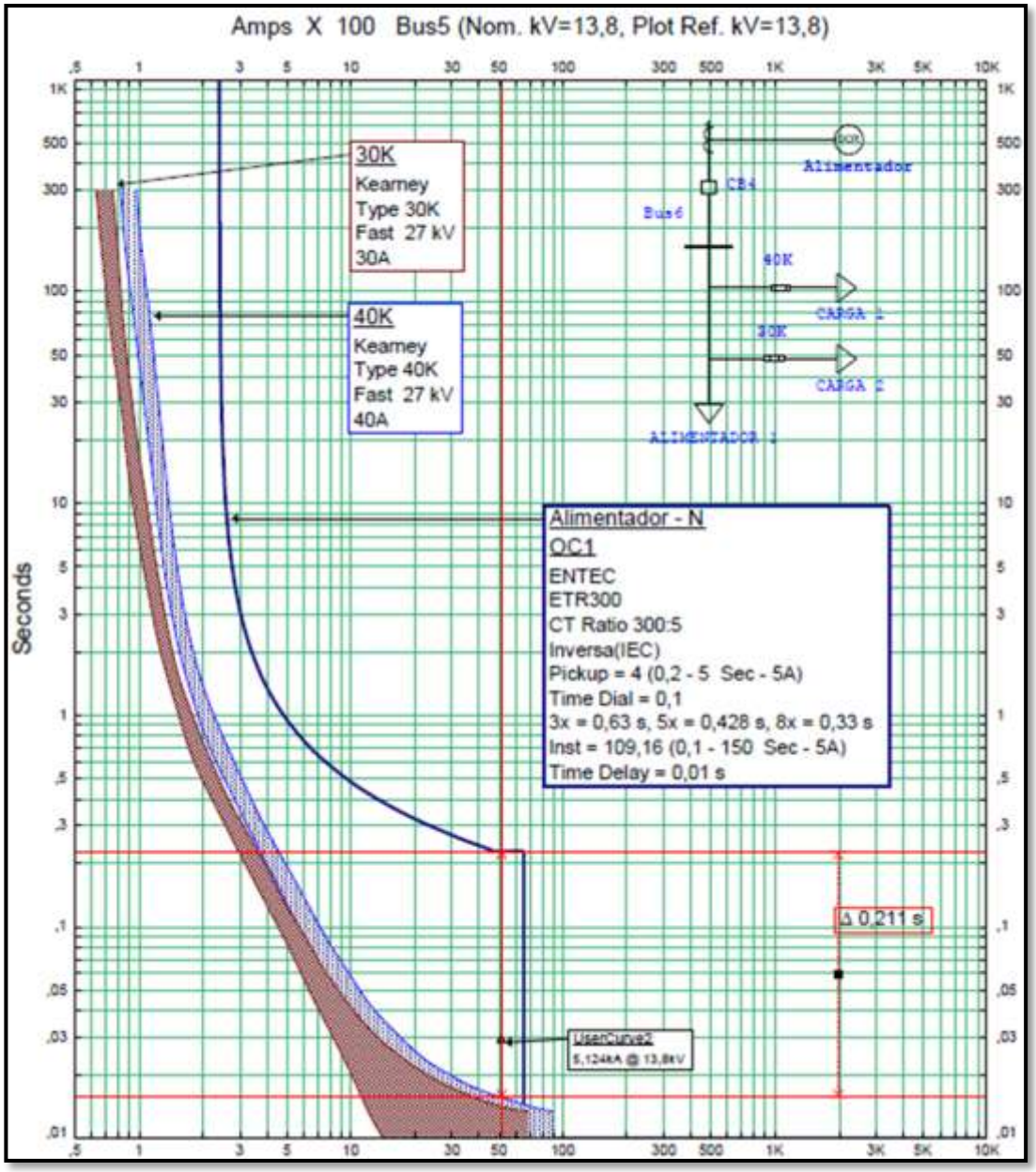


FIGURA 50: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1

5.5.2. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 2

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300A), debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8 kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.5.2.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador, teniendo 0,227 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal, como se observa en la figura 51, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8kV, cuyo valor es de 5960 (A), en la tabla 41 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 2.

TABLA 41: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 2

Alimentador 2	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5960 [A]
Ipick-up Secundario	99,33 [A]

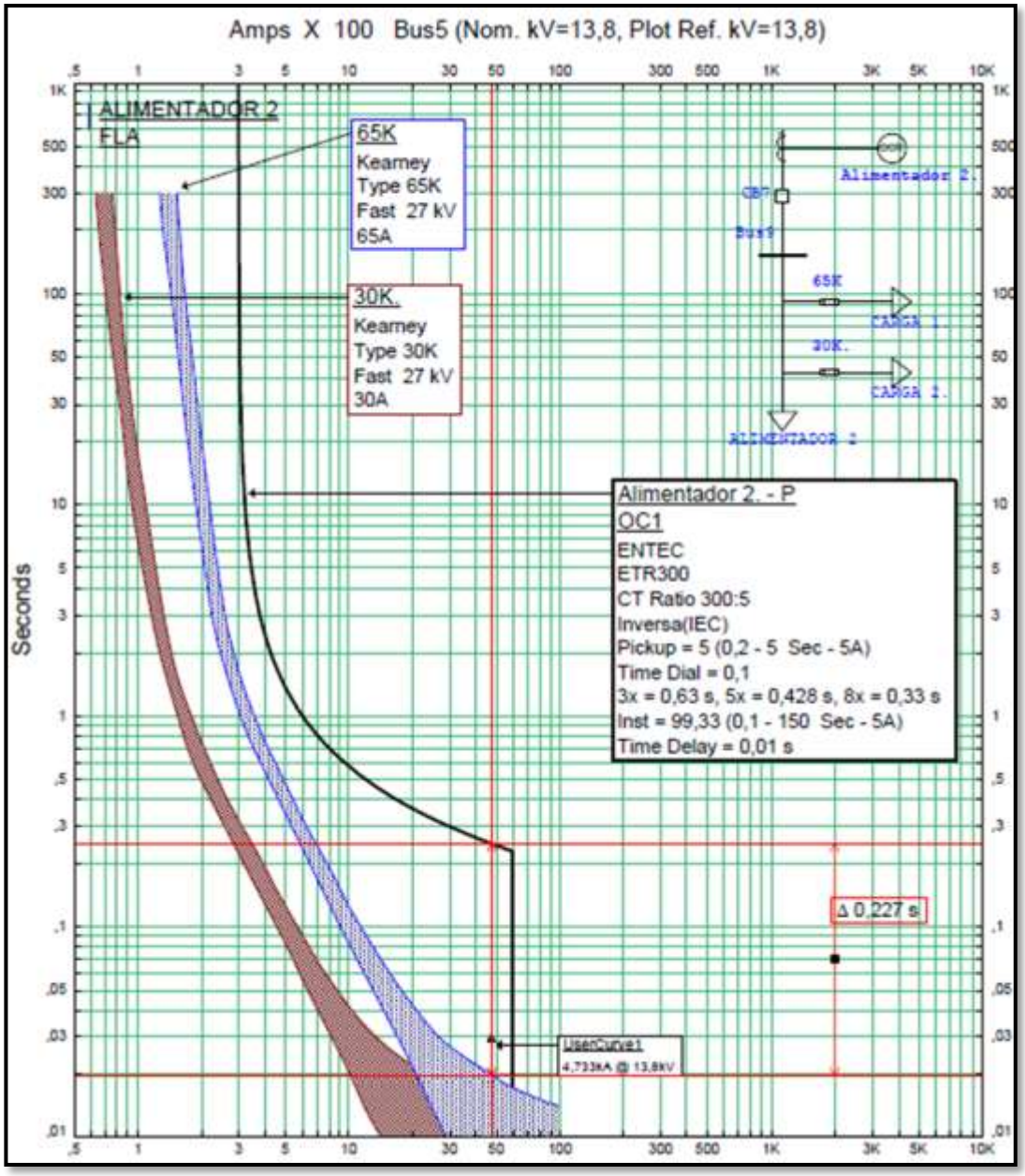


FIGURA 51: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2

5.5.2.2. Coordinación de Neutro Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo al manual de protecciones de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador, teniendo 0,21 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 52, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

La función 50N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8 kV cuyo valor es de 6550 (A), en la tabla 42 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 2.

TABLA 42: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 2

Alimentador 2	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% de la corriente de pick up de fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6550 [A]
Ipick-up Secundario	109,16 [A]

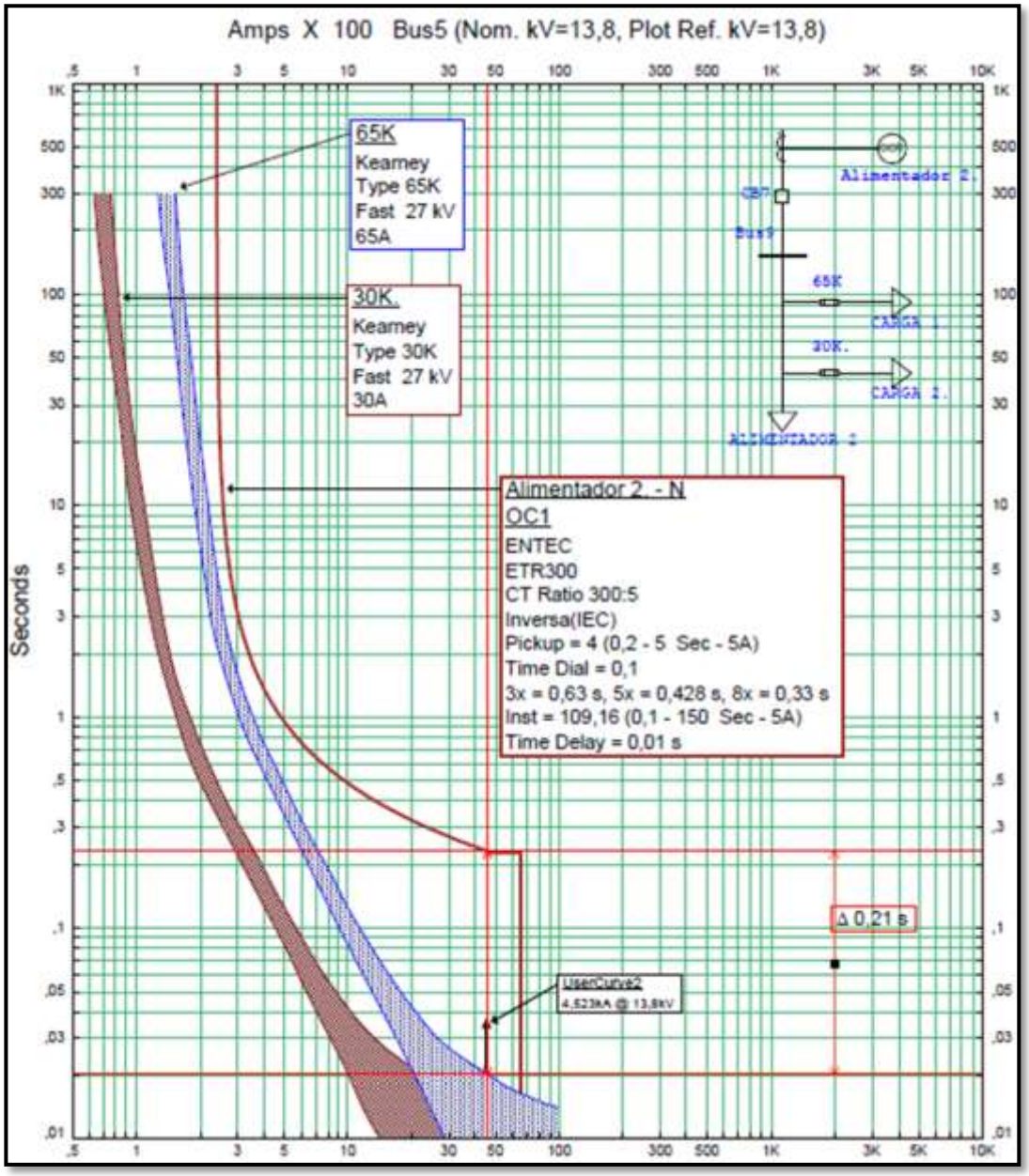


FIGURA 52: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2

5.5.3. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 3

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300A), debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8 kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.5.3.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador, teniendo 0,241 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 53, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8 Kv, cuyo valor es de 5960 (A), en la tabla 43 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 3.

TABLA 43: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 3

Alimentador 3	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5960 [A]
Ipick-up Secundario	99,33 [A]

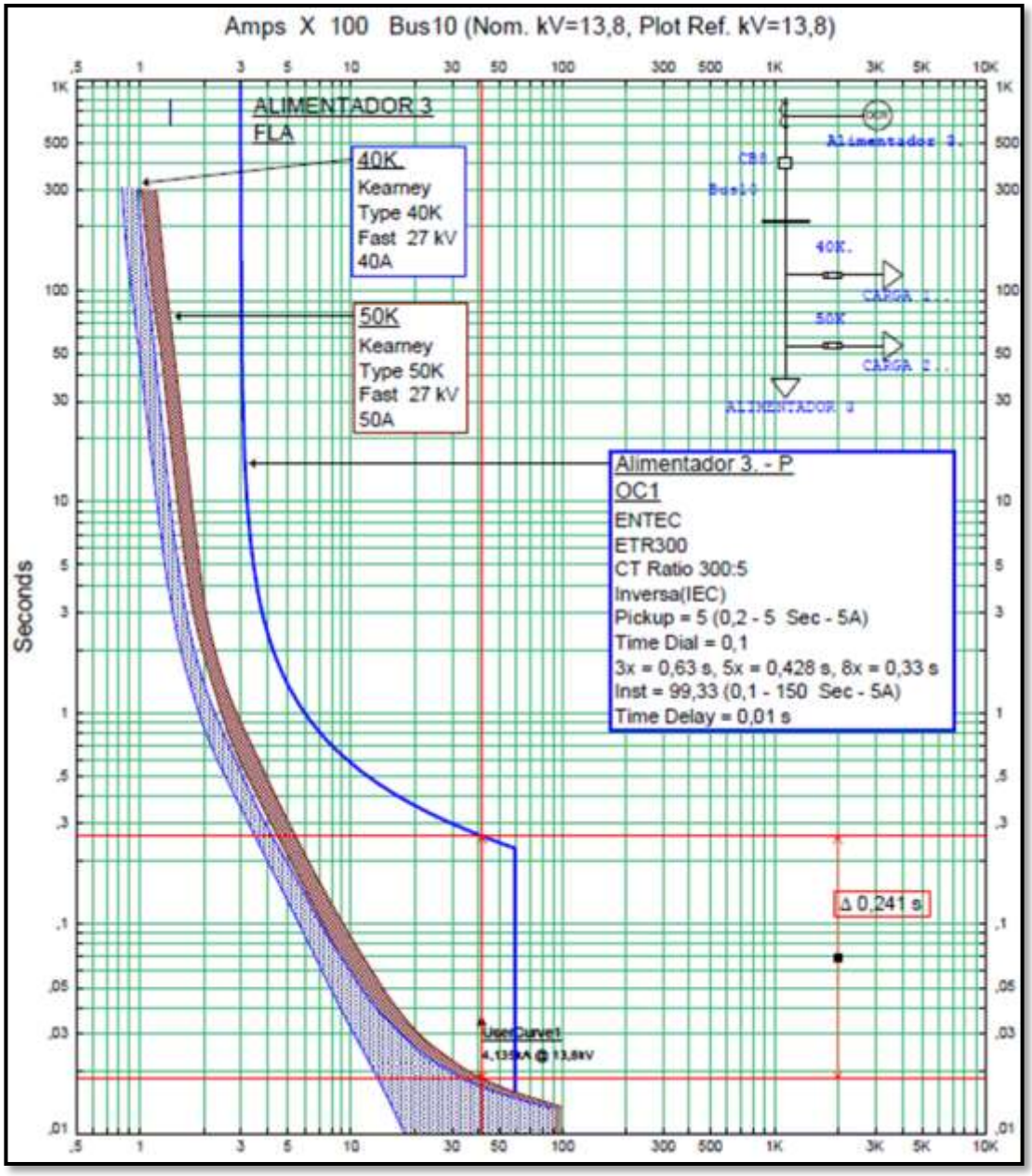


FIGURA 53: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3

5.5.3.2. Coordinación de Neutro entre Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo a los criterios de coordinación de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador, teniendo 0,228 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 54, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

La función 50 N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8kV, cuyo valor es de 6550 (A), en la tabla 44 se presenta el resumen de los ajustes de neutro del reconectador del alimentador 3.

TABLA 44: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 3

Alimentador 3	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% de la corriente de pick up de fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6550 [A]
Ipick-up Secundario	109,16 [A]

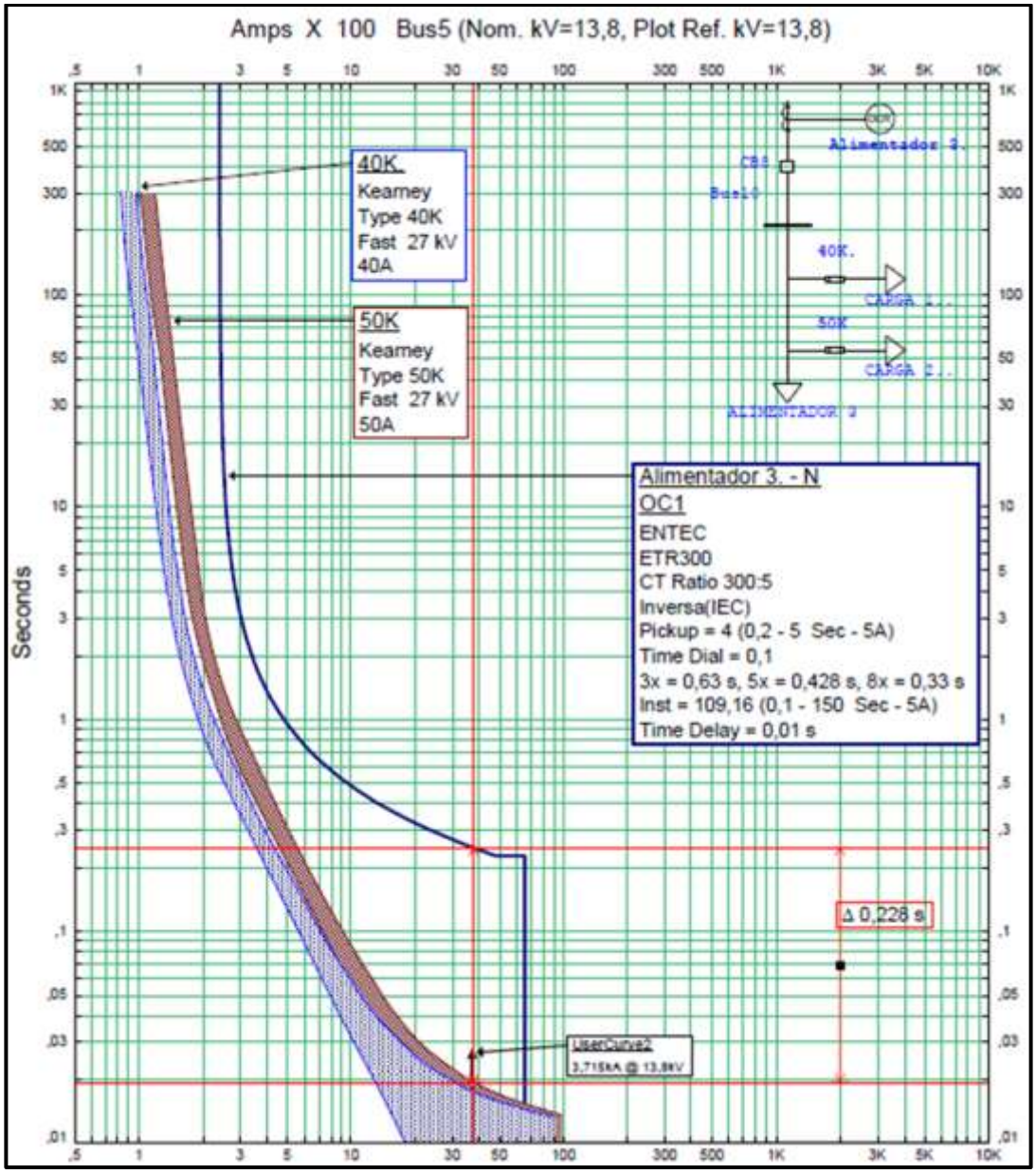


FIGURA 54: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3

5.5.4. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de baja tensión del Transformador de Potencia

Para el cálculo de la corriente de pick up en fase se toma la capacidad nominal en FOA del transformador de potencia y se multiplica un factor de sobrecarga del 1,25* I nominal [20] .

Para evitar el disparo del interruptor del lado de alta y baja del transformador al mismo tiempo al momento de encontrarse en sobrecarga, se multiplica la corriente del lado de baja por el 80% desplazando la curva hacia la izquierda.

5.5.4.1. Coordinación de Fase Reconectador-Relé Principal 13,8 kV

Para el ajuste se utiliza una curva inversa(IEC), teniendo 0,291 segundos entre la curva de fase del reconectador y la curva de fase del relé principal 13,8kV en el valor de la falla máxima en el primer ramal, como se puede observar en la figura 55, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

Los ajustes de fase del relé principal a 13,8kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 45.

TABLA 45: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV

ZIV 81DV - Principal 13,8 kV	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (Capacidad MVA del Transformador)	669,39 [A]
I pick-up secundario	3,3 [A]
TC´s	1000/5
Dial(Td)	0,16
Curva	Inversa(IEC)

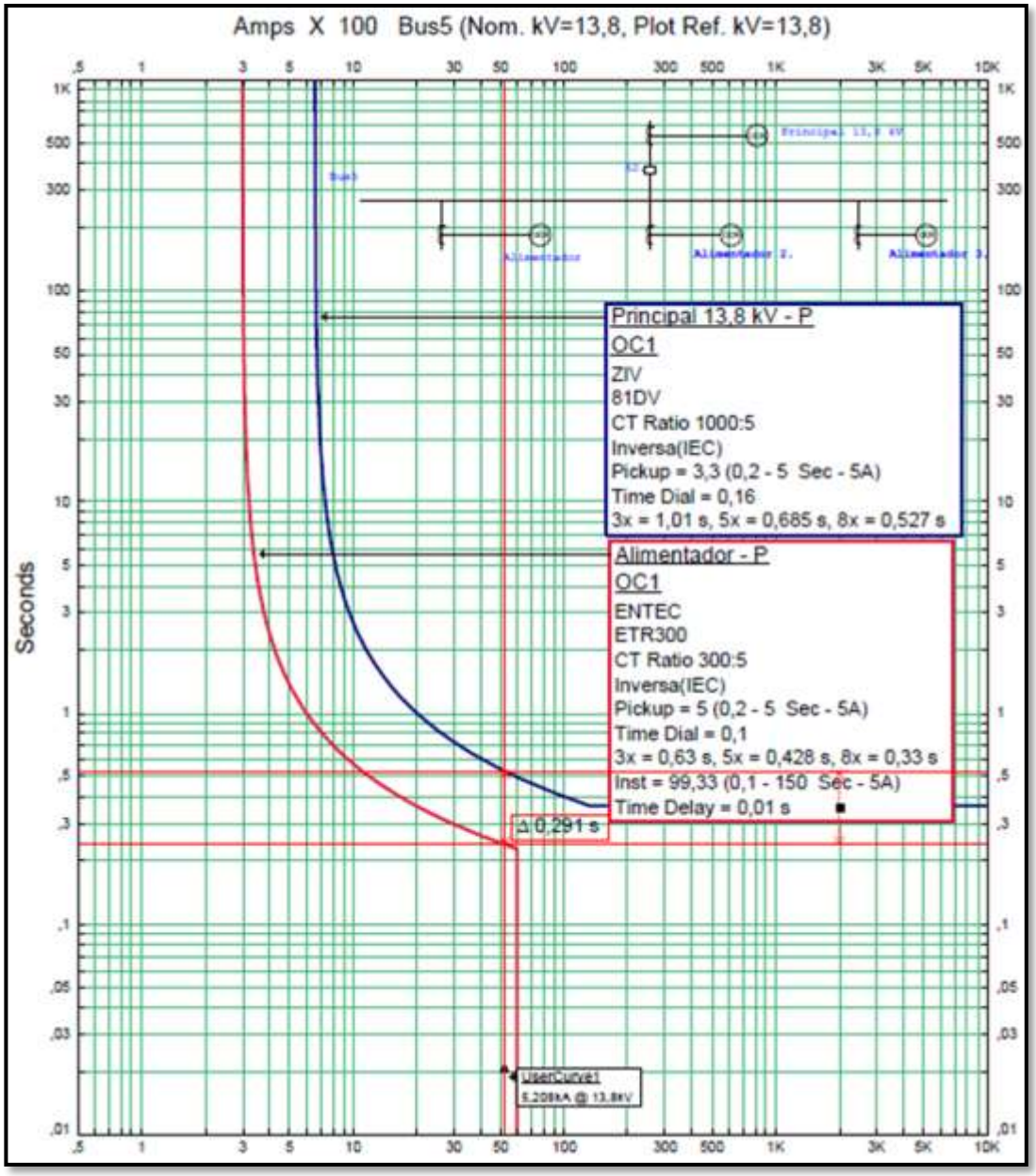


FIGURA 55: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV

5.5.4.2. Coordinación de Neutro Reconectador-Relé Principal 13,8kV

La función 51N del relé principal a 13,8kV se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo al manual de protecciones de CNEL EP, seleccionando una curva inversa (IEC), teniendo 0,227 segundos entre la curva de neutro del reconectador y la curva de neutro del relé Principal 13,8kV en el punto de falla como se observa en la figura 56 [20] .

Los ajustes de neutro del relé principal a 13,8kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 46.

TABLA 46: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV

ZIV 81DV - Principal 13,8 kV	
Ajustes 51N	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (80% de la corriente de pick up de fase)	534 [A]
I pick-up secundario	2,67 [A]
TC´s	1000/5
Dial(Td)	0,15
Curva	Inversa(IEC)

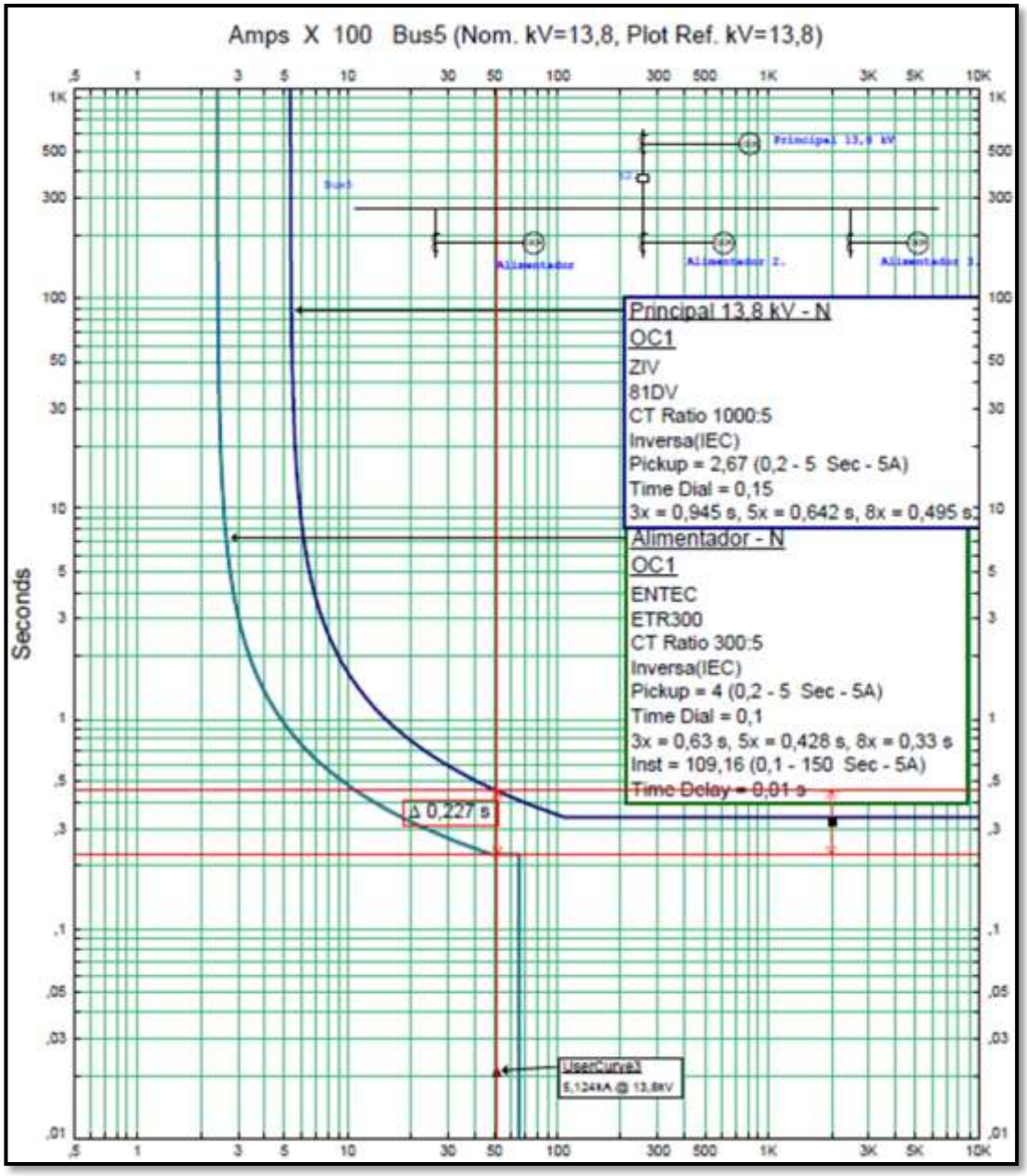


FIGURA 56: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV

5.5.5. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de alta tensión del Transformador de Potencia

Para el cálculo de la corriente de pick up en fase se toma la capacidad nominal en FOA del transformador de potencia y se multiplica un factor de sobrecarga del 1,25* I nominal [20] .

5.5.5.1. Coordinación de Fase Relé Principal 13,8 kV - Relé Principal 69 kV

Para el ajuste se utiliza una curva inversa (IEC), teniendo 0,203 segundos entre la curva de fase del relé principal 13,8kV y la curva de fase del relé principal 69kV en el valor de la falla máxima en barra de media tensión como se puede observar en la figura 57, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

Los ajustes de fase del relé principal a 69kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 47.

TABLA 47: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV

ZIV 81DV - Principal 69 kV	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (Capacidad MVA del Transformador)	167 [A]
I pick-up secundario	2,78 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,2
Curva	Inversa(IEC)

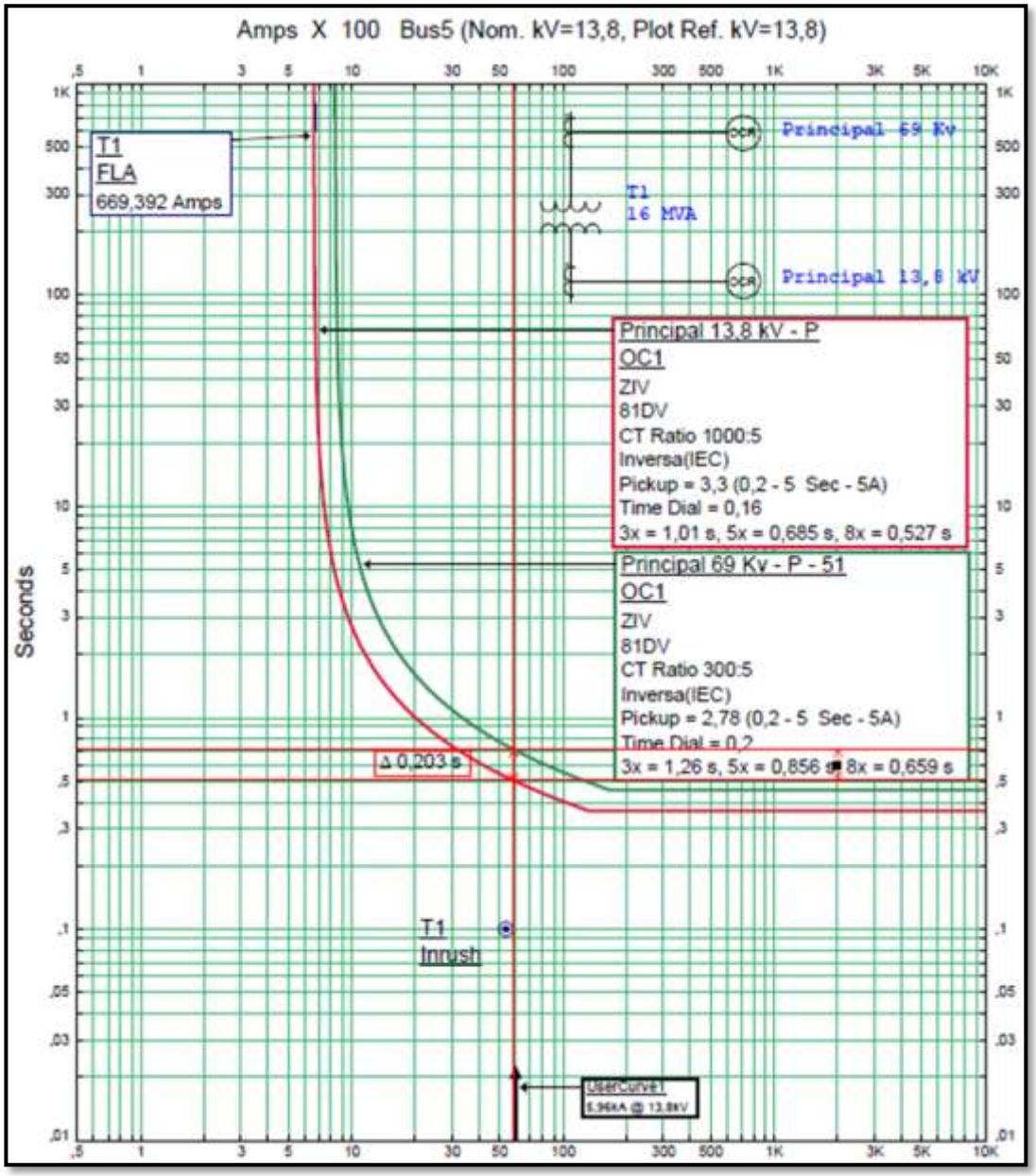


FIGURA 57: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV

5.5.5.2. Coordinación de Neutro Relé Principal 13,8 kV- Relé Principal 69 kV

La función 51N del relé principal a 69 kV se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase, seleccionando una curva inversa(IEC), teniendo 0,218 segundos entre la curva de neutro del Relé Principal 13,8kV y la curva de neutro del Relé Principal 69kV en el punto de falla como se observa en la figura 58 [20] .

Los ajustes de neutro del relé principal a 69kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 48.

TABLA 48: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV

ZIV 81DV - Principal 69 kV	
Ajustes 51N	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (80% de la corriente de pick up de fase)	133,2 [A]
I pick-up secundario	2,22 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,21
Curva	Inversa(IEC)

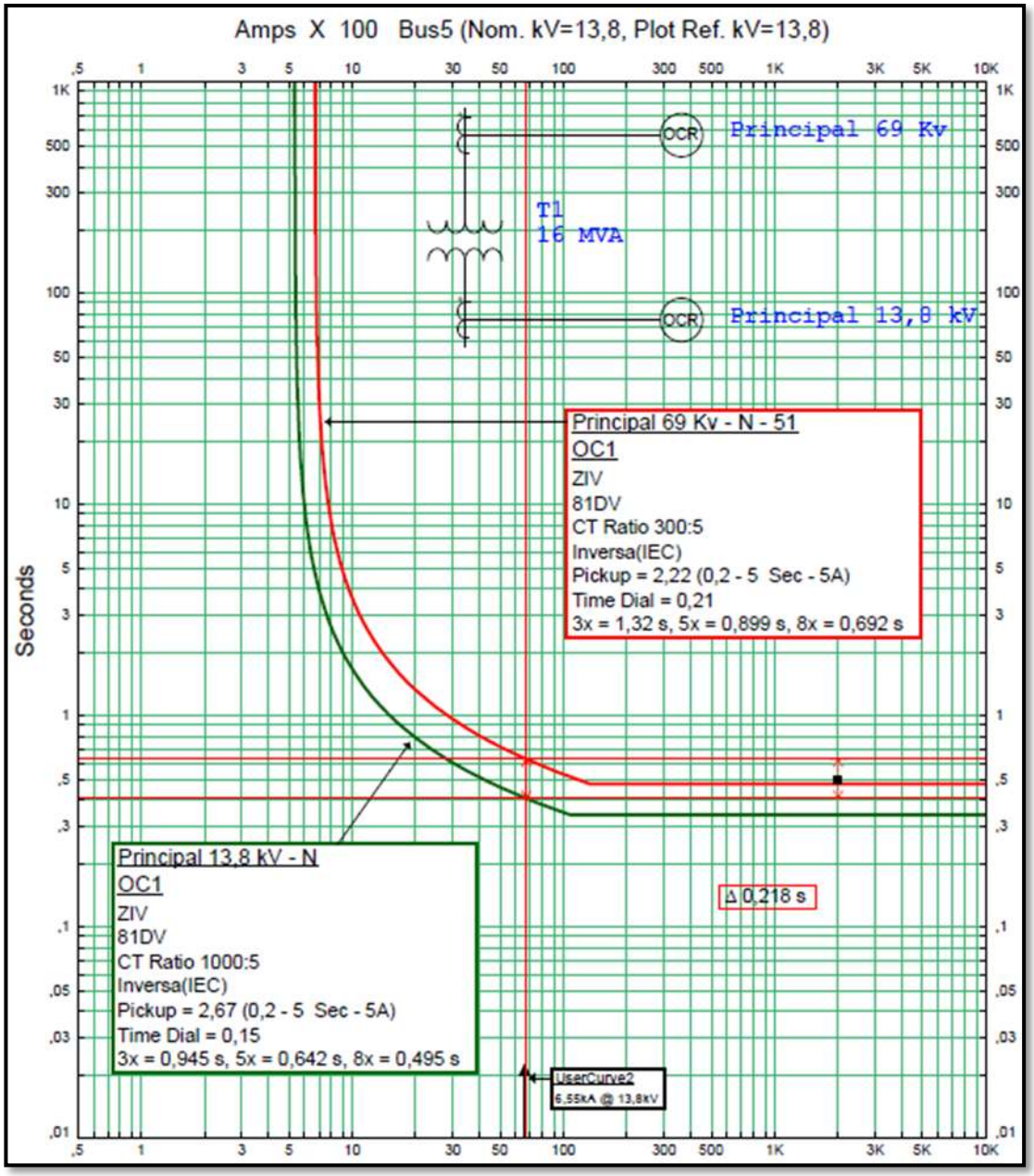


FIGURA 58: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV

5.5.6. Coordinación de Fase entre Relé Principal 69kV - Relé Transelectric

Los ajustes de fase del relé de protección de la Línea de Subtransmisión Pascuales Manglero fue facilitada por CNEL Guayas Los Ríos, las cuales se presentan en la tabla 49.

Se puede observar en la figura 59, el tiempo entre la curva de fase del Relé Principal 69kV y la curva de fase del Relé de Transelectric, el cual es 0,207 segundos respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] [16] .

TABLA 49: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51F/50F DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC

SIEMENS 7SJ62	
Transelectric – Pascuales Manglero	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-up primario	600 [A]
Ipick-up Secundario	2,5 [A]
TC´s	1200/5
Dial(Td)	2,3
Curva	Moderately Inverse (ANSI)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	6720 [A]
Ipick-up Secundario	28 [A]

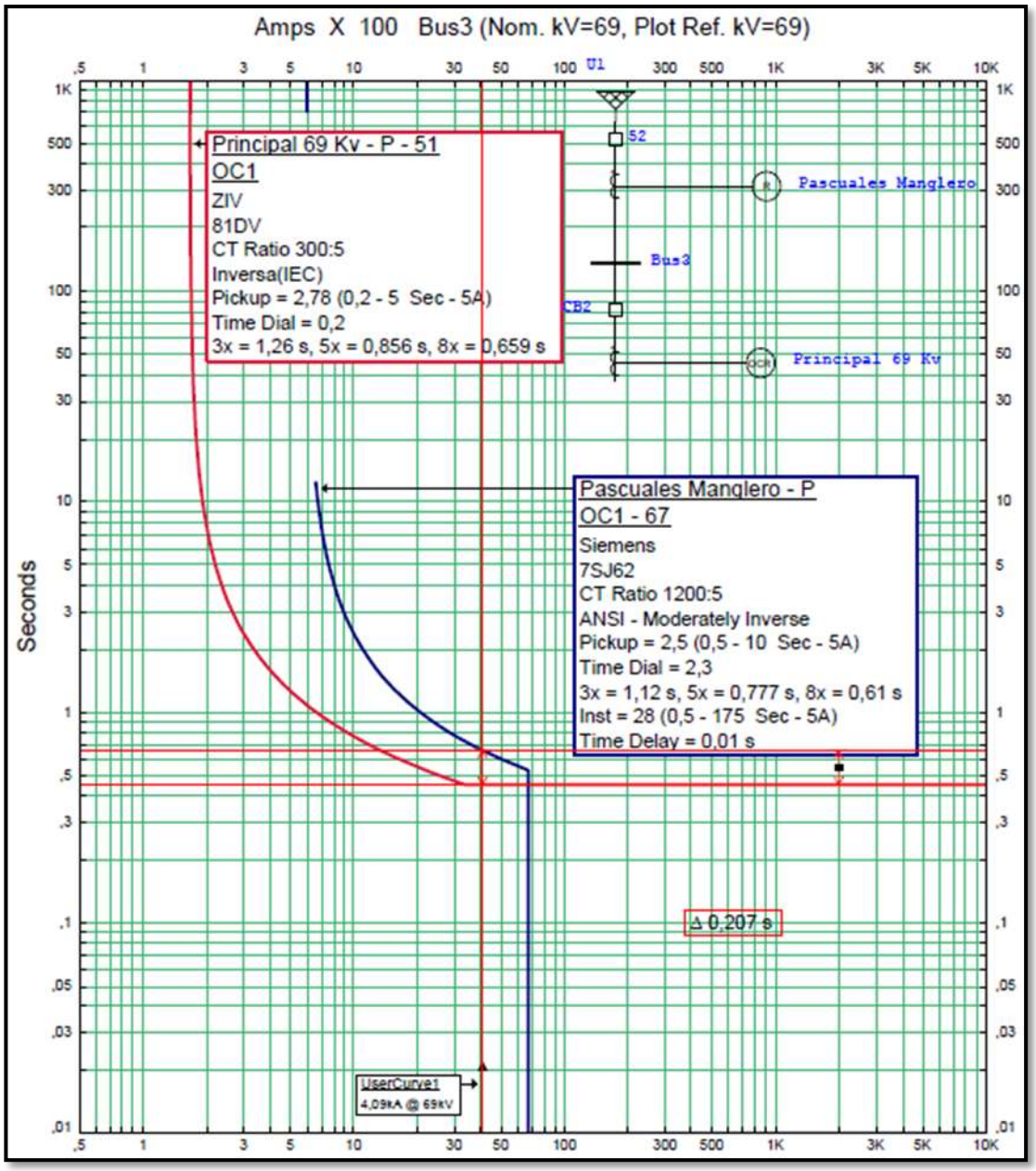


FIGURA 59: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC

5.5.7. Coordinación de Neutro del Relé Principal 69kV- Relé Transelectric

Los ajustes de neutro del relé de protección de la Línea de Subtransmisión Pascuales Manglero fue facilitada por CNEL Guayas Los Ríos, las cuales se presenta en la tabla 50.

Se puede observar en la figura 60, el tiempo entre la curva de neutro del Relé Principal 69kV y la curva del Relé de Transelectric, el cual es 0,206 segundos respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

TABLA 50: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51N/50N DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC

SIEMENS 7SJ62	
Transelectric – Pascuales Manglero	
Ajustes 51N	**Valores**
Ipick-up primario	240 [A]
Ipick-up Secundario	1 [A]
TC´s	1200/5
Dial(Td)	2,9
Curva	Moderately Inverse (ANSI)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	4560 [A]
Ipick-up Secundario	19 [A]

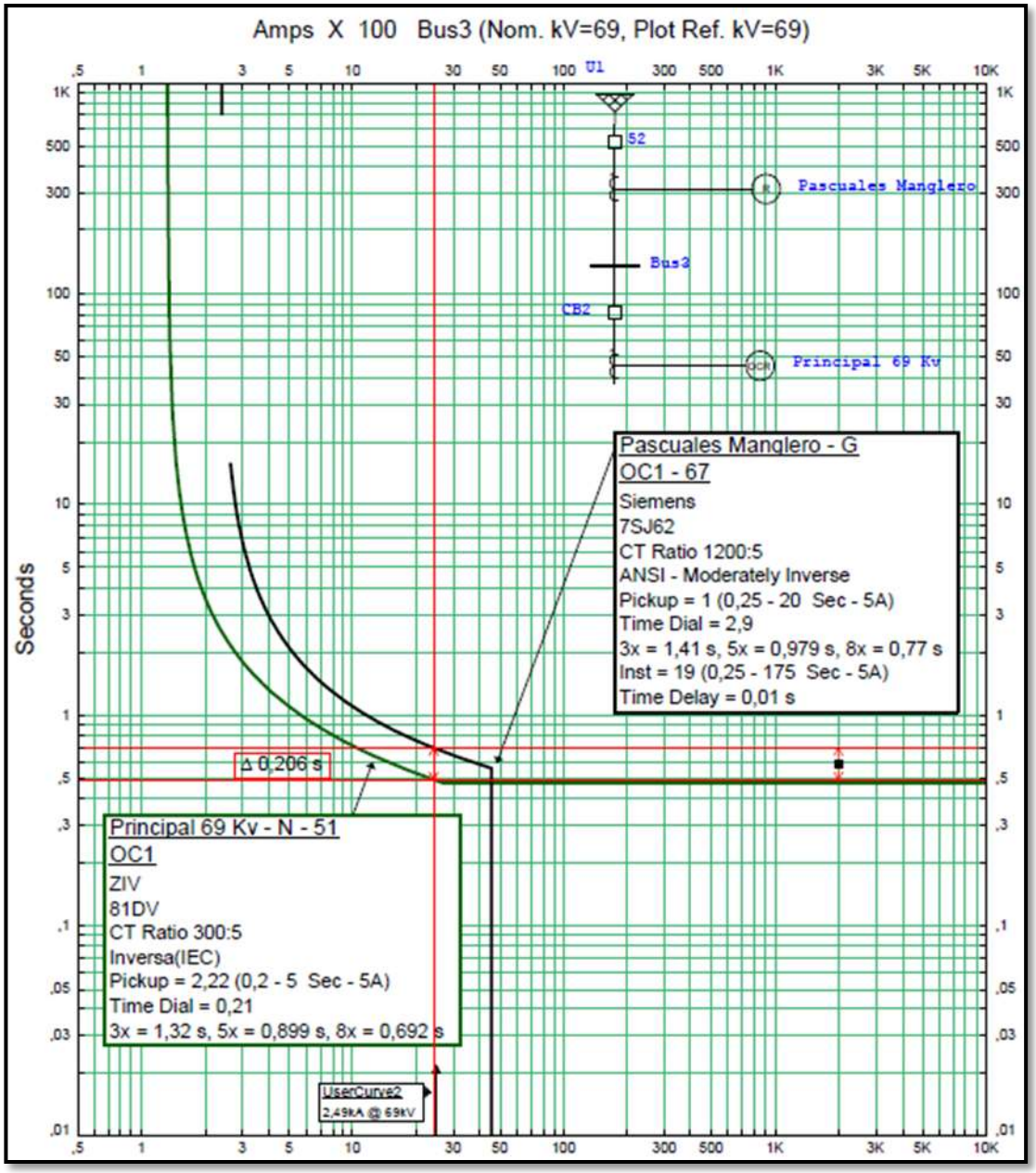


FIGURA 60: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC

5.5.8. Resumen de ajustes de los equipos de protección de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Pascuales

Se presentan en la tabla 51 el resumen de ajuste de las protecciones eléctricas de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Pascuales.

TABLA 51: RESUMEN DE AJUSTE DE PROTECCIONES DE LA S/E SAMBOCITY

Fuente de Alimentación Pascuales						
	Función	**kV**	**I primaria (A)**	**I Pickup(A)**	**Tipo de Curva**	**TD**
Alimentador	50F	**13.8**	5960	99.33	----------	----
	51F		300	5	Inverse IEC	0.1
	50N		6550	109,16	----------	----
	51N		240	4	Inverse IEC	0.1
Principal	51F	**13.8**	669	3.3	Inverse IEC	0.16
	51N		534	2.67	Inverse IEC	0.15
Principal	51F	**69**	167	2.78	Inverse IEC	0.2
	51N		133	2.22	Inverse IEC	0.21
Transelectric	50F	**69**	6720	28	----------	----
	51F		600	2.5	ANSI (Moderately Inverse)	2.3
	50N		4560	19	----------	----
	51N		240	1	ANSI (Moderately Inverse)	2.9

En la figura 61 y 62 se muestra el esquema de protecciones de la Subestación Sambocity con las respectivas curvas de sobrecorriente ajustadas de acuerdo a la tabla 51, donde también se grafica la curva de daño del transformador de potencia.

De acuerdo a la **IEEE Std C57.109** [23] , los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como fusibles y relés, tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación, estas curvas características para estos dispositivos deben coordinarse con la curva de daño del transformador, tales curvas se describen en el apartado de curvas de protección ante fallas en la **IEEE Std C57.12.00** [24] , todo esto con el fin evitar daños al trasformador de potencia .

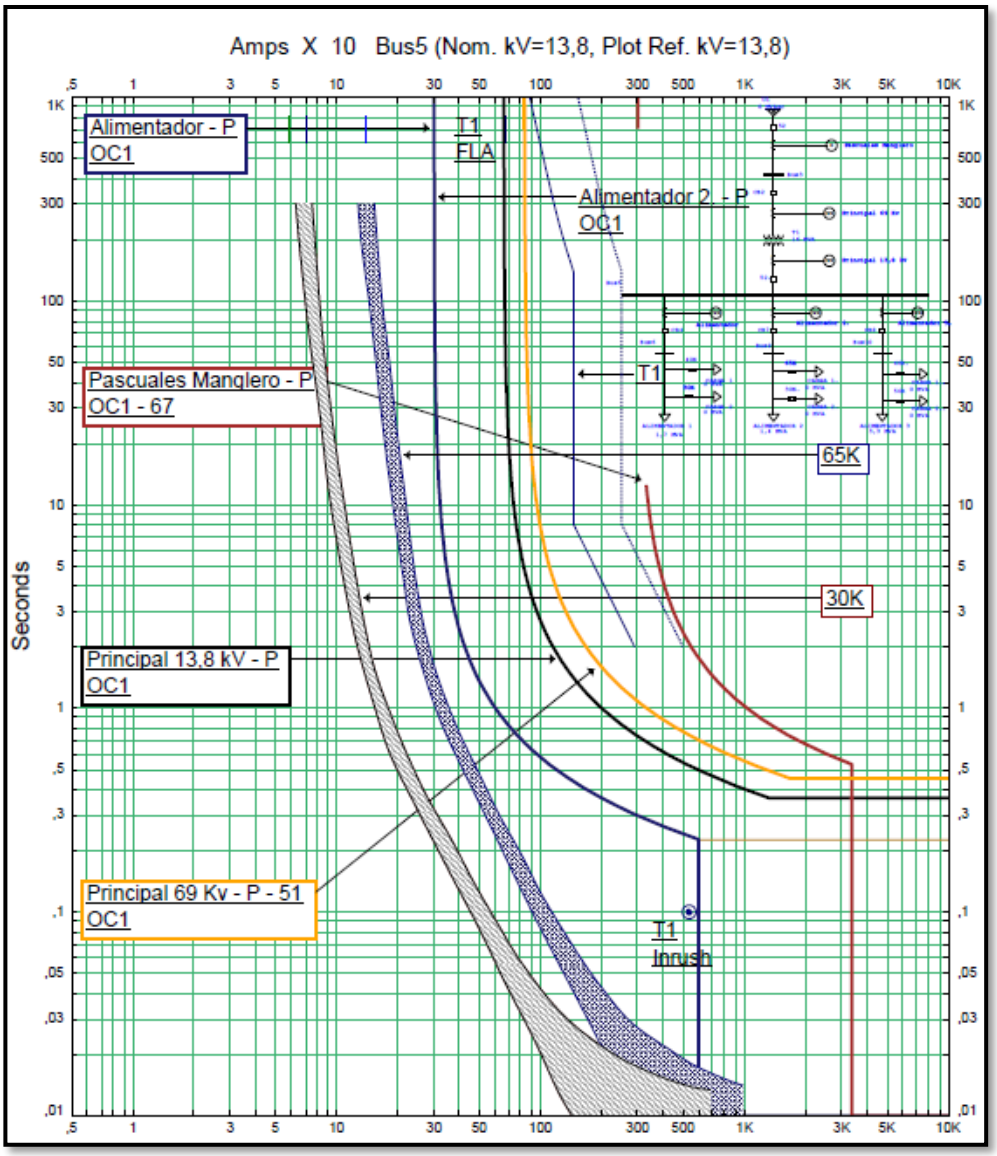


FIGURA 61: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FASE DE LA S/E SAMBOCITY

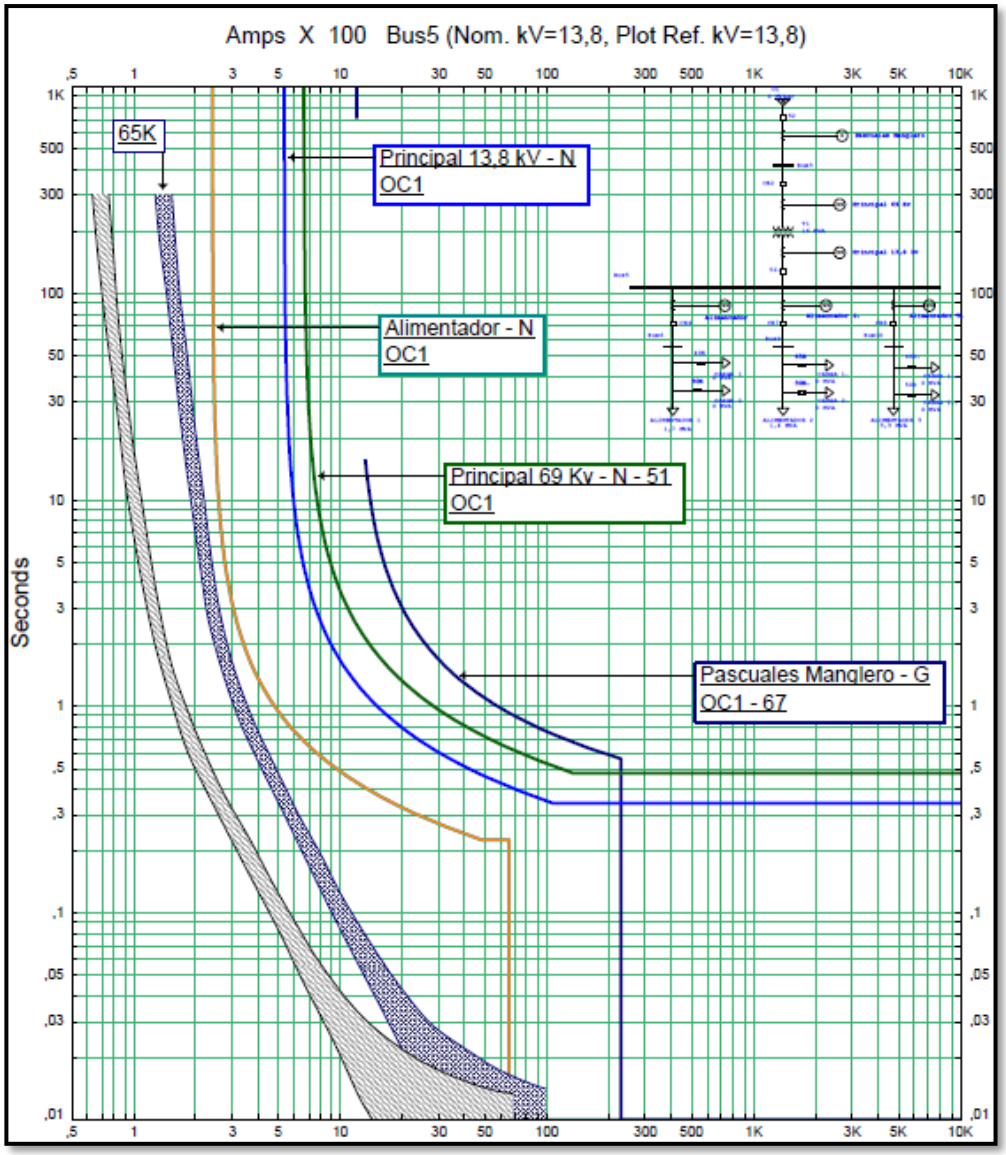


FIGURA 62: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN NEUTRO DE LA S/E SAMBOCITY

5.6. Coordinación de Protecciones de la S/E Sambocity con fuente de alimentación Dos Cerritos (Ajuste Alterno)

5.6.1. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 1

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300A), debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.6.1.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza una curva Muy inversa (IEC) en el reconectador teniendo 0,277 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 63, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8 kV, cuyo valor es de 5650 (A), en la tabla 52 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 1.

TABLA 52: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 1

Alimentador 1	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,35
Curva	Muy Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5650 [A]
Ipick-up Secundario	94,16 [A]

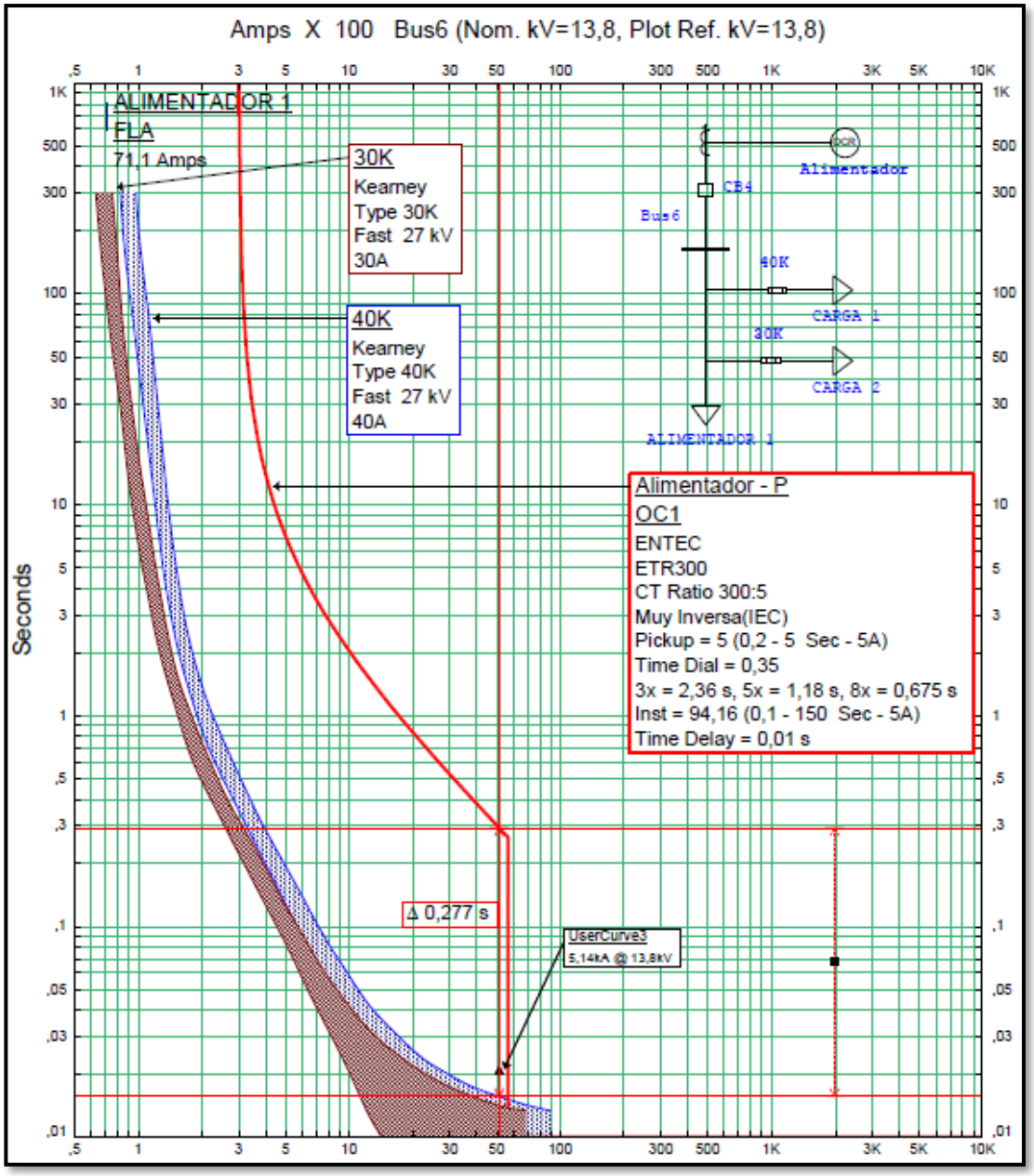


FIGURA 63: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1

5.6.1.2. Coordinación de Neutro Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo al manual de protecciones de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador teniendo 0,211 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 64, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8 kV, cuyo valor es de 6300 (A), en la tabla 53 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 1.

TABLA 53: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 1

Alimentador 1	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% del pickup de fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6300 [A]
Ipick-up Secundario	105 [A]

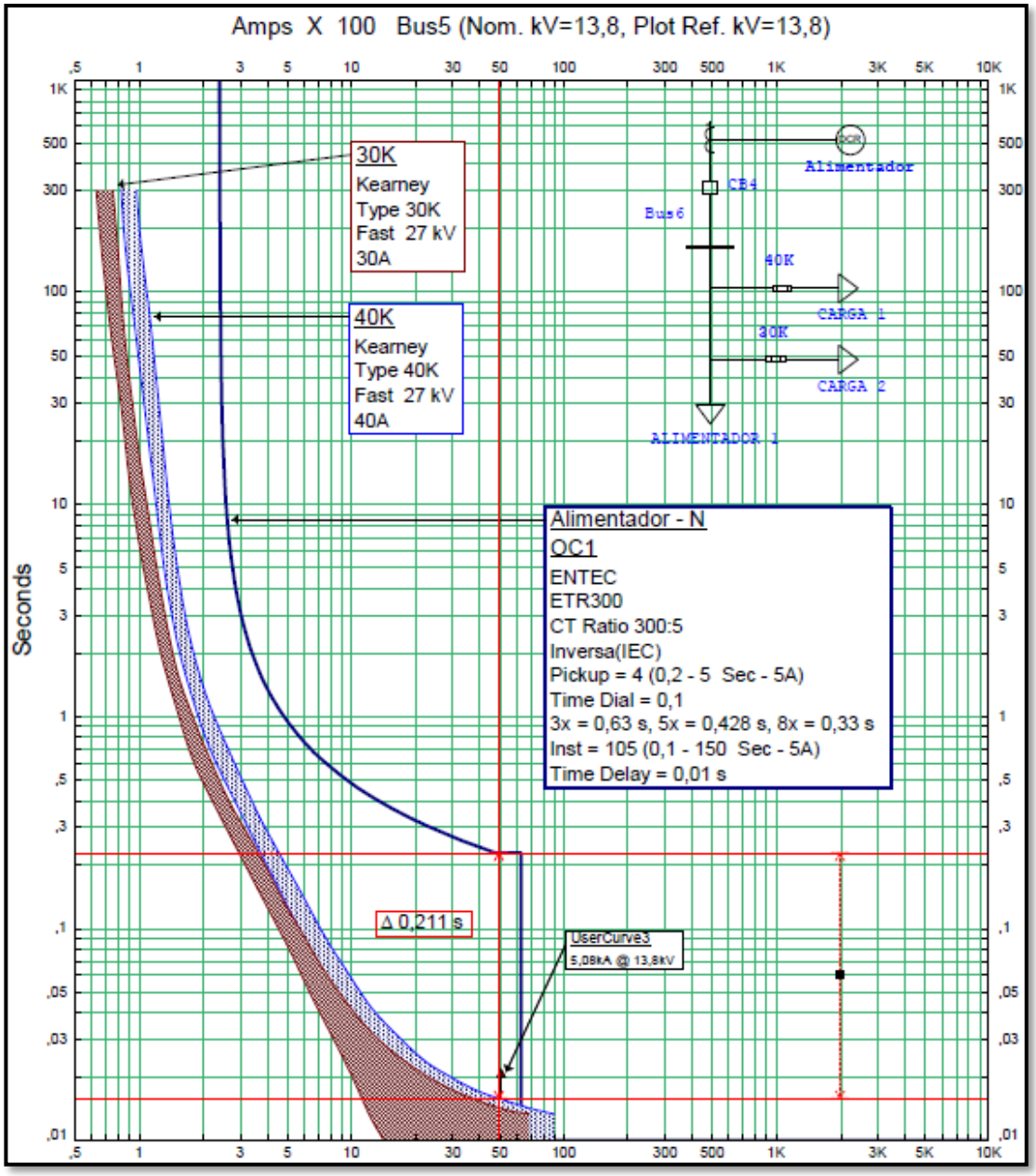


FIGURA 64: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 1

5.6.2. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 2

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300), debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8 kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.6.2.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador teniendo 0,227 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 65, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8 kV cuyo valor es de 5650 (A), en la tabla 54 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 2.

TABLA 54: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 2

Alimentador 2	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5650 [A]
Ipick-up Secundario	94,16 [A]

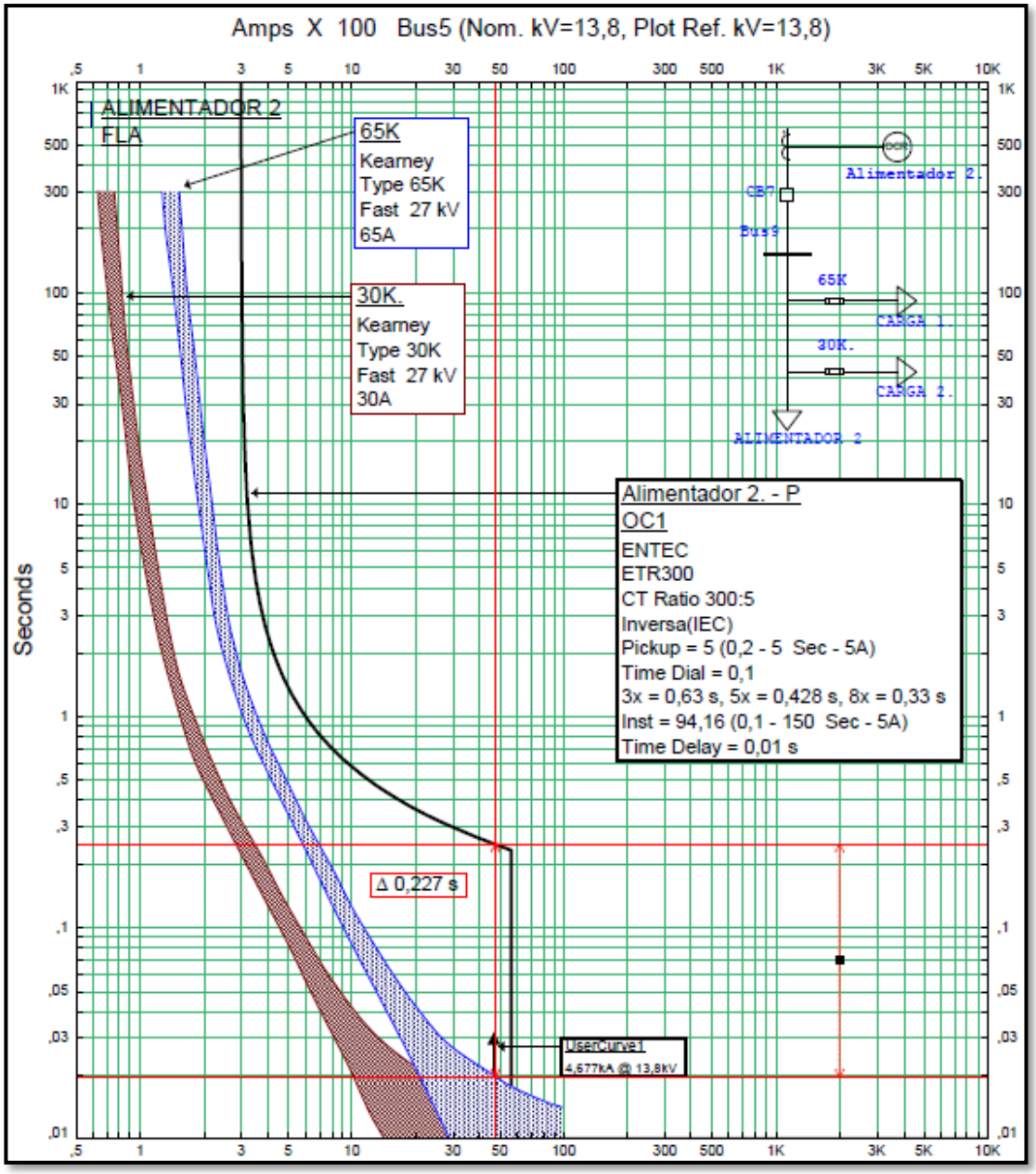


FIGURA 65: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2

5.6.2.2. Coordinación de Neutro Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase de acuerdo al manual de protecciones de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador teniendo 0,21 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 66 respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8kV cuyo valor es de 6300 (A), en la tabla 55 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 2.

TABLA 55: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 2

Alimentador 2	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% pick-up de Fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6300 [A]
Ipick-up Secundario	105 [A]

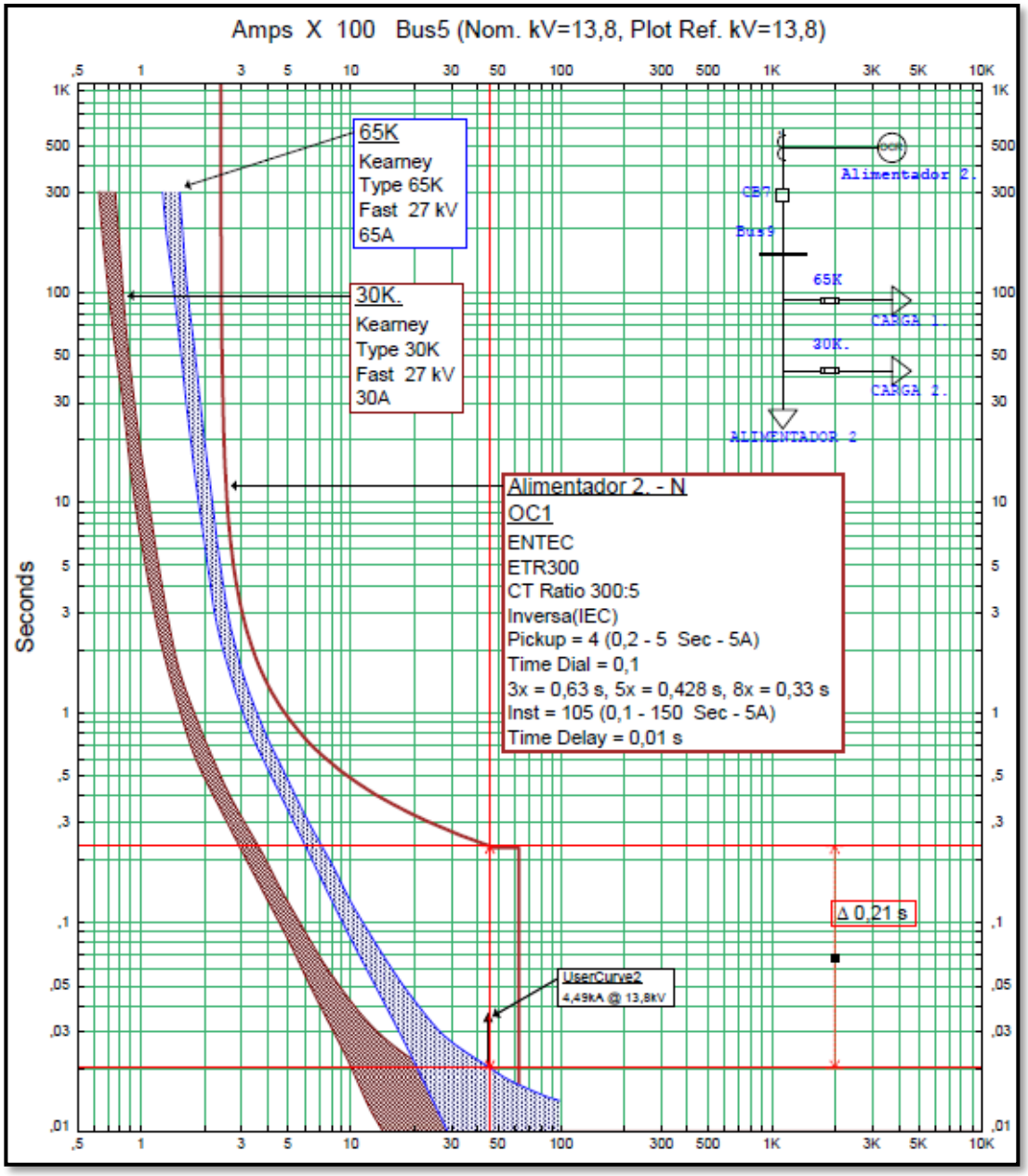


FIGURA 66: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 2

5.6.3. Ajustes de Protección de Sobrecorriente para el alimentador 3

Se realiza el ajuste tomando en cuenta la capacidad nominal del conductor al momento de calcular el valor del TAP (300A), debido a las transferencias de carga a nivel de 13,8kV de otras subestaciones al presentarse un mantenimiento programado [20] .

5.6.3.1. Coordinación de Fase entre Fusible-Reconectador

Para la coordinación se utiliza una curva inversa en el reconectador teniendo 0,241 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de fase del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 67, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 F se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito trifásica en barra de media tensión 13,8 kV cuyo valor es de 5650 (A), en la tabla 56 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 3.

TABLA 56: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL ALIMENTADOR 3

Alimentador 3	
Ajustes 51F	**Valores**
I pick-up primario (Capacidad del cable ACSR 26/7-334,36)	300 [A]
I pick-up secundario	5 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,1
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	5650 [A]
Ipick-up Secundario	94,16 [A]

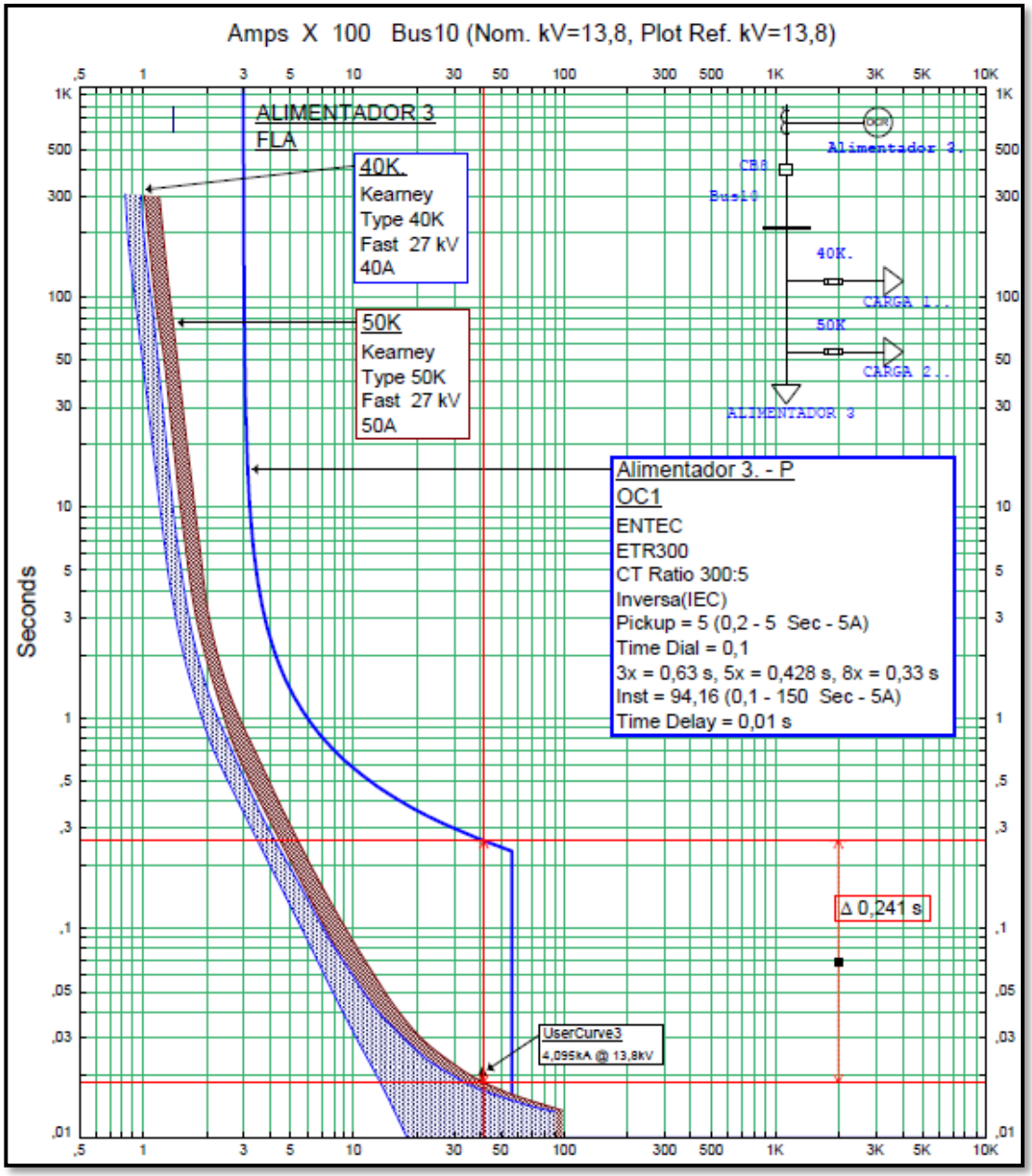


FIGURA 67: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3

5.6.3.2. Coordinación de Neutro Fusible-Reconectador

La función 51N del reconectador se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase, de acuerdo al manual de protecciones eléctricas de CNEL EP [20] .

Para la coordinación se utiliza una curva inversa(IEC) en el reconectador teniendo 0,282 segundos entre la curva de despeje del fusible y la curva de neutro del reconectador en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se observa en la figura 68, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [16] [18] .

La función 50 N se la ajusto de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito monofásica en barra de media tensión 13,8kV cuyo valor es de 6300 (A), en la tabla 57 se presenta el resumen de los ajustes del reconectador del alimentador 3.

TABLA 57: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL ALIMENTADOR 3

Alimentador 3	
Ajustes 51N	**Valores**
I pick-up primario (80% pick-up de Fase)	240 [A]
I pick-up secundario	4 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,12
Curva	Inversa(IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	6300 [A]
Ipick-up Secundario	105 [A]

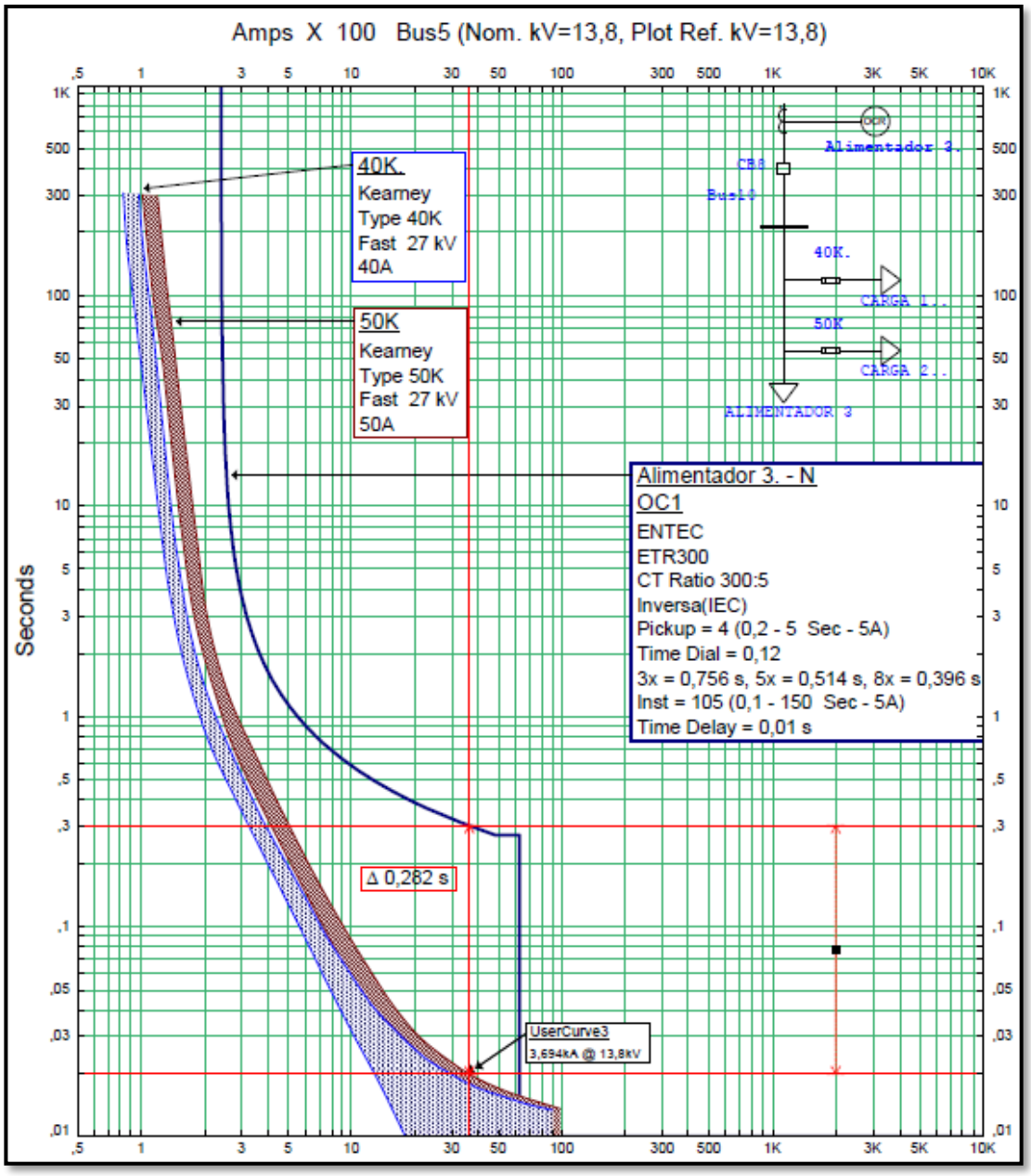


FIGURA 68: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE FUSIBLE-RECONECTADOR ALIMENTADOR 3

5.6.4. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de baja tensión del Transformador de Potencia

Para el cálculo de la corriente de pick up en fase se toma la capacidad nominal en FOA del transformador de potencia y se multiplica un factor de sobrecarga del 1,25* I nominal [20] .

Para evitar el disparo del interruptor del lado de alta y baja del transformador al mismo tiempo al momento de encontrarse en sobrecarga se multiplica la corriente del lado de baja por el 80% desplazando la curva hacia la izquierda.

5.6.4.1. Coordinación de Fase Reconectador-Relé Principal 13,8 kV

Para el ajuste se utiliza una curva muy inversa teniendo 0,2 segundos entre la curva de fase del reconectador y la curva de fase del relé principal 13,8 kV en el valor de la falla máxima en el primer ramal como se puede observar en la figura 69 respetando, el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

Los ajustes de fase del relé principal a 13,8 kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 58.

TABLA 58: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV

ZIV 81DV - Principal 13,8 kV	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-uP PRIMARIO (Capacidad MVA del Transformador)	669,39 [A]
I pick-up secundario	3,3 [A]
TC´s	1000/5
Dial(Td)	0,25
Curva	Muy Inversa(IEC)

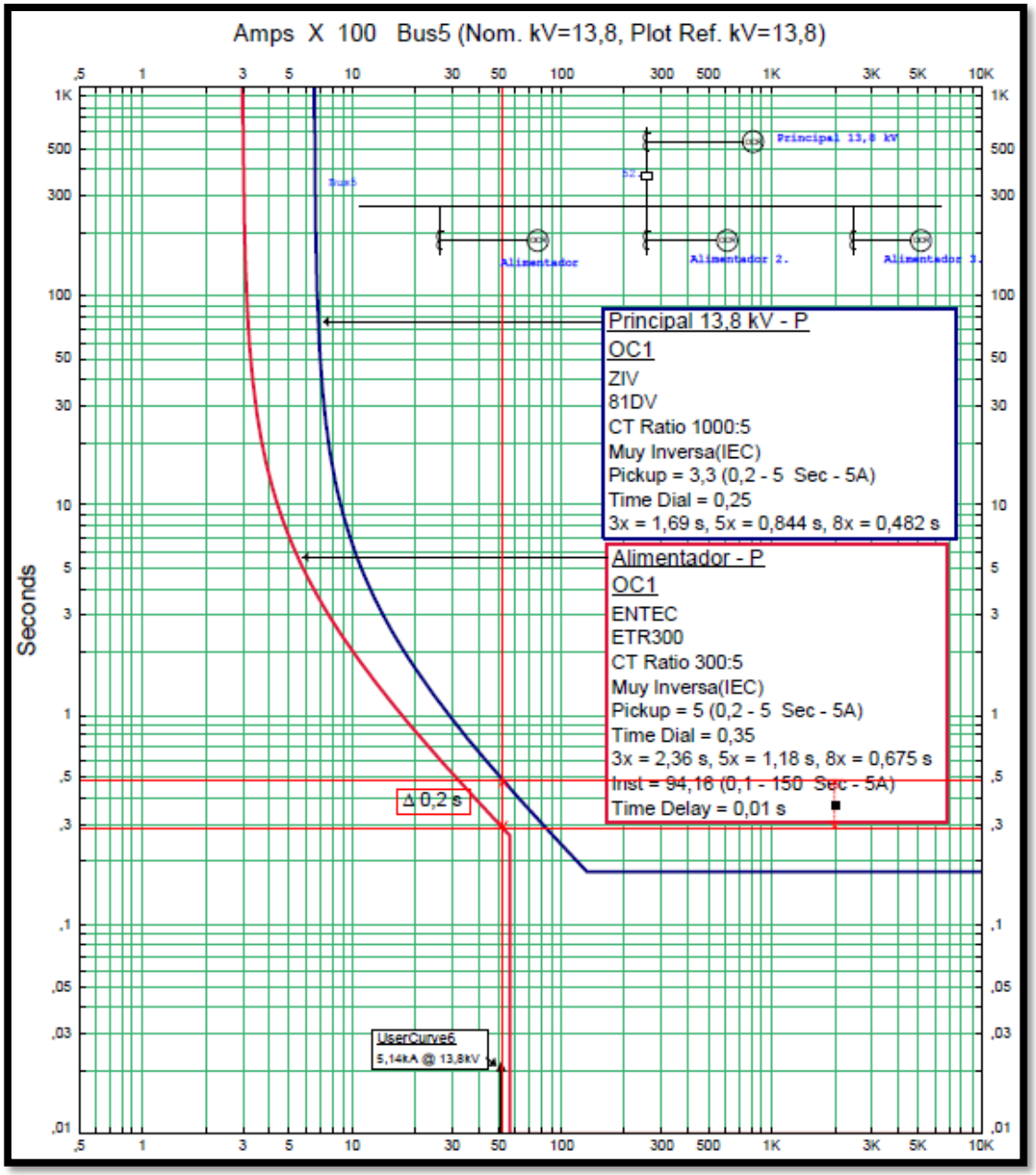


FIGURA 69: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV

5.6.4.2. Coordinación de Neutro Reconectador-Relé Principal 13,8 kV

La función 51N del relé principal a 13,8kV se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase, seleccionando una curva inversa teniendo 0,23 segundos entre la curva de neutro del reconectador y la curva de neutro del relé Principal 13,8 kV en el punto de falla como se observa en la figura 70 [20] .

Los ajustes de neutro del relé principal a 13,8 kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 59.

TABLA 59: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 13,8 KV

ZIV 81DV - Principal 13,8 kV	
Ajustes 51N	**Valores**
I pickup PRIMARIO (80% del pickup de fase)	534 [A]
I pick-up secundario	2,67 [A]
TC´s	1000/5
Dial(Td)	0,15
Curva	Inversa(IEC)

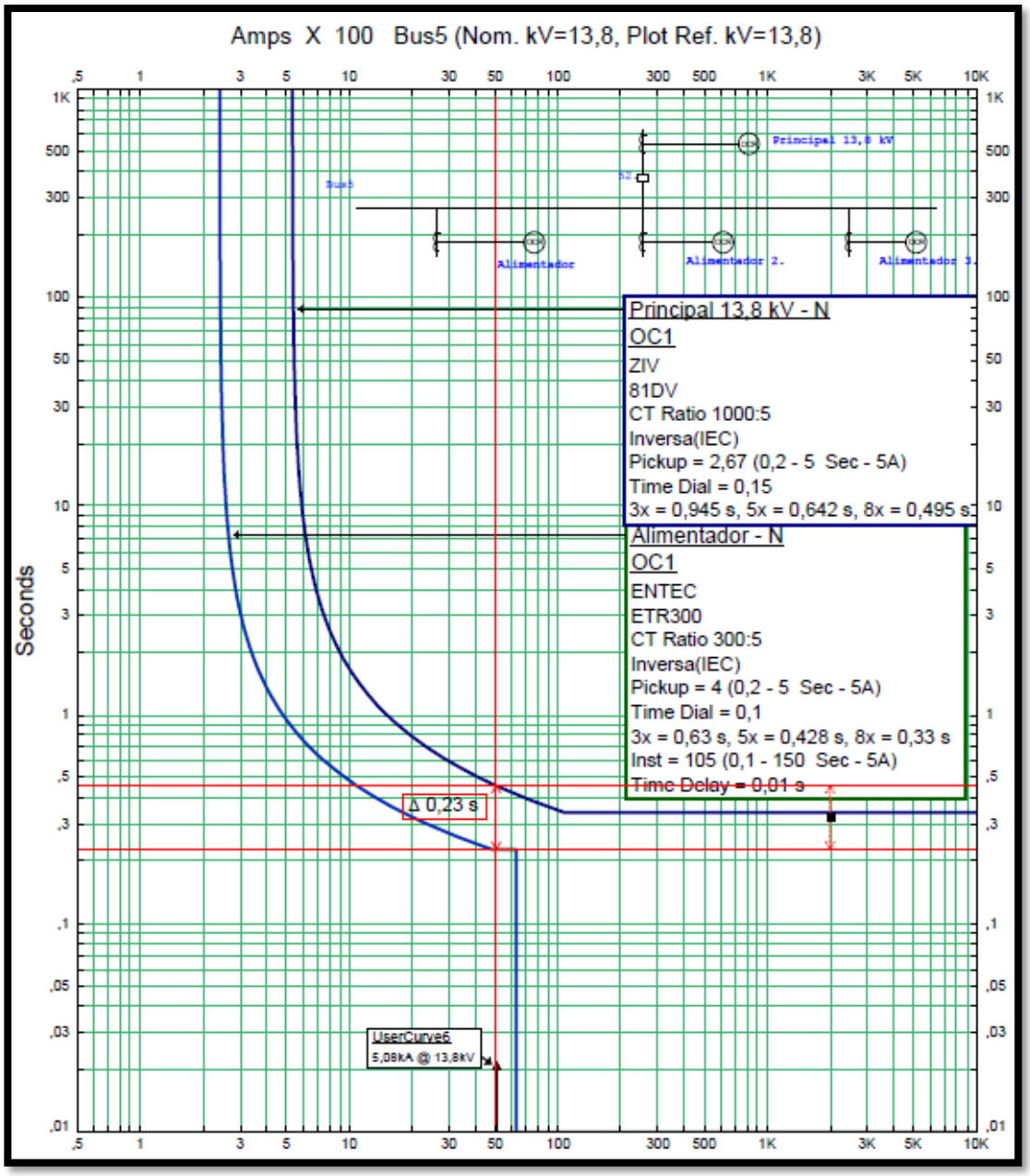


FIGURA 70: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RECONECTADOR Y RELÉ PRINCIPAL 13,8kV

5.6.5. Ajustes de protección de sobrecorriente del relé de alta tensión del Transformador de Potencia

Para el cálculo de la corriente de pick up en fase se toma la capacidad nominal en FOA del transformador de potencia y se multiplica un factor de sobrecarga del 1,25* I nominal [20] .

5.6.5.1. Coordinación de Fase Relé Principal 13,8 kV - Relé Principal 69 kV

Para el ajuste se utiliza una curva Muy inversa (IEC), teniendo 0,283 segundos entre la curva de fase del relé principal 13,8kV y la curva de fase del relé principal 69kV, en el valor de la falla máxima en barra de media tensión como se puede observar en la figura 71, respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

Los ajustes de fase del relé principal a 69kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 60.

TABLA 60: RESUMEN DE AJUSTES DE FASE DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV

ZIV 81DV - Principal 69 kV	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (Capacidad MVA del Transformador)	167 [A]
I pick-up secundario	2,78 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,31
Curva	Muy Inversa(IEC)

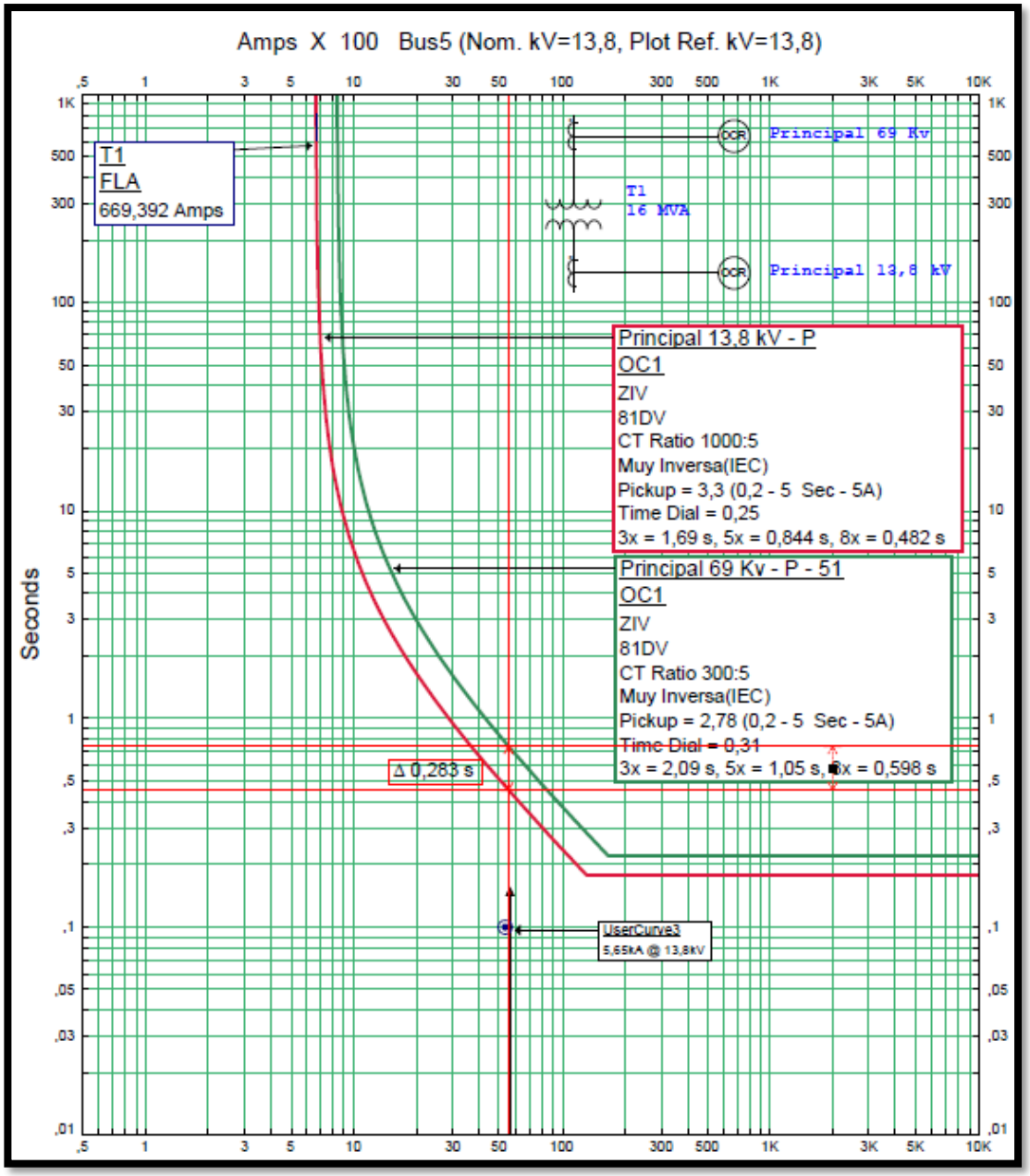


FIGURA 71: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV

5.6.5.2. Coordinación de Neutro Relé Principal 13,8 kV- Relé Principal 69 kV

La función 51N del relé principal a 69kV se calibro al 80% de la corriente de pick up de fase, seleccionando una curva inversa(IEC), teniendo 0,22 segundos entre la curva de neutro del Relé Principal 13,8 kV y la curva de neutro del Relé Principal 69 kV en el punto de falla como se observa en la figura 72.

Los ajustes de neutro del relé principal a 69 kV de la Subestación Sambocity se presentan en la tabla 61.

TABLA 61: RESUMEN DE AJUSTES DE NEUTRO DEL RELÉ PRINCIPAL 69 KV

ZIV 81DV - Principal 69 kV	
Ajustes 51N	**Valores**
Ipick-up PRIMARIO (80% del pickup de fase)	133,2 [A]
I pick-up secundario	2,22 [A]
TC´s	300/5
Dial(Td)	0,21
Curva	Inversa(IEC)

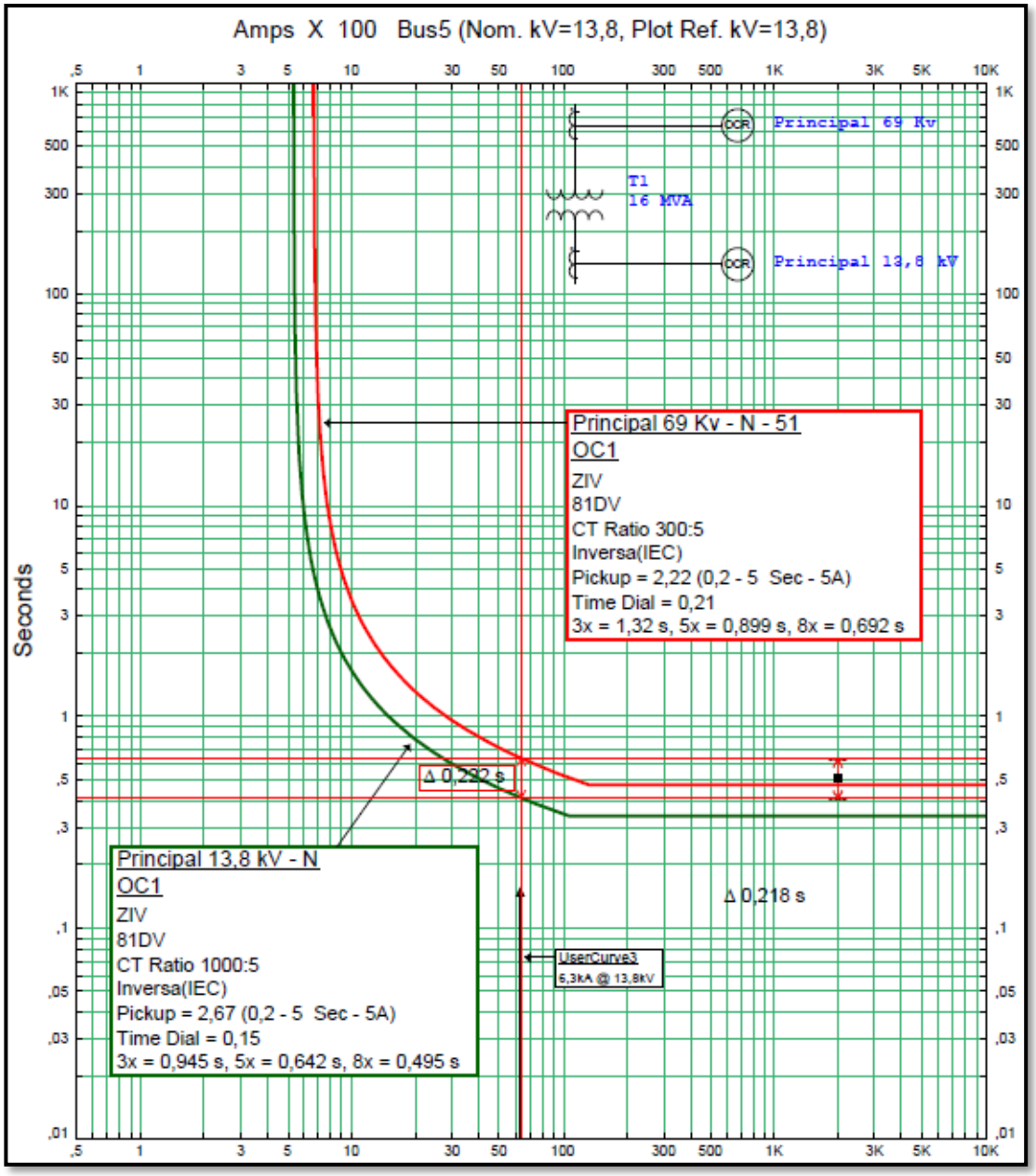


FIGURA 72: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 13,8kV Y RELÉ PRINCIPAL 69kV

5.6.6. Coordinación de Fase entre Relé Principal 69kV - Relé Transelectric

Los ajustes de fase del relé de protección de la Línea de Subtransmisión Dos cerritos-L1, fue facilitada por CNEL Guayas Los Ríos, los cuales se presenta en la tabla 62.

Se puede observar en la figura 73, el tiempo entre la curva del Relé Principal 69kV y el Relé de sobrecorriente de Transelectric, el cual es de 0,243 segundos respetando el rango de tiempo permisible entre 0,2 y 0,3 segundos [18] .

TABLA 62: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51F/50F DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC

SIEMENS 7SJ62	
Transelectric – Dos Cerritos	
Ajustes 51F	**Valores**
Ipick-up primario	600 [A]
Ipick-up Secundario	5 [A]
TC´s	600/5
Dial(Td)	0,12
Curva	Normal Inverse (IEC)
Ajustes 50F	**Valores**
Ipick-up primario	7920 [A]
Ipick-up Secundario	66 [A]

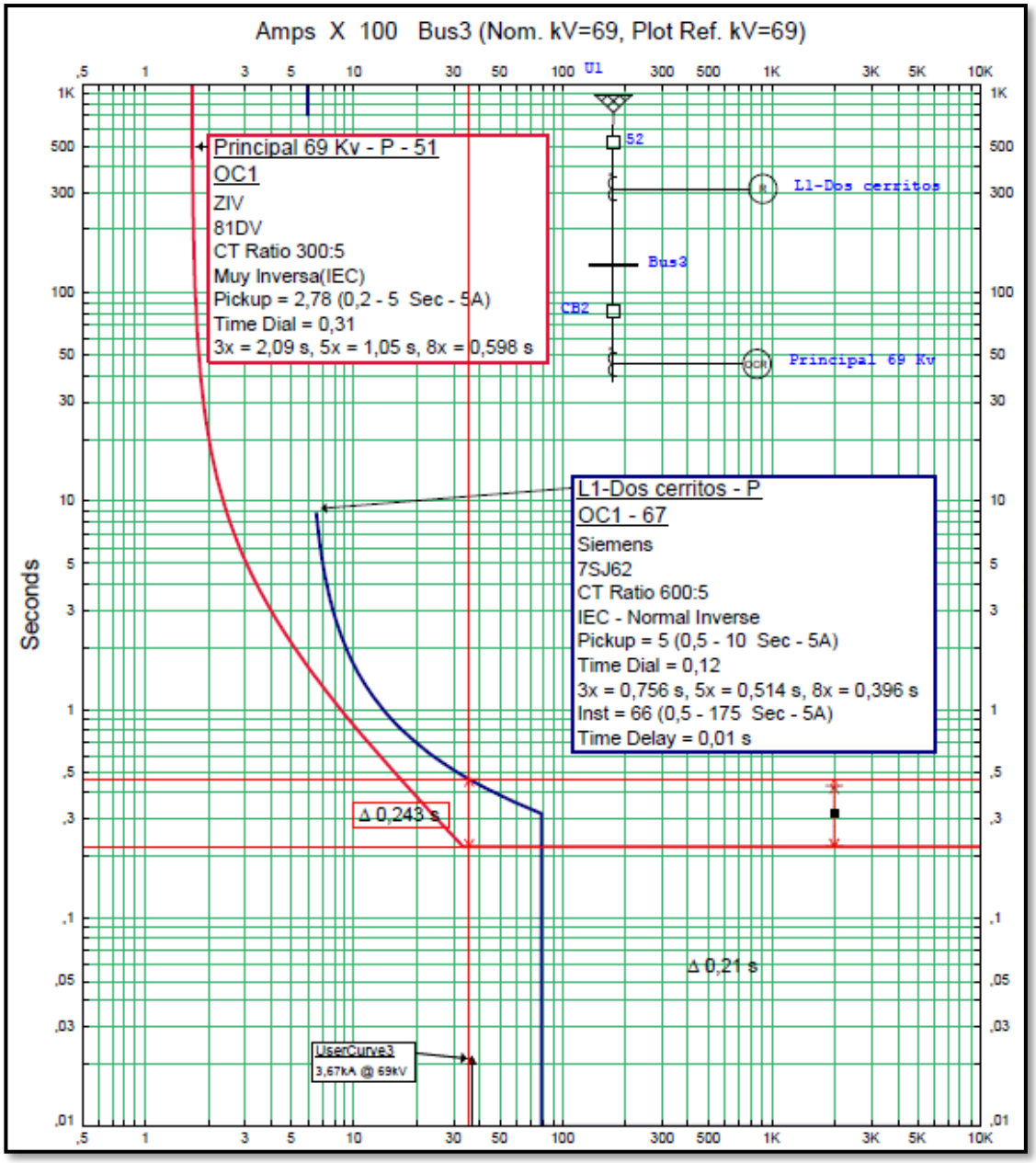


FIGURA 73: COORDINACIÓN EN FASE ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69Kv Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC

5.6.7. Coordinación de Neutro del Relé Principal 69kV- Relé Transelectric

Los ajustes de neutro del relé de protección de la Línea de Subtransmisión Dos cerritos-L1, fue facilitada por CNEL Guayas Los Ríos, los cuales se presentan en la tabla 63.

Se puede observar en la figura 74, la curva del Relé Principal 69kV y el Relé de sobrecorriente de Transelectric.

TABLA 63: AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51N/50N DEL RELÉ DE TRANSELECTRIC

SIEMENS 7SJ62	
Transelectric – Dos Cerritos	
Ajustes 51N	**Valores**
Ipick-up primario	540 [A]
Ipick-up Secundario	4,5 [A]
TC´s	600/5
Dial(Td)	0,12
Curva	Normal Inverse (IEC)
Ajustes 50N	**Valores**
Ipick-up primario	7440 [A]
Ipick-up Secundario	62 [A]

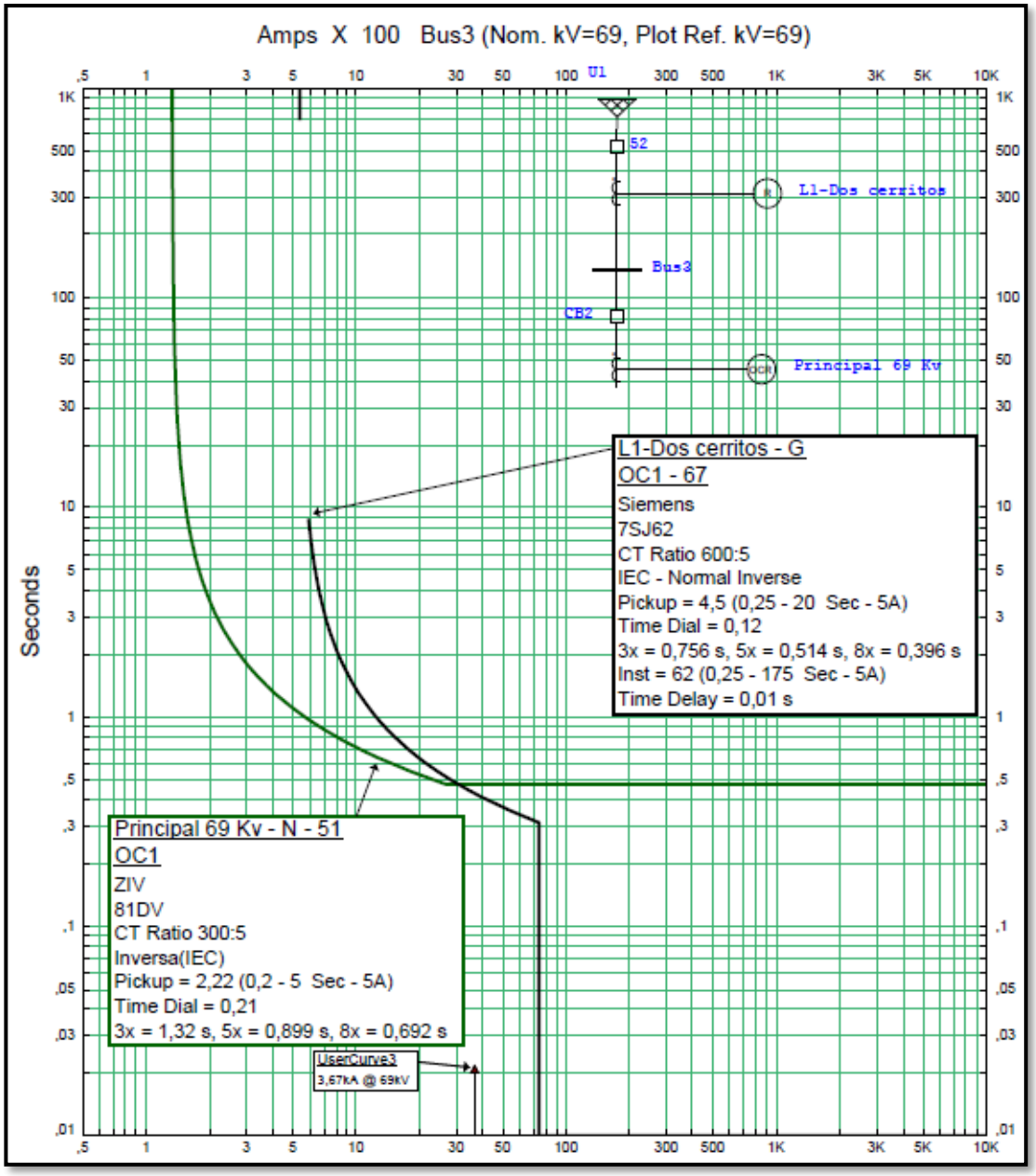


FIGURA 74: COORDINACIÓN EN NEUTRO ENTRE RELÉ PRINCIPAL 69kV Y EL RELÉ DE TRANSELECTRIC

5.6.8. Resumen de ajuste alterno de los equipos de protección de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Dos cerritos

Se presentan en la tabla 64 el resumen de ajuste de las protecciones eléctricas de la Subestación Sambocity con fuente de alimentación Dos Cerritos.

TABLA 64: RESUMEN DE AJUSTE ALTERNO DE LA S/E SAMBOCITY

Fuente de Alimentación Dos Cerritos						
	Función	**kV**	**I primaria (A)**	**I Pickup(A)**	**Tipo de Curva**	**TD**
Alimentador	50F	**13.8**	5650	94.16	----------	----
	51F		300	5	Very Inverse IEC	0.35
	50N		6300	105	----------	----
	51N		240	4	Inverse IEC	0.1
Principal	51F	**13.8**	669	3.3	Very Inverse IEC	0.25
	51N		534	2.67	Inverse IEC	0.15
Principal	51F	**69**	167	2.78	Very Inverse IEC	0.31
	51N		133	2.22	Inverse IEC	0.21
Transelectric	50F	**69**	7920	66	----------	----
	51F		600	5	Normal Inverse IEC	0.12
	50N		7440	62	----------	----
	51N		540	4.5	Normal Inverse IEC	0.12

En la figura 75 y 76, se muestra el esquema de protecciones de la Subestación Sambocity con las respectivas curvas de sobrecorriente ajustadas de acuerdo a la tabla 68 donde también se grafica la curva de daño del transformador de potencia.

De acuerdo a la **IEEE Std C57.109** [23] , los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como fusibles y relés, tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación, estas curvas características para estos dispositivos deben coordinarse con la curva de daño del transformador, tales curvas se describen en el apartado de curvas de protección ante fallas en la **IEEE Std C57.12.00** [24] , todo esto con el fin evitar daños al trasformador de potencia .

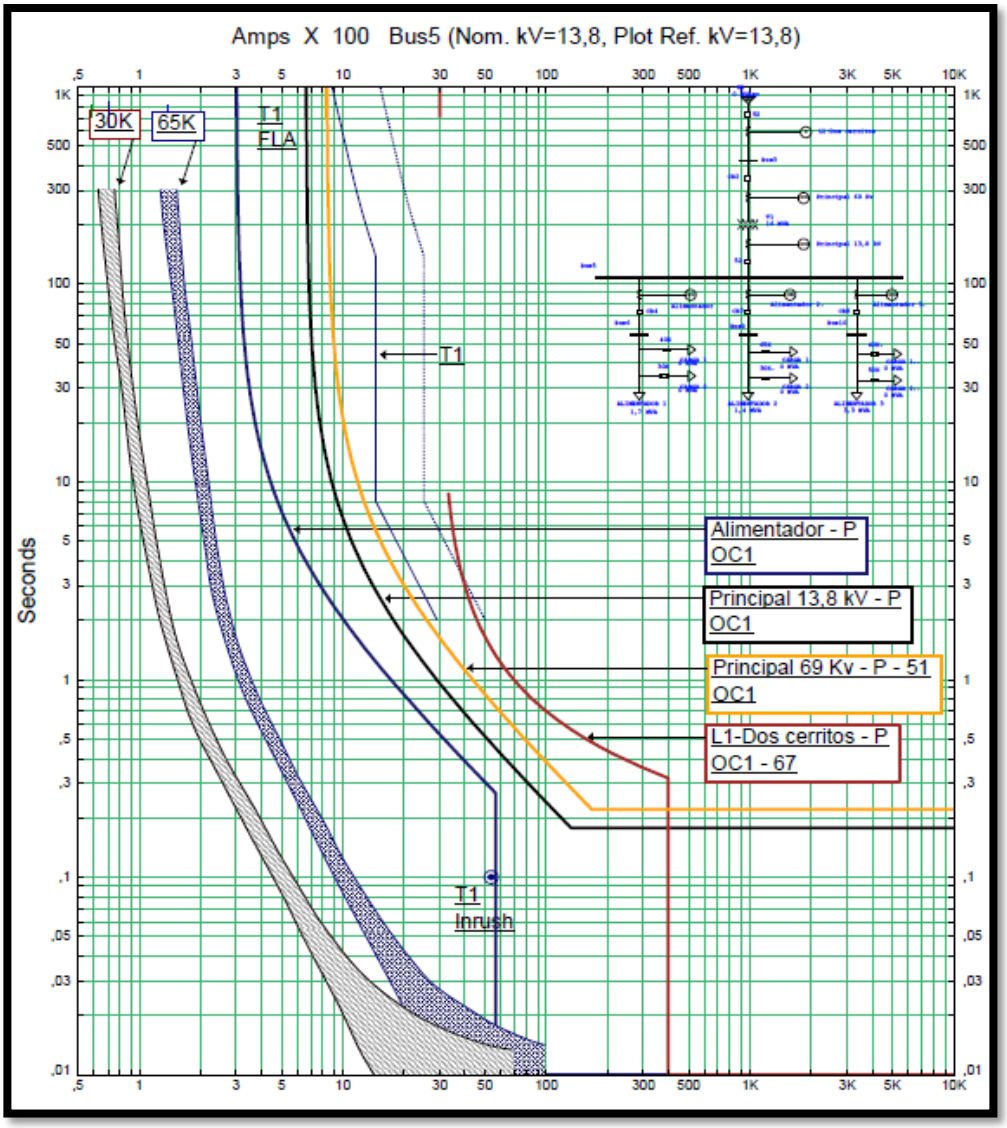


FIGURA 75: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FASE DE LA S/E SAMBOCITY

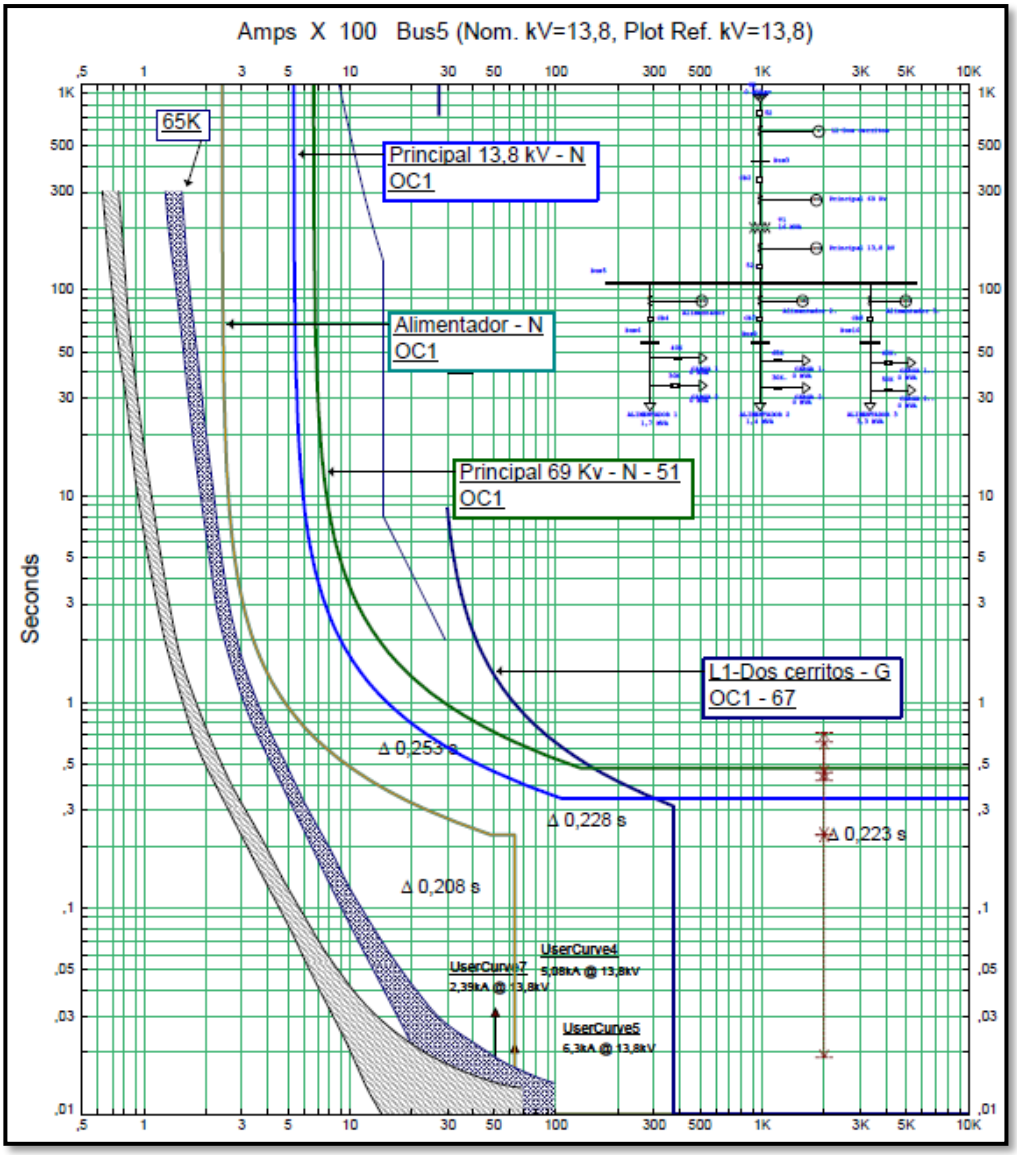


FIGURA 76: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN NEUTRO DE LA S/E SAMBOCITY

5.7. Protección Diferencial para transformador de Potencia 87T

La protección comúnmente utilizada en CNEL EP para proteger transformadores de potencia es la protección diferencial de tipo porcentual (87T), donde sus características son las siguientes [20] .

- Su zona de protección cubre hasta los transformadores de corriente (TC´s) que alimentan.
- Protege contra cortocircuitos internos con medianas o altas corrientes.
- Disparo suficientemente rápido (menor a 3 ciclos) que minimiza problemas de estabilidad.
- Confiable; los disparos generalmente corresponden a fallas del propio transformador, excepto cuando ha sido mal conectada o ajustado, lo cual sucede con mucha frecuencia durante su puesta en servicio.
- No cubre fallas entre pequeñas porciones de espiras.

Normalmente los relés diferenciales porcentuales tienen una pendiente ajustable entre el 20% y el 50%. Para la selección de la pendiente es necesario tener en cuenta el rango de variación del cambiador de tomas, siendo necesario, en la mayoría de los casos, ajustar pendientes por encima del 30% [20] .

A continuación, se presenta en la figura 77 un diagrama ilustrativo de las protecciones esquema diferenciales corta y larga.

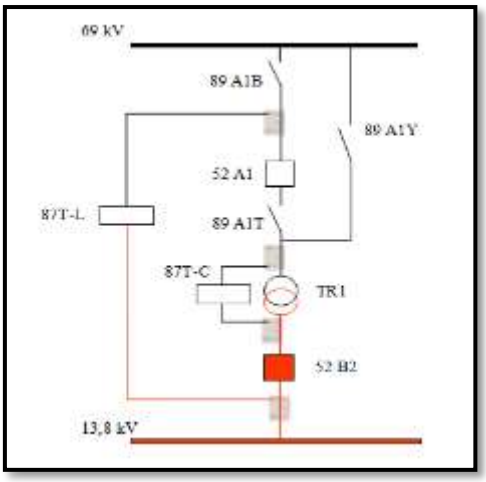


FIGURA 77: ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.
[20]

Los IED´s para protección de transformador de potencia tienen la protección diferencial, en la gran mayoría funcionan con la tipa porcentual, se ha tratado de homologar los criterios para la protección diferencial, tomando en cuenta que algunos de los datos como la potencia del transformador, la conexión del transformador, el valor de relación de transformación, son ajustable según las características del sistema. En la tabla 65 se muestran los ajustes de protección diferencial para el transformador de 12/16 MVA [20] .

TABLA 65: RESUMEN DE AJUSTE DEL RELÉ DIFERENCIAL

Datos del Sistema en Alta Tensión (69 KV)	
Conexión	Delta
Corriente Nominal	133,87 [A]
Relación de CT	300/5
Corriente secundaria	2,23 [A]
RTC	60
Datos del Sistema en Baja Tensión (13,8 KV)	
Conexión	Estrella Aterrizado
Corriente Nominal	669,39 [A]
Relación de CT	1000/5
Corriente secundaria	3,34 [A]
RTC	200
Ajuste	
TAP en alta	2,23 [A]
TAP en baja	3,34[A]
1era pendiente de restricción	30%
2da pendiente de restricción	50%
Inicio de primera pendiente	1,5 p.u
Inicio de segunda pendiente	6,6 p.u
Pickup mínimo	0,3
Ajuste 87H	5,59
Compensación de fase	Interno (software)

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Tomando como resultado el flujo de potencia en la línea de Subtransmisión (69 kV) con fuente de Pascuales y Dos Cerritos, se puede observar en la figura 39 y 40 el voltaje en el arranque de la subestación Sambocity, el cual se encuentra dentro del rango de 69,01 - 68 KV, concluyendo que el tap del transformador de potencia de Sambocity debe de estar en posición 3, es decir el ajuste corresponde a una relación de transformación 69000:13800.

2. De acuerdo a los resultados del flujo de carga futura mostrados en las tablas 22 y 23, se verifica que el Transformador de Potencia de la Subestación Sambocity se encontrará al 65% de su capacidad nominal en OA por lo cual no presentará ningún inconveniente de sobrecarga.

3. Los voltajes en barra a 13,8 Kv de la subestación Sambocity tanto en el periodo de demanda máxima como en mínima se encuentran dentro de la regulación de voltaje ARCONEL 004/01 en media tensión y en zona urbana, la cual es $\pm$8% del voltaje nominal en el secundario del transformador de poder (13,8KV).

4. Las pérdidas técnicas y la cargabilidad del alimentador Matices disminuyen en un 92,33% y 70,61% respectivamente, cumpliendo con los límites establecidos en la sección 4.1 al entrar en operación la subestación Sambocity.

5. El factor de potencia de los tres alimentadores de la subestación de distribución Sambocity se encuentren en un rango de 96%-98% los cuales están dentro de los límites permisibles.

6. Al presentarse una falla franca en la barra de 13,8 KV de la subestación Sambocity se puede verificar que la mayor corriente de cortocircuito que puede circular por el transformador de poder es la corriente de línea a tierra con 6550 (A) teniendo como fuente la subestación de Trasmisión Pascuales.

7. En el caso de presentarse una contingencia en la línea de Subtransmisión Pascuales-Manglero se transfiere la subestación Sambocity hacia la subestación Dos Cerritos teniendo como máxima corriente de cortocircuito en barra de 13,8 kV una falla de línea a tierra de 6300 A.

8. Se consideró para el estudio de cortocircuito la impedancia equivalente en máxima generación de las dos fuentes de alimentación (Pascuales-Dos Cerritos) dado que es prácticamente igual a la de mínima generación.

9. En base a las corrientes de cortocircuito en barra a 69 y 13,8KV de la subestación Sambocity se verifico que los equipos están en capacidad de soportar e interrumpir las corrientes máximas sin presentar ningún problema eléctrico o mecánico.

10. La simulación de los cuatro tipos de falla (LLL, LLG, LG, LL) se la realizó mediante el software ETAP verificando que mientras más alejado este el punto de falla de la fuente, menor será su valor de corriente de cortocircuito.

11. Se dimensionó la capacidad de los fusibles de las cargas concentradas a lo largo de cada alimentador de la Subestación Sambocity, tomando en cuenta la corriente nominal de cada ramal, dando como resultado fusibles menores a 65K cumpliendo con los criterios de CNEL EP, lo cual con dicha capacidad se garantiza una correcta operación del fusible sin afectar la continuidad de servicio eléctrico a los usuarios conectados aguas arriba.

12. Para el ajuste de la corriente de pickup de las protecciones de sobrecorriente temporizada de los alimentadores, se tomó en cuenta el calibre del conductor de la troncal y la capacidad nominal del Transformador de Potencia.

13. Se garantiza la selectividad entre fusible-relé y relé -relé cumpliendo los tiempos mínimos de coordinación entre curva y curva de acuerdo a las normas IEEE Std 242-2001 y Cooper Power System electrical Distribution Protection.

14. Se realiza el ajuste de la protección diferencial corta del transformador de Potencia tomando en cuenta los criterios homologados por el comité técnico de Operaciones de CNEL EP.

15. Se recomienda instalar transformadores de corriente externos a los del Transformador de Potencia para aumentar la zona de protección de la unidad diferencial.

BIBLIOGRAFIA

[1] K. Nagrath, Sistemas Eléctricos de Potencia, 3era edición, 2015.

[2] J. Blackburn y Tomas. J Domin, Protective Relaying Principles and Applications, Fourth Edition, 2014.

[3] Wladimir Torres, «El 'Gran Guayaquil' se expande hacia las zonas periféricas,» *Comercio*, 25 Julio 2016.

[4] CONELEC, «Regulación No Conelec 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución,» 2001.

[5] MEER, «Plan Estratégico Institucional,» Quito, 2017.

[6] IEC Std 60909, IEC Short Circuit Currents In Three-Phase a.c systems, 2016.

[7] Samuel Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energia, 3era edición, 2004.

[8] Arconel, «Pliego Tarifario Para las Empresas Electricas,» 2017.

[9] Juan Antonio Yebra Moron, Sistemas Eléctricos de Distribución,1era edición, 2009.

[10] ANSI Std Y32.2, American National Standard Canadian Standard, 1989.

[11] IEEE Std 315, Standard American National Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams, 1975.

[12] IEC Std 60617, Graphical Symbols for Diagrams, 2002.

[13] Jhon J Grainger y William D Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, 2da edición, 1996.

[14] Margil Ramirez, «Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia,» 2005.

[15] Samuel Ramirez Castaño, Protecciones Eléctricas, 1era edición, 2003.

[16] Cooper Power System, Electrical Distribution System Protection, First Edition, 2005.

[17] ETAP, Guia del Usuario, 2014.

[18] IEEE Std 242, Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.

[19] Smith Thomas, «The ABC of Overcurrent coordination,» 2006.

[20] «Criterios de Coordinacion de Protecciones homologados por el comite tecnico - Operaciones CNEL EP,» 2016.

[21] IEEEC37.2-1991, Standard electric Power System Device Function Numbers, 1991.

[22] IEEE Std C57.13-2016, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, 2016.

[23] IEEE Std C57.109-2008, IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration, 2008.

[24] IEEE Std C57.12.00-2015, IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution Power and Regulating Transformers, 2015.

ANEXOS

ANEXO 1

HISTORICO DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES DE LA SUBESTACIÓN LAGOS DEL BATAN

En el anexo 1 se presentan los históricos del alimentador Matices de la Subestación Lagos del Batan del 15 de marzo del presente año como se observa en la tabla 70.

TABLA 66: HISTORICO DE CARGA DEL ALIMENTADOR MATICES

Timestamp	I Prom	MW	MVAR	MVA	FP
15/03/2017 23:45	206,7	4,78	1,1	4,92	0,97
15/03/2017 23:30	211,4	4,89	1,1	5,02	0,97
15/03/2017 23:15	213,5	4,94	1,1	5,07	0,97
15/03/2017 23:00	219,8	5,05	1,1	5,17	0,98
15/03/2017 22:45	215,7	5,01	1,1	5,15	0,97
15/03/2017 22:30	218,2	5,06	1,1	5,20	0,97
15/03/2017 22:15	221	5,12	1,1	5,24	0,98
15/03/2017 22:00	225,1	5,20	1,1	5,33	0,98
15/03/2017 21:45	223,3	5,14	1,1	5,26	0,98
15/03/2017 21:30	223,1	5,13	1,1	5,25	0,98
15/03/2017 21:15	222,7	5,13	1,1	5,25	0,98
15/03/2017 21:00	223,1	5,17	1,2	5,31	0,97
15/03/2017 20:45	215,3	4,98	1,1	5,11	0,97
15/03/2017 20:30	211,6	4,88	1,1	5,01	0,97
15/03/2017 20:15	213	4,90	1,1	5,03	0,97
15/03/2017 20:00	210,3	4,84	1,1	4,97	0,97
15/03/2017 19:45	206,6	4,75	1,1	4,89	0,97
15/03/2017 19:30	207,7	4,76	1,1	4,89	0,97
15/03/2017 19:15	203,4	4,67	1,1	4,80	0,97
15/03/2017 19:00	200,5	4,59	1,1	4,73	0,97

15/03/2017 18:45	194,2	4,42	1,1	4,57	0,97
15/03/2017 18:30	174,8	4,00	1,0	4,14	0,97
15/03/2017 18:15	166,3	3,85	1,0	3,99	0,97
15/03/2017 18:00	165,2	3,82	1,0	3,95	0,97
15/03/2017 17:45	167,6	3,87	1,0	3,99	0,97
15/03/2017 17:30	173,1	3,98	1,0	4,12	0,97
15/03/2017 17:15	177,8	4,09	1,1	4,23	0,97
15/03/2017 17:00	185,3	4,24	1,1	4,38	0,97
15/03/2017 16:45	187,8	4,28	1,1	4,42	0,97
15/03/2017 16:30	200,4	4,56	1,1	4,71	0,97
15/03/2017 16:15	208,3	4,71	1,1	4,84	0,97
15/03/2017 16:00	209,1	4,72	1,0	4,84	0,98
15/03/2017 15:45	212,2	4,80	1,1	4,92	0,97
15/03/2017 15:30	212,3	4,78	1,1	4,90	0,98
15/03/2017 15:15	207,7	4,67	1,1	4,80	0,97
15/03/2017 15:00	206,9	4,67	1,1	4,80	0,97
15/03/2017 14:45	209,7	4,72	1,1	4,84	0,97
15/03/2017 14:30	206,1	4,64	1,0	4,76	0,97
15/03/2017 14:15	199,6	4,50	1,0	4,61	0,98
15/03/2017 14:00	192,7	4,35	1,0	4,47	0,97
15/03/2017 13:45	190,4	4,30	1,0	4,42	0,97
15/03/2017 13:30	188,8	4,25	1,0	4,37	0,97
15/03/2017 13:15	182,3	4,12	1,0	4,25	0,97
15/03/2017 13:00	182,8	4,14	1,0	4,28	0,97
15/03/2017 12:45	179,6	4,08	1,0	4,22	0,97
15/03/2017 12:30	179,5	4,09	1,0	4,23	0,97
15/03/2017 12:15	173,5	3,94	1,0	4,09	0,96
15/03/2017 12:00	172	3,89	1,0	4,02	0,97
15/03/2017 11:45	167,5	3,74	0,9	3,86	0,97
15/03/2017 11:30	163,4	3,66	0,9	3,79	0,97
15/03/2017 11:15	164,3	3,67	0,9	3,80	0,97

15/03/2017 11:00	162,9	3,64	1,0	3,77	0,96
15/03/2017 10:45	155,6	3,50	0,9	3,62	0,97
15/03/2017 10:30	151,4	3,39	0,9	3,51	0,97
15/03/2017 10:15	146,2	3,28	0,9	3,41	0,96
15/03/2017 10:00	140,7	3,17	0,9	3,30	0,96
15/03/2017 9:45	132,1	2,98	0,8	3,11	0,96
15/03/2017 9:30	132,5	3,01	0,8	3,13	0,96
15/03/2017 9:15	126,9	2,89	0,8	3,01	0,96
15/03/2017 9:00	117,7	2,68	0,7	2,78	0,96
15/03/2017 8:45	114,9	2,61	0,7	2,71	0,96
15/03/2017 8:30	112,7	2,58	0,7	2,69	0,96
15/03/2017 8:15	107,1	2,45	0,6	2,53	0,97
15/03/2017 8:00	103,5	2,38	0,6	2,48	0,96
15/03/2017 7:45	100,3	2,32	0,6	2,40	0,97
15/03/2017 7:30	101,1	2,34	0,6	2,40	0,98
15/03/2017 7:15	97,93	2,27	0,6	2,37	0,96
15/03/2017 7:00	100,1	2,33	0,6	2,43	0,96
15/03/2017 6:45	98,37	2,29	0,6	2,39	0,96
15/03/2017 6:30	118,4	2,74	0,8	2,88	0,95
15/03/2017 6:15	119,6	2,75	0,8	2,87	0,96
15/03/2017 6:00	122,4	2,82	0,8	2,97	0,95
15/03/2017 5:45	121,2	2,79	0,8	2,91	0,96
15/03/2017 5:30	119,8	2,75	0,8	2,87	0,96
15/03/2017 5:15	122,8	2,82	0,8	2,96	0,95
15/03/2017 5:00	123	2,82	0,9	2,96	0,95
15/03/2017 4:45	124	2,85	0,8	2,99	0,95
15/03/2017 4:30	123,4	2,83	0,8	2,97	0,95
15/03/2017 4:15	127,8	2,94	0,8	3,07	0,96
15/03/2017 4:00	129,8	2,98	0,8	3,11	0,96
15/03/2017 3:45	132,3	3,04	0,8	3,16	0,96
15/03/2017 3:30	131,9	3,03	0,8	3,17	0,96

15/03/2017 3:15	134,9	3,10	0,9	3,23	0,96
15/03/2017 3:00	142,7	3,30	0,9	3,44	0,96
15/03/2017 2:45	141,6	3,27	0,9	3,41	0,96
15/03/2017 2:30	144,3	3,33	1,0	3,47	0,96
15/03/2017 2:15	146,4	3,38	0,9	3,51	0,96
15/03/2017 2:00	150,1	3,46	0,9	3,59	0,96
15/03/2017 1:45	154,3	3,56	1,0	3,70	0,96
15/03/2017 1:30	157,4	3,63	0,9	3,73	0,97
15/03/2017 1:15	159,9	3,69	1,0	3,82	0,97
15/03/2017 1:00	166,4	3,85	1,0	3,97	0,97
15/03/2017 0:45	168,5	3,89	1,0	4,01	0,97
15/03/2017 0:30	177	4,07	1,0	4,20	0,97
15/03/2017 0:15	180	4,14	1,0	4,26	0,97
15/03/2017 0:00	185,5	4,28	1,0	4,41	0,97

ANEXO 2

ANALISIS DE CORCOCIRCUITO ETAP

En el anexo 2 se presentan las corrientes de cortocircuito en toda la línea de Subtransmisión Pascuales – Manglero de la S/E Pascuales y L1 de la S/E Dos Cerritos hasta la Subestación de Distribución Sambocity.

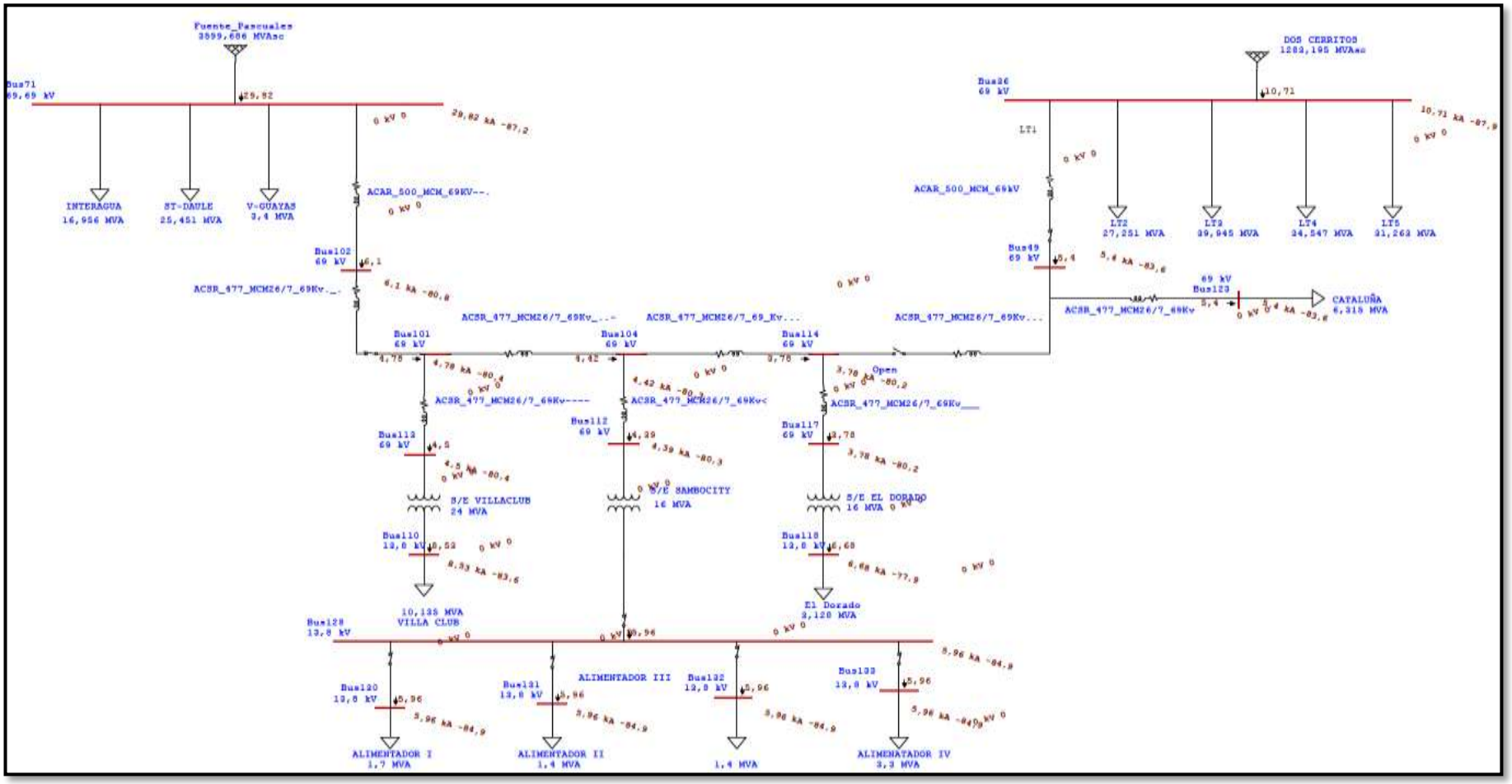


FIGURA 78: CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICAS CON FUENTE PASCUALES

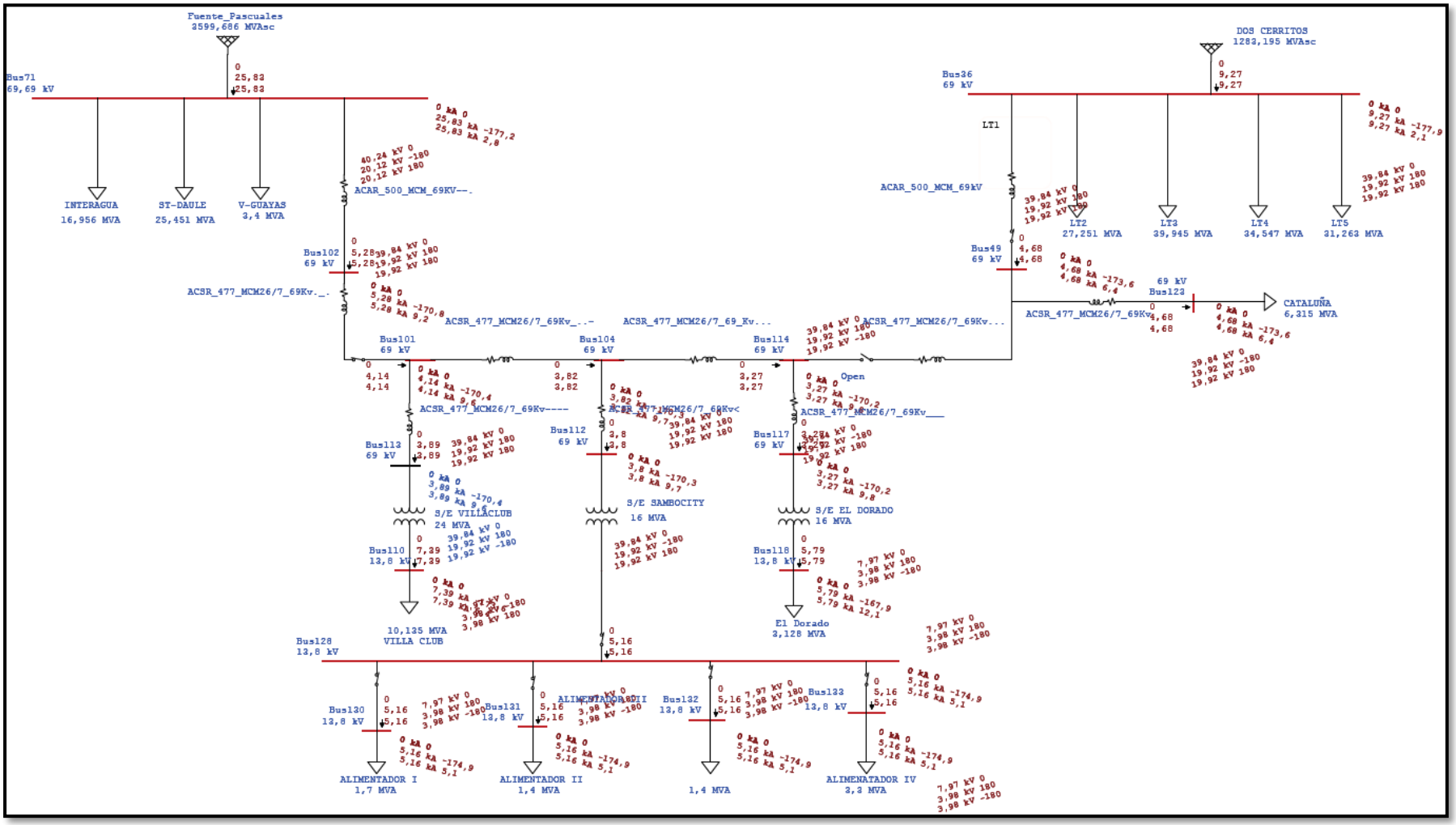


FIGURA 79: CORRIENTES DE FALLA LINEA A LINEA CON FUENTE PASCUALES

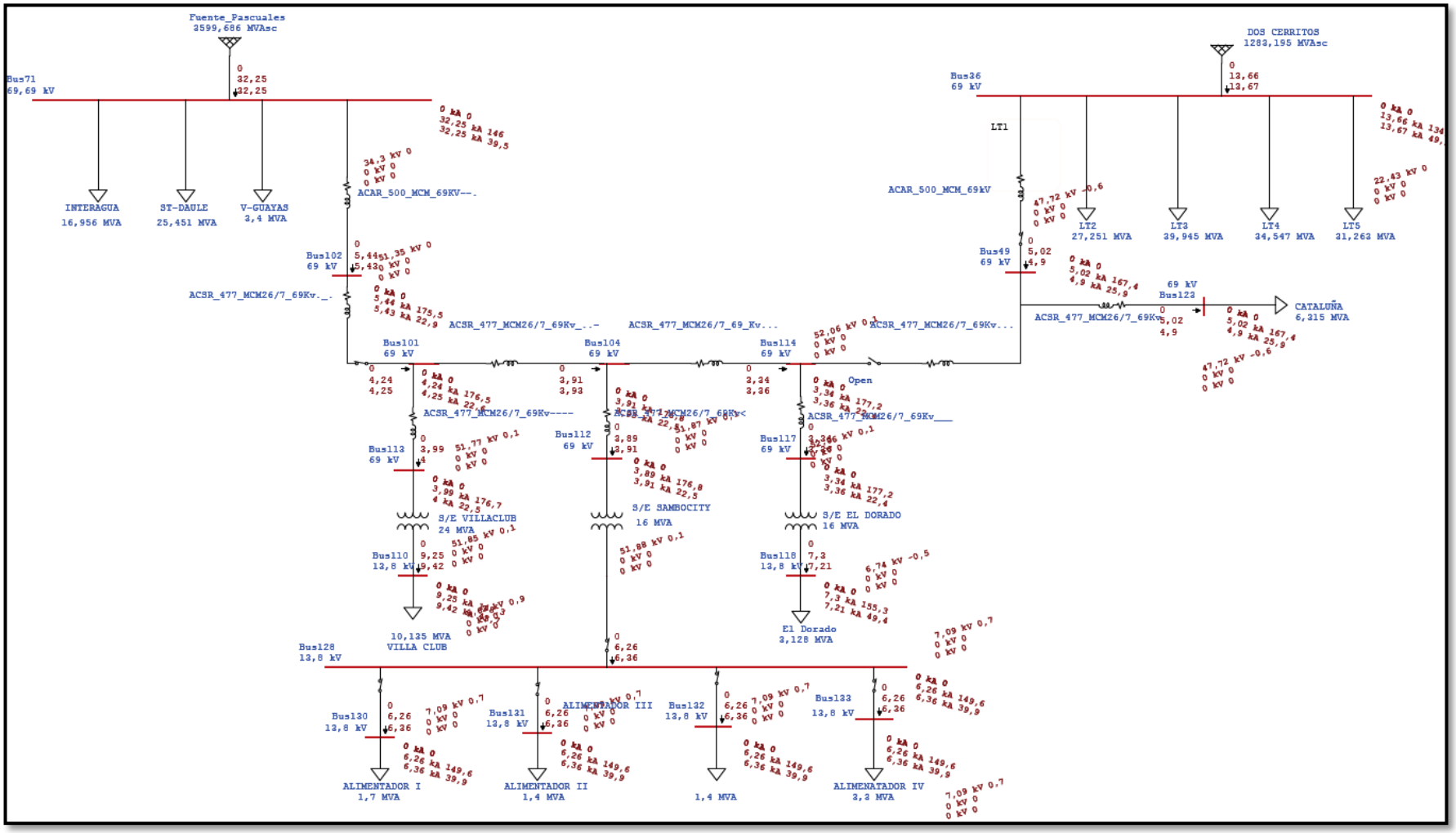


FIGURA 80: CORRIENTES DE FALLA LINEA - LINEA A TIERRA CON FUENTE PASCUALES

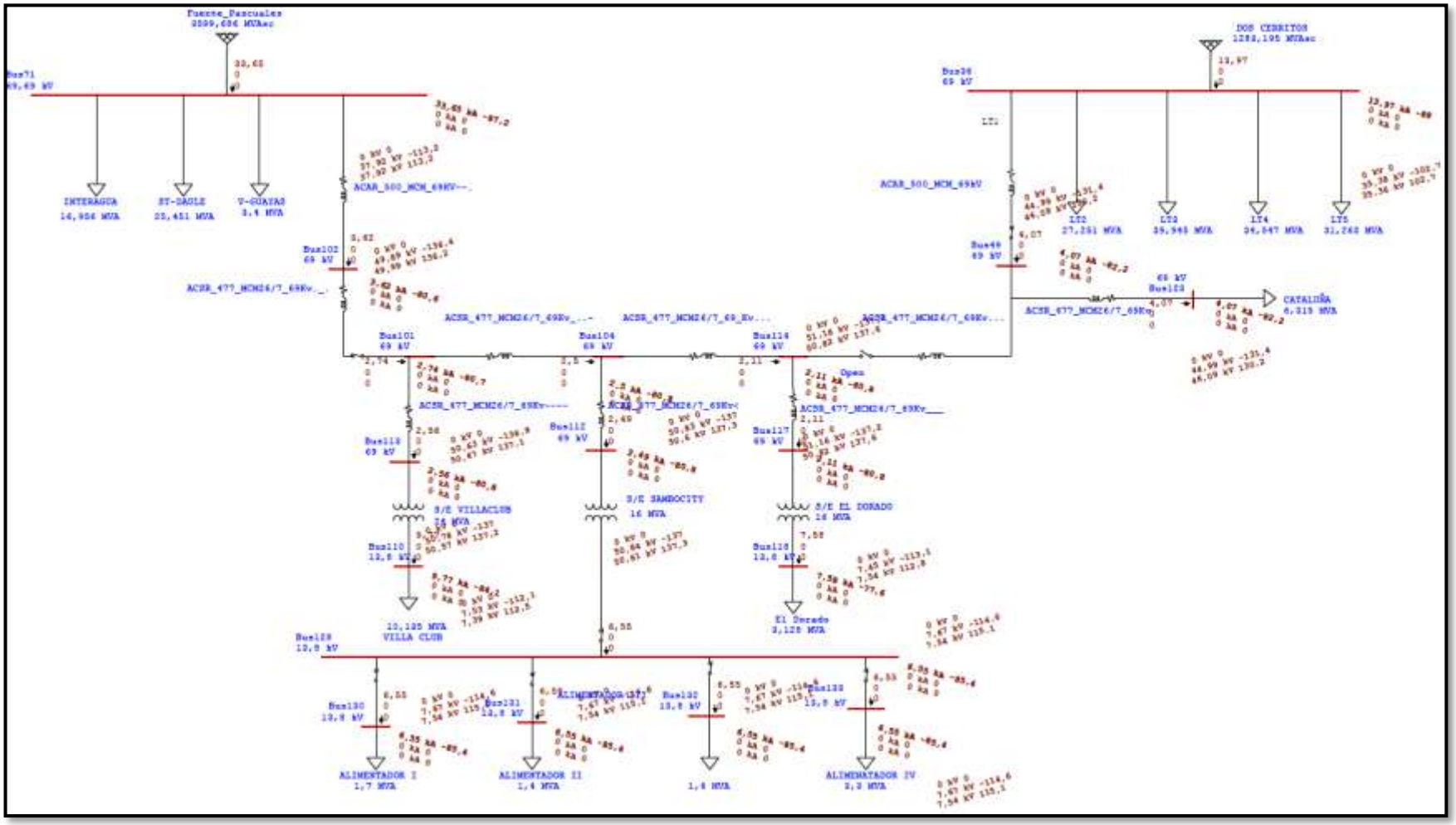


FIGURA 81: CORRIENTES DE FALLA LINEA A TIERRA CON FUENTE PASCUALES

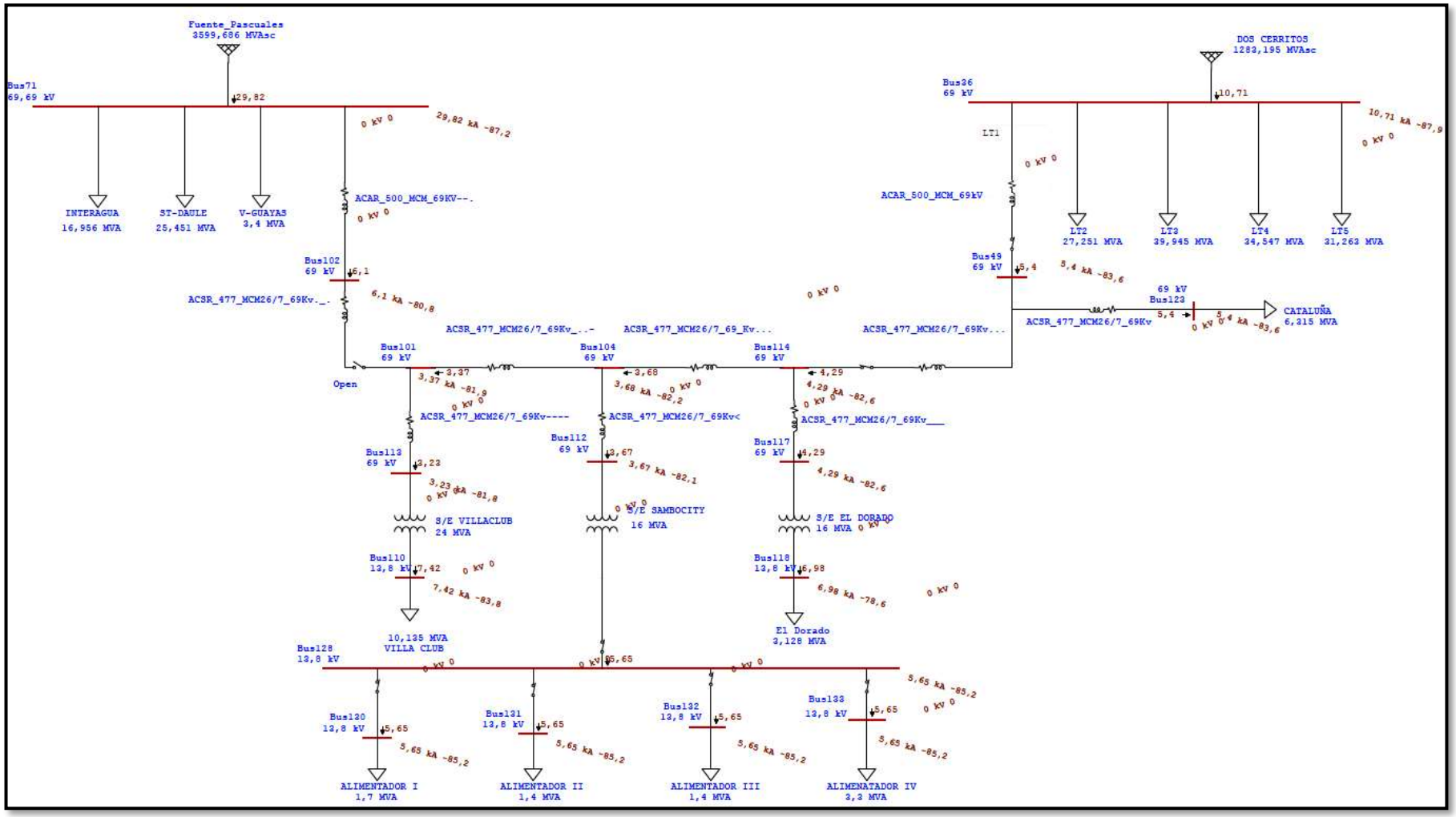


FIGURA 82: CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICA CON FUENTE DOS CERRITOS

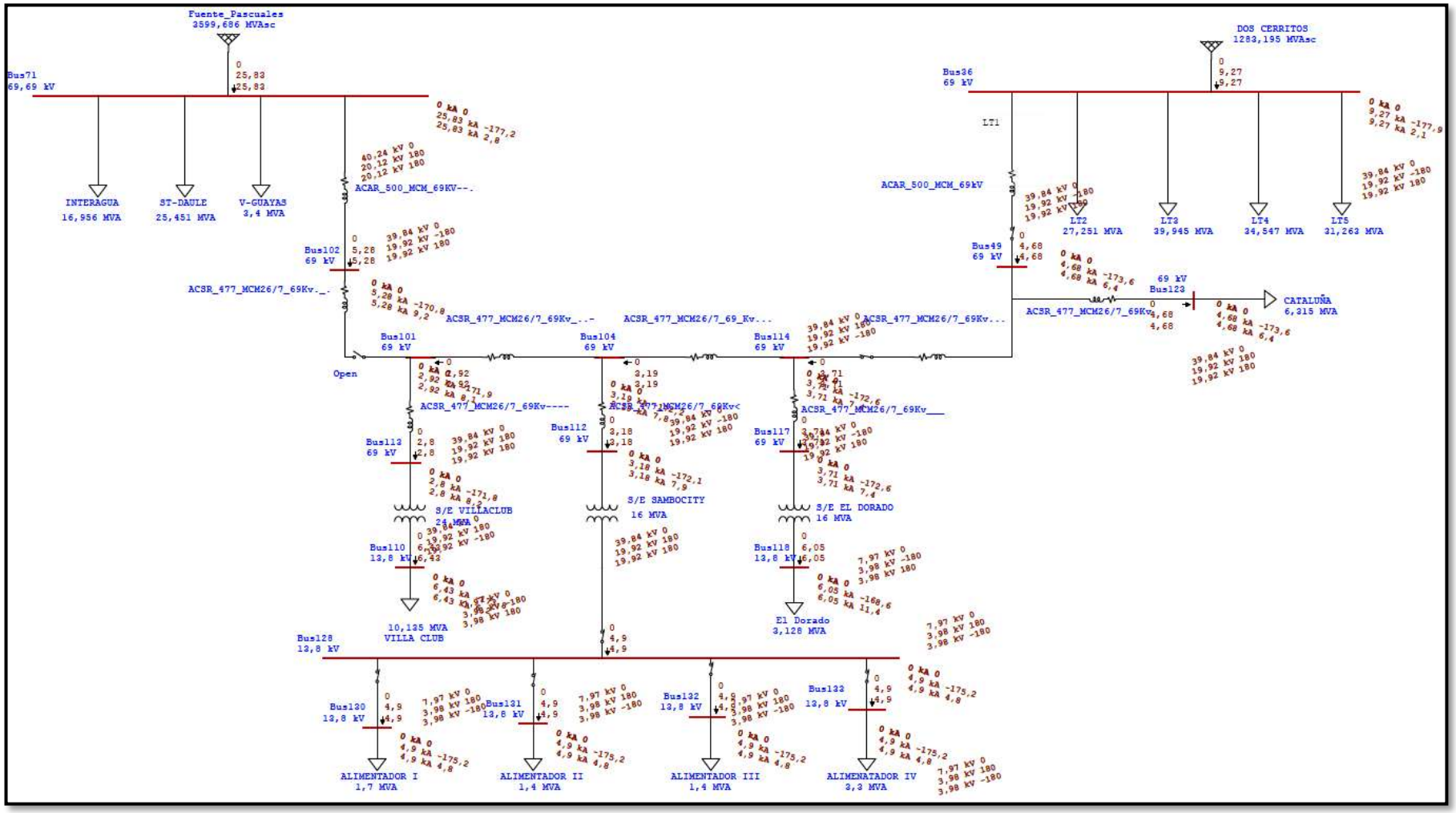


FIGURA 83: CORRIENTES DE FALLA LINEA-LINEA CON FUENTE DOS CERRITOS

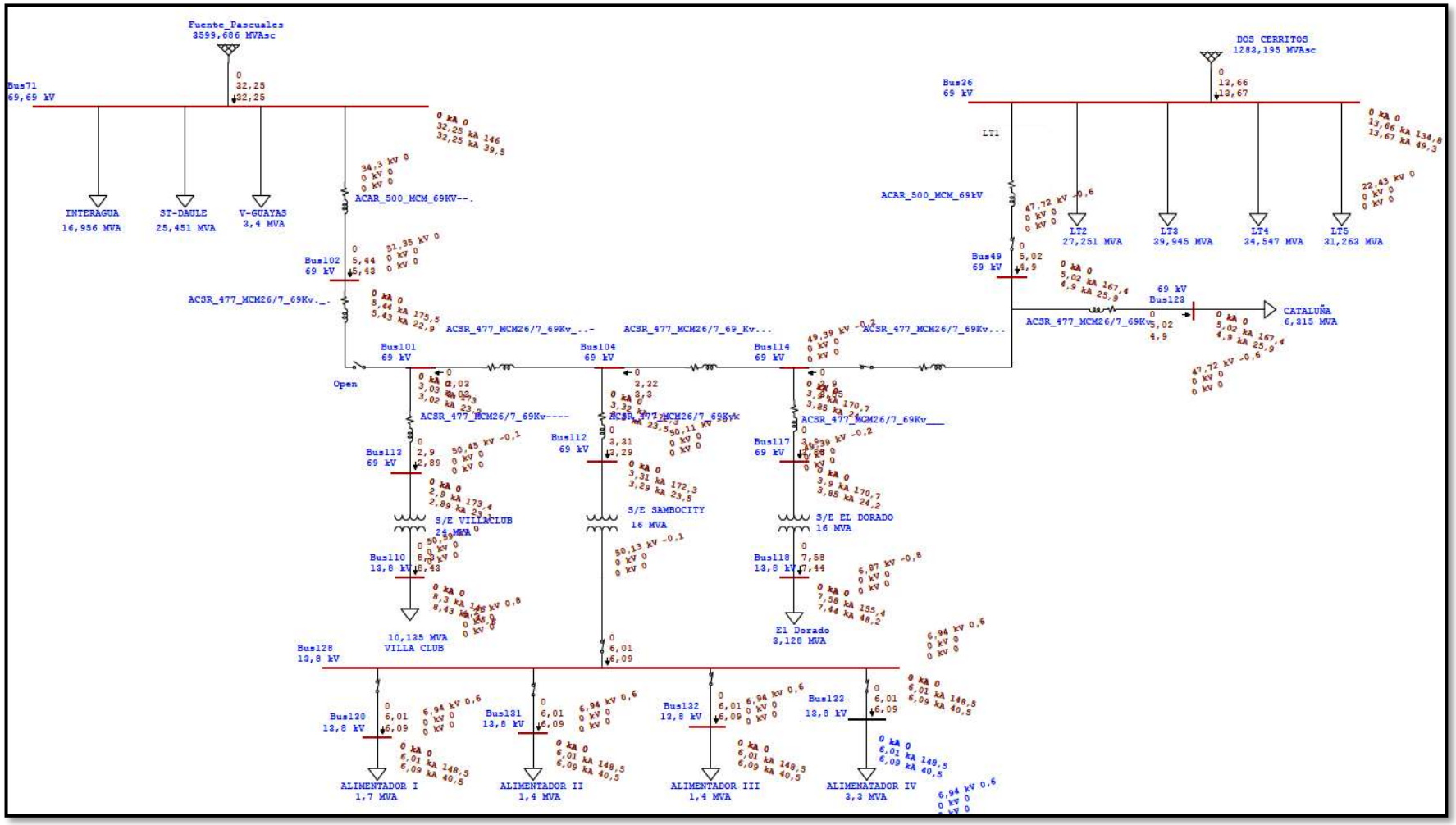


FIGURA 84: CORRIENTES DE FALLA LINEA-LINEA A TIERRA CON FUENTE DOS CERRITOS

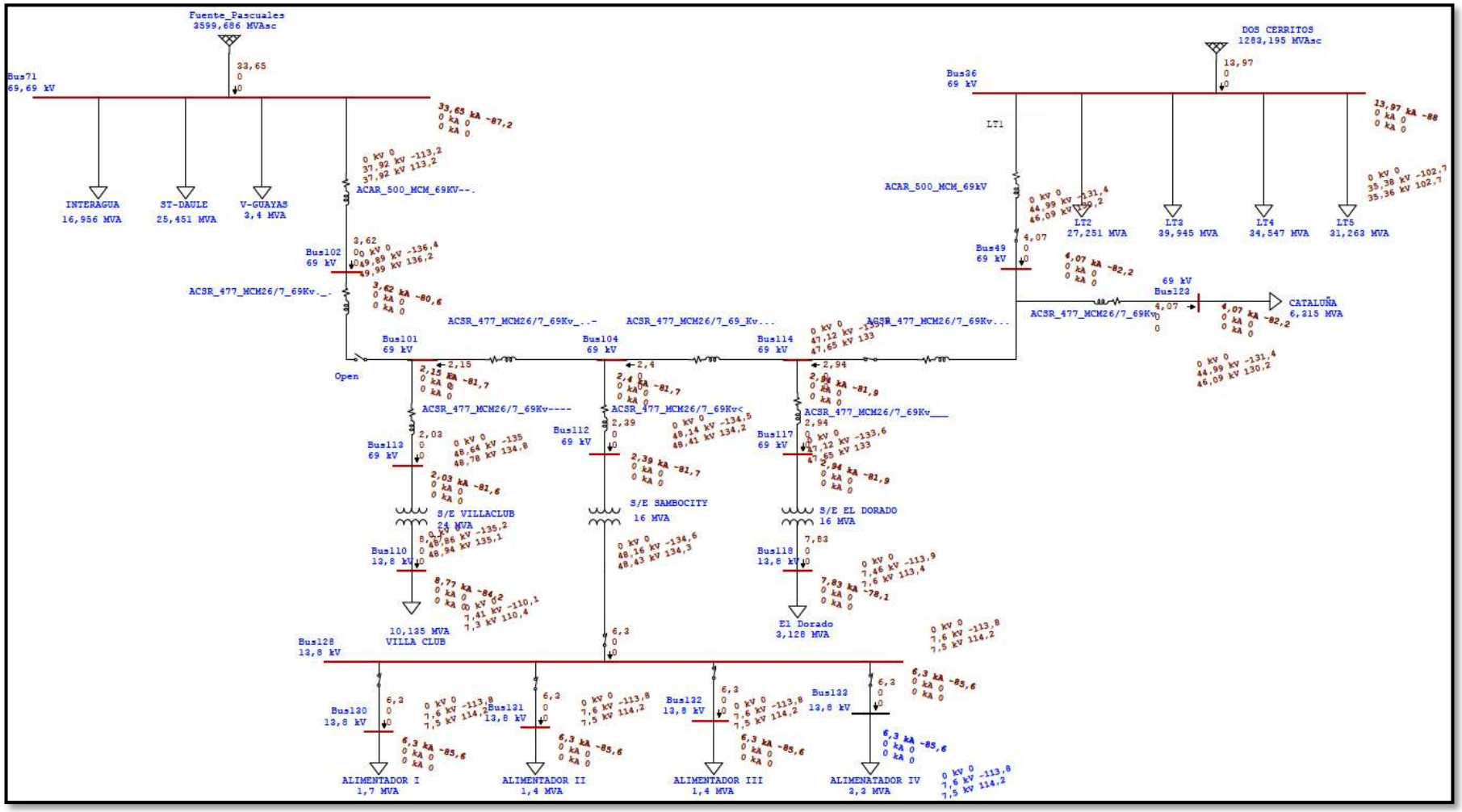
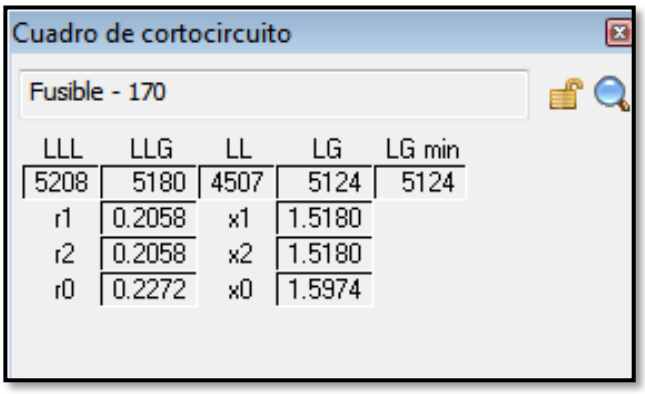


FIGURA 85: CORRIENTES DE FALLA LINEA A TIERRA CON FUENTE DOS CERRITOS

ANEXO 3

ANALISIS DE CORCOCIRCUITO A LO LARGO DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAMBOCITY

En el anexo 3 se presentan las corrientes de cortocircuito a lo largo de los alimentadores de media tensión de la S/E Sambocity teniendo como fuente de alimentación la línea de subtransmisión Pascuales – Manglero de la S/E Pascuales y L1 de la S/E Dos Cerritos hasta la Subestación de Distribución Sambocity.

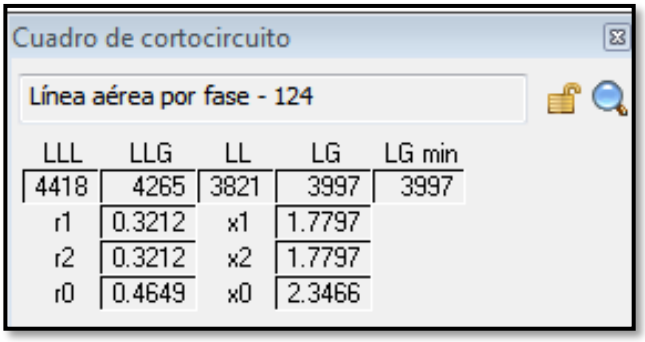


Cuadro de cortocircuito

Fusible - 170

LLL	LLG	LL	LG	LG min
5208	5180	4507	5124	5124
r1	0.2058	x1	1.5180	
r2	0.2058	x2	1.5180	
r0	0.2272	x0	1.5974	

FIGURA 86: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE PASCUALES

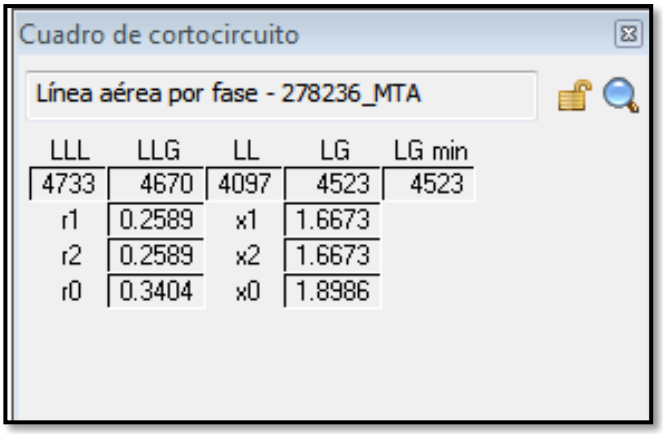


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 124

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4418	4265	3821	3997	3997
r1	0.3212	x1	1.7797	
r2	0.3212	x2	1.7797	
r0	0.4649	x0	2.3466	

FIGURA 87: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE PASCUALES

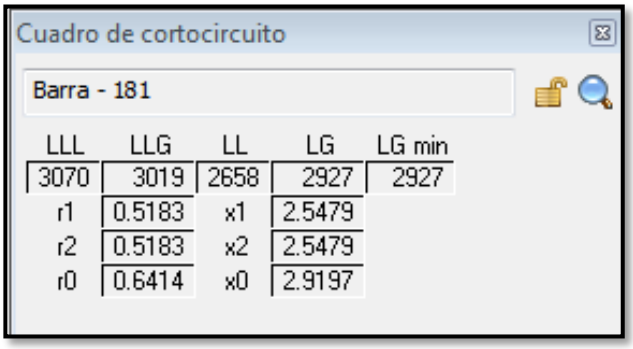


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 278236_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4733	4670	4097	4523	4523
r1	0.2589	x1	1.6673	
r2	0.2589	x2	1.6673	
r0	0.3404	x0	1.8986	

FIGURA 88: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE PASCUALES

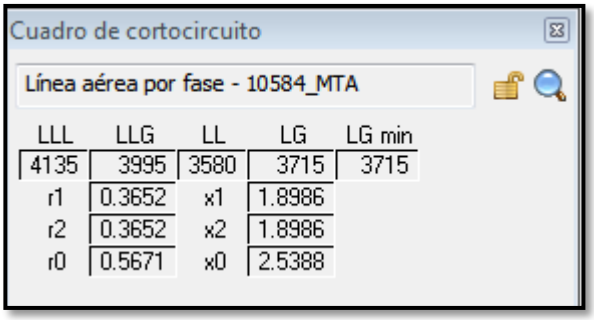


Cuadro de cortocircuito

Barra - 181

LLL	LLG	LL	LG	LG min
3070	3019	2658	2927	2927
r1	0.5183	x1	2.5479	
r2	0.5183	x2	2.5479	
r0	0.6414	x0	2.9197	

FIGURA 89: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE PASCUALES

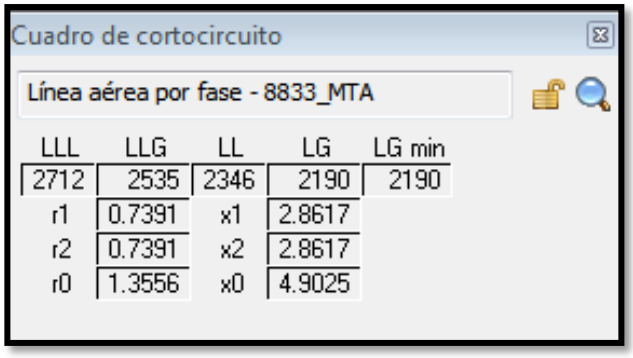


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 10584_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4135	3995	3580	3715	3715
r1	0.3652	x1	1.8986	
r2	0.3652	x2	1.8986	
r0	0.5671	x0	2.5388	

FIGURA 90: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE PASCUALES

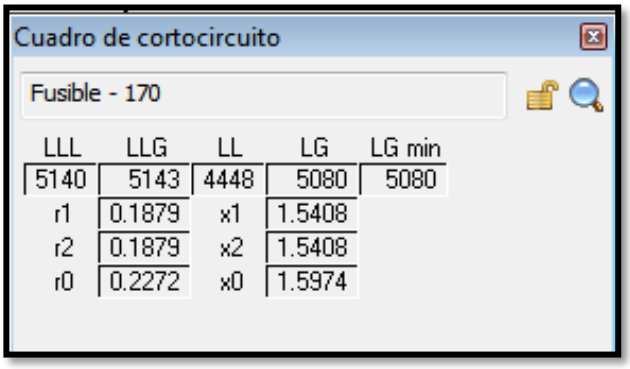


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 8833_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
2712	2535	2346	2190	2190
r1	0.7391	x1	2.8617	
r2	0.7391	x2	2.8617	
r0	1.3556	x0	4.9025	

FIGURA 91: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE PASCUALES

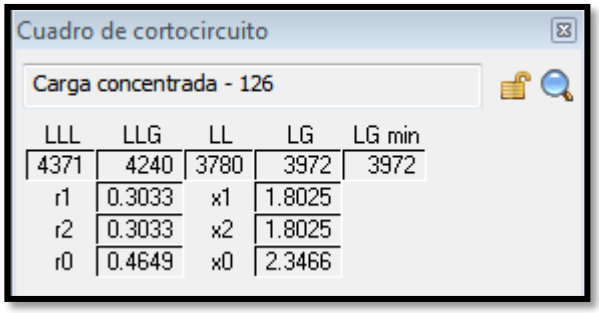


Cuadro de cortocircuito

Fusible - 170

LLL	LLG	LL	LG	LG min
5140	5143	4448	5080	5080
r1	0.1879	x1	1.5408	
r2	0.1879	x2	1.5408	
r0	0.2272	x0	1.5974	

FIGURA 92:: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE DOS CERRITOS

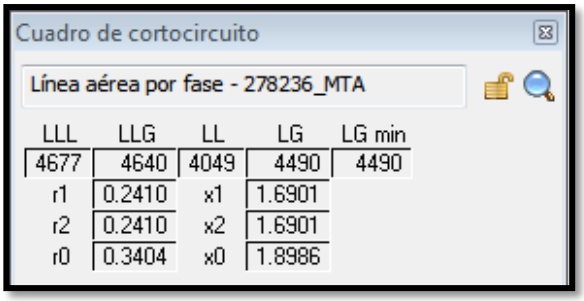


Cuadro de cortocircuito

Carga concentrada - 126

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4371	4240	3780	3972	3972
r1	0.3033	x1	1.8025	
r2	0.3033	x2	1.8025	
r0	0.4649	x0	2.3466	

FIGURA 93: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 1 CON FUENTE DOS CERRITOS

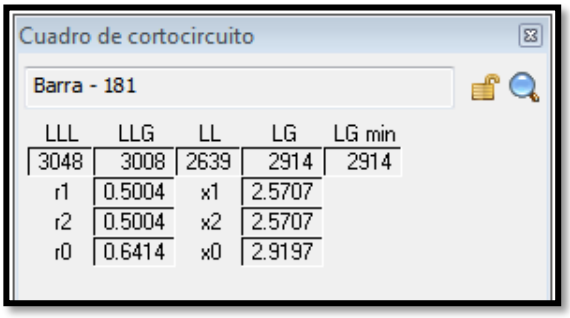


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 278236_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4677	4640	4049	4490	4490
r1	0.2410	x1	1.6901	
r2	0.2410	x2	1.6901	
r0	0.3404	x0	1.8986	

FIGURA 94: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE DOS CERRITOS

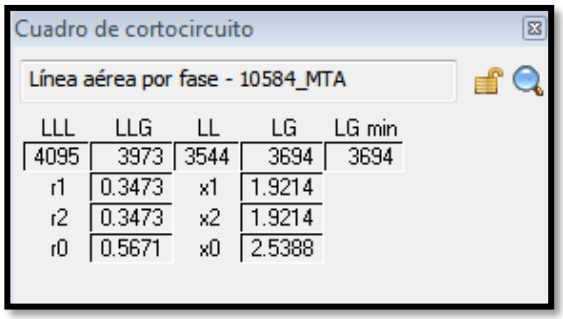


Cuadro de cortocircuito

Barra - 181

LLL	LLG	LL	LG	LG min
3048	3008	2639	2914	2914
r1	0.5004	x1	2.5707	
r2	0.5004	x2	2.5707	
r0	0.6414	x0	2.9197	

FIGURA 95: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 2 CON FUENTE DOS CERRITOS

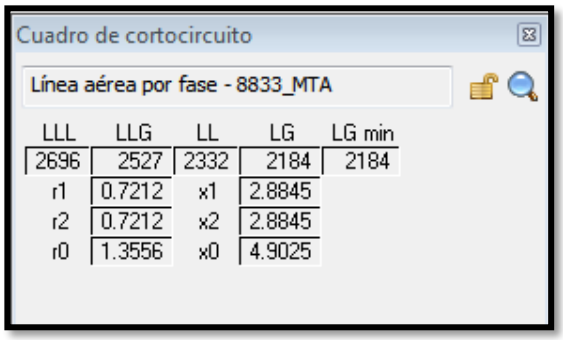


Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 10584_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
4095	3973	3544	3694	3694
r1	0.3473	x1	1.9214	
r2	0.3473	x2	1.9214	
r0	0.5671	x0	2.5388	

FIGURA 96: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL PRIMER RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE DOS CERRITOS



Cuadro de cortocircuito

Línea aérea por fase - 8833_MTA

LLL	LLG	LL	LG	LG min
2696	2527	2332	2184	2184
r1	0.7212	x1	2.8845	
r2	0.7212	x2	2.8845	
r0	1.3556	x0	4.9025	

FIGURA 97: CORRIENTES DE CORCOCIRCUITO DEL SEGUNDO RAMAL ALIMENTADOR 3 CON FUENTE DOS CERRITOS

ANEXO 4

CARTA DE AUSPICIO DE LA COORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD PARA EL PROYECTO TÉCNICO DE TITULACIÓN

CNEL EP
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

OFICIO No.CNEL-GLR-ADM-2017

Guayaquil, marzo 27 de 2017

Señor Ingeniero
Gary Omar Ampuño Aviles
Director de la Carrera de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana
Ciudad

De mi consideración:

Por el presente, Ing. Ampuño, en mi calidad de Administrador de la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos de CNEL EP, se otorga el auspicio a los señores: Danny Michely Pantaleón Iñiguez con cédula de ciudadanía No.0930487459 y Esteban David Valencia Sinsa con cédula de ciudadanía No.0401806708 para que realicen el proyecto de tesis: *"Configuración Óptima de Alimentadores y Estudio de Coordinación de Protecciones de la Subestación Sambocity de CNEL EP"*, bajo las siguientes condiciones:

- La información que se entregue será clasificada por nuestra empresa y podrá ser divulgada solo con autorización expresa.
- Aceptamos que la propiedad intelectual es de la UPS, sin embargo el trabajo puntual podrá ser utilizado por nuestra empresa sin requerimiento de autorización alguna.
- De ser el caso se proporcionará el apoyo logístico necesario para que el mencionado proyecto llegue a un feliz término.
- Adicionalmente nos comprometemos a divulgar y/o publicar la colaboración de la UPS en la elaboración del proyecto, esto es, en páginas WEB, seminarios, publicaciones, etc.

Atentamente,

Mgs. Arturo Clavijo Rosero
ADMINISTRADOR UN GUAYAS LOS RIOS
CNEL EP