ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

# "ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN BASE A HERRAMIETAS COMPUTACIONALES APLICABLE A LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PUERTO SANTA ANA"

**TESINA DE SEMINARIO DE GRADUACIÓN**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**
**ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Marlon Paul Asanza Soto

Miriam Elizabeth Lucero Tenorio

Alain David Ramírez De la Cruz

Guayaquil – Ecuador

2013

# AGRADECIMIENTO

A Dios por haber sido la guía y permitirnos terminar esta etapa de nuestra vida.

A nuestros padres por todo su esfuerzo y apoyo incondicional en nuestras vidas.

Al M.Sc. Juan Saavedra, nuestro director de tesis, por su colaboración y ayuda para la realización de este trabajo.

A nuestros profesores, que nos han sabido aportar su granito de arena para poder tener todo conocimiento adquirido.

También a nuestros amigos, que han sido nuestros compañeros en la vida universitaria.

# DEDICATORIA

A Dios por la salud y brindarme las fuerzas para seguir adelante frente a las adversidades, a mis padres y mi hermano por los valores que inculcaron en mí, su apoyo incondicional y porque siempre creyeron en mí. A mis amigos que de una u otra manera fueron un gran apoyo dentro de mi vida estudiantil.

*Marlon Paul Asanza Soto*

A Dios y a la Virgen María por todo lo que me ha brindado día a día, por saberme guiar y darme fuerzas para poder enfrentar a todas las dificultades que he tenido. A mi papa, que él ha sido mi pilar fundamental, mi ejemplo a seguir, mi motivación. A mi mamá por su apoyo incondicional. Por todo su sacrificio y sin ustedes no podría haber llegado a ser lo que ahora soy. A mi tía por ser como mi segunda mamá por siempre saber darme los consejos y ánimos para seguir. A mi hermana mayor Ale por ser la que siempre me ha cuidado y ha sabido ser una guía para mí. A mis hermanas menores Taty y Je-k porque sin su ayuda y cariño no sería lo mismo. A mi

hermanito Hugo por ser mi esperanza, espero poder ser un ejemplo para ti algún día. A mi familia por su motivación indirecta que me ayudado a salir adelante. A cada uno de mis amigos, a los antiguos, a los nuevos y a los de siempre, por ser parte de vida, por todos y cada uno de los momentos vividos y compartidos, porque han sabido alentarme para seguir adelante y no desfallecer. También a mis amigos y compañeros de Tesina, por haber dado todo su apoyo y su ayuda incondicional y así para poder culminar con éxito esta etapa de mi vida.

*Miriam Elizabeth Lucero Tenorio*

A Dios y a Santa María por sus bendiciones, fuerzas, cuidados y guía. A mi mamá por estar siempre a mi lado, por su amor incondicional y a mi papá por todo su apoyo, ambos por apoyarme en mis decisiones, por su ejemplo y enseñanzas. A mi familia por su ayuda, oraciones y consejos. A todos mis amigos por alentarme, por su colaboración, y por los momentos compartidos a lo largo de esta etapa de mi vida.

*Alain David Ramírez De La Cruz*

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. M.Sc. Juan Saavedra

Profesor del Seminario de Graduación

Ing. M.Sc. Gustavo Bermúdez

Profesor Delegado por la Unidad Académica

# DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Marlon Paul Asanza Soto

Miriam Elizabeth Lucero Tenorio

Alain David Ramírez De la Cruz

# RESUMEN

En el presente trabajo es una aplicación de la filosofía de protección de relés en la Subestación Puerto Santa Ana, en la cual se ha logrado coordinar y ajustar elementos de protección según los diseños de la subestación y sus alimentadoras.

Para lograr nuestro objetivo desarrollamos flujos de carga, cálculos de corto circuito, aplicación de programas computacionales en la coordinación, el uso de las normas correspondientes.

Las hipótesis prácticas y teóricas fueron basadas en la experiencia de ingenieros del área de distribución eléctrica y en el análisis pertinente de las ecuaciones matemáticas del sistema.

# ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO ..... i

DEDICATORIA ..... ii

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN ..... vi

DECLARACIÓN EXPRESA ..... vii

RESUMEN ..... viii

ÍNDICE GENERAL ..... ix

ABREVIATURAS ..... xvi

ÍNDICE DE FIGURAS ..... xx

ÍNDICE DE TABLAS ..... xxiv

INTRODUCCIÓN ..... xxix

CAPÍTULO 1 ..... 1

1.1 Descripción geográfica de la instalación. ..... 1

1.2 Área de Influencia. ..... 3

1.3 Descripción elementos de las instalaciones. ..... 5

1.3.1 Patio 69 kV. ..... 6

1.3.1.1 Estructuras. ..... 6

1.3.1.2 Aisladores y Herrajes. ..... 6

1.3.1.3 Seccionador de Aire con Cuchillas de Tierra. ..... 7

1.3.1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB). ..... 7
1.3.1.5 Portafusibles – Fusibles. ..... 8
1.3.1.6 Pararrayos en Estructura 69 kV. ..... 9
1.3.1.7 Conductores ..... 9
1.3.2 Transformador de Potencia. ..... 9
1.3.2.1 Pararrayos sobre el Transformador del lado de Alta Tensión. 10
1.3.2.2 Pararrayos sobre el Transformador del lado de Baja Tensión 10
1.3.3 Patio de 13.8 kV. ..... 11
1.3.3.1 Estructuras. ..... 11
1.3.3.2 Aisladores y Herrajes. ..... 11
1.3.3.3 Seccionador de Aire Principal. ..... 12
1.3.3.4 Reconectadores de las Alimentadoras ..... 12
1.3.3.5 Controles de las Alimentadoras. ..... 13
1.3.3.6 Cuchillas Seccionadoras de las Alimentadoras. ..... 14
1.3.3.7 Seccionadores de Interconexión entre las Alimentadoras. .... 15
1.3.3.8 Conductores ..... 15
1.3.3.9 Transformadores de Corriente. ..... 16
1.3.3.10 Transformadores de Potencial. ..... 16
1.3.3.11 Transformador de Servicios Auxiliares. ..... 17
1.3.3.12 Banco de Capacitores Desconectable. ..... 18
1.3.4 Cuarto de Control ..... 18
1.3.4.1 Edificación ..... 18

1.3.4.2 Banco de Baterías..... 18

1.3.4.3 Tableros. ..... 19

1.3.5 Malla de Puesta a Tierra. ..... 21

CAPITULO 2 ..... 23

2.1. Introducción. ..... 23

2.2 Criterios adoptados para el estudio. ..... 24

2.2.1 Flexibilidad Operacional. ..... 24

2.2.2 Niveles de Confiabilidad. ..... 24

2.2.3 Niveles de sobrecarga. ..... 24

2.2.4 Regulación de Voltaje..... 25

2.3 Análisis de casos. ..... 25

2.3.1 Estudios de Flujo de Carga. ..... 25

2. 4. Datos del Sistema. ..... 26

2.4.1 Datos de Transformador de Potencia. ..... 26

2.4.2 Datos de líneas y conductores ..... 27

2.4.3 Datos de barras de carga. ..... 30

2.5 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga. ..... 32

2.5.1 Casos base. ..... 33

2.5.1.1 Voltajes en barras. ..... 36

2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de carga. 36

2.5.1.3 Factor de Potencia. ..... 37

2.5.1.4 Carga de Transformador. ..... 37

2.5.1.5 Potencia activa y reactiva recibida del Sistema. ..... 38

2.6 Conclusiones del estudio de Flujo. ..... 39

CAPITULO 3 ..... 40

3.1. Introducción. ..... 40

3.2 Alcance de los estudios de Corto Circuito. ..... 41

3.3 Datos del Sistema. ..... 42

3.3.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica. ..... 42

3.3.1.1 MVA de Corto Circuito. ..... 43

3.3.1.2 Impedancias Equivalentes. ..... 43

3.3.2 Datos de Conductores. ..... 44

3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza. ..... 44

3.3.4 Datos de Motores. ..... 45

3.4 Resultado de los Estudios de Corto Circuito. ..... 45

3.4.1 Caso Base. ..... 45

3.4.2 Corriente de Falla en cada Barra. ..... 45

3.4.3 Voltajes de Falla en cada Barra. ..... 49

3.4.4 Capacidad de Interrupción. ..... 55

3.5 Conclusiones y Recomendaciones. ..... 55

CAPITULO 4 ..... 59
4.1 Introducción. ..... 59
4.2 Esquema de Protecciones. ..... 64
4.3 Protección del Transformador de Potencia. ..... 66
4.3.1 Protección Diferencial. ..... 66
4.3.1.1 Curva de Daño del Transformador. ..... 66
4.3.1.2 Equipo de Protección del Transformador. ..... 67
4.3.1.3 Ajuste del T60 Transformer Management Relay. ..... 70
4.4 Protección de Sobrecorriente. ..... 83
4.4.1 Protección de Sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51P). ..... 84
4.4.2 Protección de Sobrecorriente instantáneo de fase (50P). ..... 84
4.4.3 Protección de Sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N). ..... 85
4.4.4 Protección de corrientes desbalanceadas (46). ..... 86
4.5 Características del Relé de Frecuencia (81). ..... 86
4.5.1 Baja Frecuencia. ..... 87
4.5.2 Sobrefrecuencia. ..... 88
4.6 Ajuste de la función 81. ..... 88

CAPITULO 5 ..... 92
5.1 Introducción. ..... 92
5.2 Dispositivos de protección. ..... 93
5.2.1 Fusibles. ..... 93

5.2.1.1 Operación. ..... 94
5.2.1.2 Clasificación. ..... 95
5.2.1.3 Características de los Fusibles. ..... 95
5.2.2 Reconectadores. ..... 98
5.2.2.1 Características de los Reconectadores. ..... 99
5.2.2.2 Factores para la aplicación del Reconectador. ..... 99
5.2.2.3 Criterios para la aplicación del Reconectador. ..... 100
5.2.2.4 Operación del Reconectador. ..... 101
5.2.2.5 Ajuste del Reconectador. ..... 102
5.3 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución Reconectador – Fusible. ..... 105

CAPÍTULO 6 ..... 108
6.1 Introducción. ..... 108
6.2 Protección de sobrecorriente. ..... 109
6.2.1 Descripción de las protecciones de sobre corriente. ..... 109
6.2.2 Ajuste de la función 51P. ..... 110
6.2.3 Ajuste de la función sobrecorriente instantáneo 50P. ..... 113
6.2.4 Ajuste de la función 51N. ..... 115
6.3 Resultados de la Coordinación de las protecciones de la red de distribución de la Subestación Puerto Santa Ana. ..... 115
6.4 Resumen de Ajustes. ..... 120

CONCLUSIONES ..... 123

RECOMENDACIONES ..... 127

BIBLIOGRAFÍA ..... 130

ANEXOS ..... 133

# ABREVIATURAS

| | |
|---|---|
| AC | Corriente Alterna |
| ACSR | Cables de Aluminio con Alma de Acero |
| Aislam | Aislamiento |
| AT | Alta Tensión |
| Aux | Auxiliar |
| AWG | Cable de alambre Estadunidense |
| BIL | Nivel Básico de Aislamiento |
| BT | Baja Tensión |
| Capac | Capacidad |
| DC | Corriente continua |
| Deg | Grados sexagesimales |
| FA | Circulación de aire forzada |
| Fabr | Fabricación |
| Gal | Galón |
| Hz | Hertz |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| KA | Kiloamperios |

| | |
|---|---|
| KG | Kilogramo |
| Km | Kilómetro |
| KV | Kilovoltios |
| KVA | Kilo voltamperio |
| Lbs | Libras |
| LG | Falla de Línea a Tierra |
| LL | Falla de Línea a Línea |
| LLG | Falla de dos Líneas a Tierra |
| LLL | Falla Trifásica |
| LTC | Cambiador de tomas bajo carga |
| m2 | Metros cuadrados |
| m | Metros |
| max | Máximo |
| MCOV | Máximo voltaje continúo de operación |
| MCM | Mil circular mil |
| MVA | Megavoltioamperios |
| MVAR | Mega voltamperios reactivos |
| MW | Megavatios |
| NC | Normalmente Cerrado |

| | |
|---|---|
| NO | Normalmente abierto |
| No | Número |
| OA | Inmerso en aceite |
| Pos | Posición |
| Prim | Primario |
| Prot | Protección |
| Sec | Secundario |
| STD | Standard |
| TC | Transformador de Corriente |
| TCs | Transformadores de Corriente |
| TD | Time delay |
| Cu | Cobre |
| V | Voltios |
| A/Amp | Amperios |
| In | Corriente nominal |
| $I_H$ | Corriente en lado de alta tensión |
| $I_L$ | Corriente en lado de baja tensión |
| Idmax | |
| Iinst | Corriente instantánea |
| Iinterrmax | Corriente máxima de interrupción |
| R | Resistencia |
| pu | Por unidad |

| | |
|---|---|
| X | Reactancia |
| Z | Impedancia |
| $\Delta$ | Conexión delta |
| $\Omega$ | Ohmio |
| Y | Conexión estrella |
| I | Corriente |
| ° | Grados |
| °C | Grados Celsius |

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica de la Subestación Puerto Santa Ana. ..... 2
Figura 1.2 Diagrama unifilar de la Subestación Puerto Santa Ana. ..... 3
Figura 1.3 Área de Influencia. ..... 5
Figura 1.4 Seccionador de aire principal. ..... 7
Figura 1.5 Interruptor de Gas en SF6. ..... 8
Figura 1.6 Portafusibles– Fusibles ..... 8
Figura 1.7 Transformador de Potencia. ..... 10
Figura 1.8 Seccionador de aire principal. ..... 12
Figura 1.9 Estructura de Seccionadores de las Alimentadoras ..... 13
Figura 1.10 Panel de Controles de las Alimentadoras. ..... 14
Figura 1.11 Cuchillas seccionadores de las alimentadoras. ..... 15
Figura 1.12 Transformadores de Corriente. ..... 16
Figura 1.13 Transformadores de Potencial. ..... 17
Figura 1.14 Transformador Auxiliar. ..... 17
Figura 1.15 Banco de baterías. ..... 19
Figura 1.16 Malla de Puesta a Tierra. ..... 22
Figura 2.1 Alimentadora Puerto Santa Ana 1 ..... 27
Figura 2.2 Alimentadora Puerto Santa Ana 2 ..... 29
Figura 2.3 Potencia Máximas en MVA de las Alimentadoras registradas por mes. ..... 30

Figura 2.4 Potencia de las Alimentadoras registrada en marzo 2013. ..... 31

Figura 2.5 Flujo de Carga Máxima. ..... 34

Figura 2.6 Flujo de Carga Mínima. ..... 35

Figura 4.1 Protección Diferencial de Un Transformador. ..... 60

Figura 4.2 Curva de operación de un relé diferencial. ..... 63

Figura 4.3 Esquema de Protección del Transformador de Potencia. ..... 64

Figura 4.4 Esquema de Protecciones de la Subestación de Distribución. .... 65

Figura 4.5 Curva de daño del Transformador SIEMENS 18/24MVA. ..... 66

Figura 4.6 Curva característica de la Protección Diferencial Porcentual del T60..... 69

Figura 5.1 Curva Tiempo-Corriente para un fusible tipo 10K..... 94

Figura 5.2 Operación típica de un Reconectador..... 102

Figura 5.3 Diagrama unifilar: Reconectador – Fusible ..... 105

Figura 5.4 Curvas de Coordinación Reconectador – Fusible Alimentadoras PSA1 y PSA2..... 107

Figura 6.1 Diagrama unifilar: Fusible, Transformador, Relé..... 110

Figura 6.2 Coordinación relé T60 – Fusible – Curva de daño del Transformador ..... 114

Figura 6.3 Diagrama unifilar para coordinación de protecciones ..... 116

Figura 6.4 Curvas de protección de alimentadoras de S/E Puerto Santa Ana ..... 117

Figura 1a. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 69 kV ..... 134

Figura 1b. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 13,8 kV ..... 134

Figura 1c. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 13,8 kV ..... 135

Figura 1d. Resultados de simulación de flujo de carga para carga mínima en barra de 13,8 kV ..... 135

Figura 2a. Simulación de Falla LLL – Barra 69 kV ..... 137

Figura 2b. Simulación de Falla LLL – Barra 13,8 kV ..... 138

Figura 2c. Simulación de Falla LG – Barra 69 kV ..... 139

Figura 2d. Simulación de Falla LG – Barra 13,8 kV ..... 140

Figura 2e. Simulación de Falla LL – Barra 69 kV ..... 141

Figura 2f. Simulación de Falla LL – Barra 13,8 kV ..... 142

Figura 2g. Simulación de Falla LLG – Barra 69 kV ..... 143

Figura 2h. Simulación de Falla LLG – Barra 13,8 kV ..... 144

Figura 3a. Diagrama Funcional de Bloques T60 ..... 145

Figura 3b. Cableado típico del Relé T60 de General Electric ..... 146

Figura 3c. Simulación de Test para Corriente Diferencial cero ..... 147

Figura 4a. Curvas 114, 120, 134, 165 de Reconectador COOPER ..... 149

Figura 4b. Curvas 105, 117, 135, 140 de Reconectador COOPER ..... 150

Figura 4c. Curvas 102, 122, 163, 164 de Reconectador COOPER ..... 151

Figura 4d. Curvas 101, 104, 133, 138 de Reconectador COOPER ..... 152

Figura 4e. Curva de Fusible S&C SMD-1A V 69 kV 50E a 200E ..... 153

Figura 4f. Curva de Fusión fusible Kearney tipo K ..... 154

Figura 4g. Curva de aclaramiento fusible Kearney tipo K ..... 155

Figura 4h. Curva IEC C. Protección de Sobrecorriente ..... 156

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Área de Influencia. ..... 4

Tabla 1.2 Aisladores y Herrajes. ..... 6

Tabla 1.3 Seccionador de Aire con Cuchillas de Tierra. ..... 7

Tabla 1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB). ..... 7

Tabla 1.5 Portafusibles – Fusibles. ..... 8

Tabla 1.6 Pararrayos en Estructura 69 kV. ..... 9

Tabla 1.7 Conductores. ..... 9

Tabla 1.8 Transformador 67000Δ/13800Y Voltios. ..... 9

Tabla 1.9 Pararrayos sobre el transformador del lado de AT. ..... 10

Tabla 1.10 Pararrayos sobre el transformador del lado de BT. ..... 10

Tabla 1.11 Aisladores y Herrajes. ..... 11

Tabla 1.12 Seccionador de Aire Principal. ..... 12

Tabla 1.13 Reconectadores de las Alimentadoras. ..... 12

Tabla 1.14 Controles de las Alimentadoras. ..... 13

Tabla 1.15 Cuchillas Seccionadoras de las Alimentadoras. ..... 14

Tabla 1.16 Seccionadores de Interconexión entre las Alimentadoras. ..... 15

Tabla 1.17 Conductores. ..... 15

Tabla 1.18 Transformadores de Corriente. ..... 16

Tabla 1.19 Transformadores de Potencial. ..... 16

Tabla 1.20 Transformador de Servicios Auxiliares. ..... 17

Tabla 1.21 Cargador de Baterías. ..... 18
Tabla 1.22 Banco de Baterías. ..... 18
Tabla 1.23 Medición. ..... 19
Tabla 1.24 Dispositivos de Protección y Control. ..... 20
Tabla 1.25 Cables de Control. ..... 20
Tabla 2.1 Características del Transformador de Potencia. ..... 26
Tabla 2.2 Conductores de Alimentadora Puerto Santa Ana 1. ..... 28
Tabla 2.3 Conductores de Alimentadora Puerto Santa Ana 2. ..... 29
Tabla 2.4 Valores de Carga de la Alimentadora PSA1. ..... 32
Tabla 2.5 Valores de Carga de la Alimentadora PSA2. ..... 32
Tabla 2.6 Voltaje de Barra para Carga Máxima. ..... 36
Tabla 2.7 Voltaje de Barra para Carga Mínima. ..... 36
Tabla 2.8 Consumo para Carga Máxima. ..... 36
Tabla 2.9 Consumo para Carga Mínima. ..... 37
Tabla 2.10 Factor de Potencia de Carga. ..... 37
Tabla 2.11 Carga de Transformador para Máxima Generación. ..... 37
Tabla 2.12 Carga de Transformador en para Mínima Generación. ..... 38
Tabla 2.13 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema para Carga Máxima. ..... 38
Tabla 2.14 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema para Carga Mínima. ..... 38

Tabla 3.1 Corrientes y MVA de Corto Circuito máxima Generación. ..... 43
Tabla 3.2 Corrientes y MVA de Corto Circuito mínima Generación. ..... 43
Tabla 3.3 Impedancias Equivalentes máxima Generación. ..... 43
Tabla 3.4 Impedancias Equivalentes mínima Generación. ..... 44
Tabla 3.5 Corrientes de Falla Trifásica a tierra máxima Generación. ..... 46
Tabla 3.6 Corrientes de Falla Trifásica a tierra mínima Generación. ..... 46
Tabla 3.7 Corrientes de Falla de una Línea a Tierra máxima Generación.... 46
Tabla 3.8 Corrientes de Falla de una Línea a Tierra mínima Generación. ... 47
Tabla 3.9 Corrientes de Falla de Línea a Línea máxima Generación. ..... 47
Tabla 3.10 Corrientes de Falla de Línea a Línea mínima Generación. ..... 47
Tabla 3.11 Corrientes de Falla de dos Líneas a Tierra máxima Generación. 48
Tabla 3.12 Corrientes de Falla de dos Líneas a Tierra mínima Generación. 48
Tabla 3.13 Corrientes de Falla en cada Barra para cada tipo de Falla. ..... 49
Tabla 3.14 Voltajes para una Falla LLL en Barra 69 kV.Máxima Generación.
..... 49
Tabla 3.15 Voltajes para una Falla LLL en Barra 69 kV.Mínima Generación.
..... 50
Tabla 3.16 Voltajes para una Falla LLL en Barra 13,8 kV.Máxima Generación.
..... 50
Tabla 3.17 Voltajes para una Falla LLL en Barra 13,8 kV.Mínima Generación.
..... 50

Tabla 3.18 Voltajes para una Falla LG en Barra 69 kV. Máxima Generación. ..... 51
Tabla 3.19 Voltajes para una Falla LG en Barra 69 kV. Mínima Generación.51
Tabla 3.20 Voltajes para una Falla LG en Barra 13,8 kV. Máxima Generación. ..... 51
Tabla 3.21 Voltajes para una Falla LG en Barra 13,8 kV. Mínima Generación. ..... 52
Tabla 3.22 Voltajes para una Falla LL en Barra 69 kV. Máxima Generación.52
Tabla 3.23 Voltajes para una Falla LL en Barra 69 kV. Mínima Generación. 52
Tabla 3.24 Voltajes para una Falla LL en Barra 13,8 kV. Máxima Generación. ..... 53
Tabla 3.25 Voltajes para una Falla LL en Barra 13,8 kV. Mínima Generación. ..... 53
Tabla 3.26 Voltajes para una Falla LLG en Barra 69 kV. Máxima Generación. ..... 53
Tabla 3.27 Voltajes para una Falla LLG en Barra 69 kV. Mínima Generación. ..... 54
Tabla 3.28 Voltajes para una Falla LLG en Barra 13,8 kV.Máxima Generación. ..... 54
Tabla 3.29 Voltajes para una Falla LLG en Barra 13,8 kV. Mínima Generación. ..... 54
Tabla 3.30 Valores mínimos de Capacidad para los Interruptores. ..... 55

Tabla 4.1 Características de disparo de la Protección Diferencial. ..... 62

Tabla 4.2 Resumen de Ajuste del T60. ..... 82

Tabla 4.3 Tipos de Curva de Sobrecorriente ..... 83

Tabla 4.4 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia del CENACE. .... 89

Tabla 4.5 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia de E.E.P.G..... 90

Tabla 5.1 Capacidad de Corriente permanente de diversos tipos de elementos fusible ..... 96

Tabla 6.1 Constantes de la Curva IEC C (BS142) ..... 111

Tabla 6.2 Resumen de ajustes para la Coordinación de la Protección de la Red de Distribución de la Subestación Puerto Santa Ana ..... 121

Tabla 6.3 Valores de ajuste de función de protección diferencial ..... 121

Tabla 6.4 Valores de ajuste de función de protección por sobre y baja frecuencia (81) ..... 122

Tabla 6. 5 Máximas y Mínimas corrientes de falla en cada Barra ..... 125

Tabla 2a. Corrientes de falla en cada barra. Máxima y mínima generación 136

Tabla 4a. Tabla de ajustes del Reconectador ..... 148

Tabla 5a. Constantes de la Curva IEC (BS) de tiempo inverso ..... 157

Tabla 5b. Tiempo de disparo Curva IEC (en segundos) ..... 158

# INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se permite realizar el estudio de coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación “Puerto Santa Ana” mediante el manejo de métodos computarizados, la coordinación de protecciones se definen como el proceso para determinar los ajustes en los dispositivos de protección, para una instalación eléctrica; dicha coordinación dependerá el buen o mal funcionamiento del sistema eléctrico.

El proyecto tiene objetivo principal analizar el sistema de protecciones con el que cuenta la subestación, para ello se procede a realizar los estudios de flujo de carga para comprobar la demanda máxima y la demanda mínima.

Así mismo se realiza análisis de corto circuito y se determina las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes, y el ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla.

El presente trabajo está relacionado con la coordinación de las protecciones. Es importante tener protección de respaldo, para evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, en caso de fallar la protección primaria.

# CAPÍTULO 1

## DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

### 1.1 Descripción geográfica de la instalación.

La Subestación de Distribución Puerto Santa Ana, está ubicada sobre la vía de salida del Túnel del Cerro Santa Ana, al noreste de Guayaquil, se encuentra delimitada por la Av. Morán de Buitrón que es a la vez la vía de acceso principal, la cual sirve como intercambiador de tránsito entre la zona norte y centro de la ciudad; también está limitada al norte por un terreno baldío, al sur por la Unidad Educativa José Domingo Santisteban y los estacionamientos del Puerto Santa Ana, al este por la construcción del edificio “Point” y al oeste por los túneles del acceso vehicular del cerro Santa

Ana y el Instituto de Neurociencias de la Junta de Beneficencia de Guayaquil (anteriormente llamado Hospital Psiquiátrico Lorenzo Ponce). El terreno donde se encuentra asentada la subestación es de 1,200m$^2$, y es propiedad de la Empresa Eléctrica de Guayaquil. En la Figura 1.1 se presenta la ubicación geográfica.

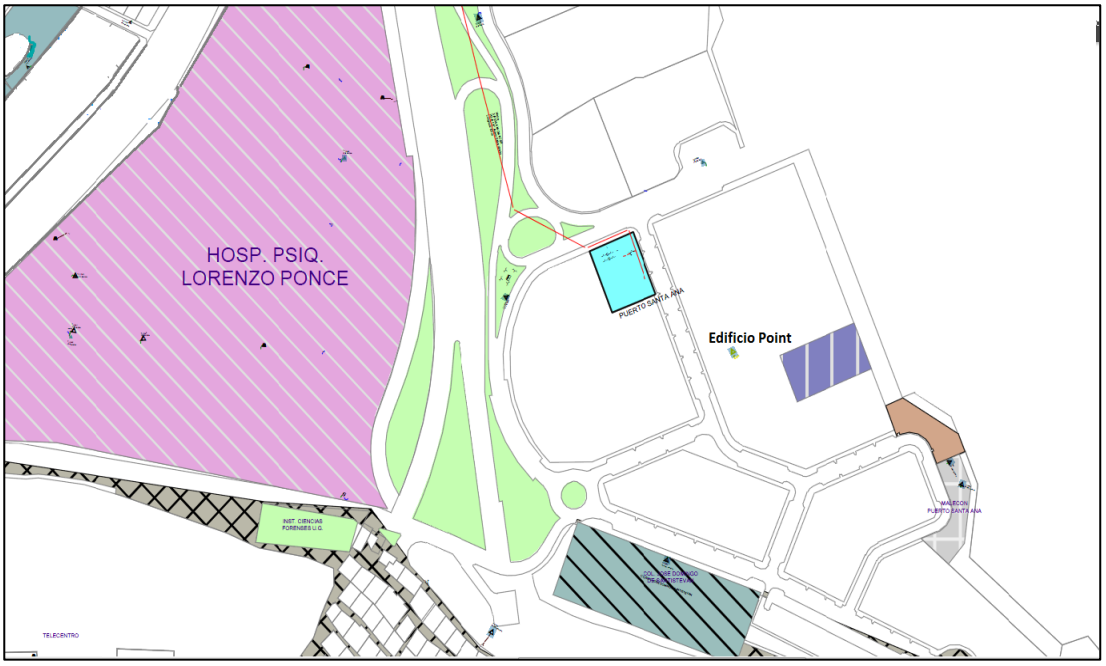


Figura 1.1 Ubicación Geográfica de la Subestación Puerto Santa Ana.

La Subestación Puerto Santa Ana es alimentada por la Subestación de Transmisión Norte a nivel de 69 kV con conductor # 4/0 ACSR. Tiene un Transformador de potencia que reduce el voltaje de 69 kV a 13,8 kV, con

capacidad de 18/24 MVA, refrigeración tipo OA/FA, conexión Δ/Y; se encuentra protegido por el relé T-60 General Electric. Dentro de la Subestación, se encuentra el patio de 13,8 kV cuya configuración de conexión es de Barra Principal y Barra de Transferencia. En la Figura 1.2 se muestra el diagrama unifilar de la subestación.

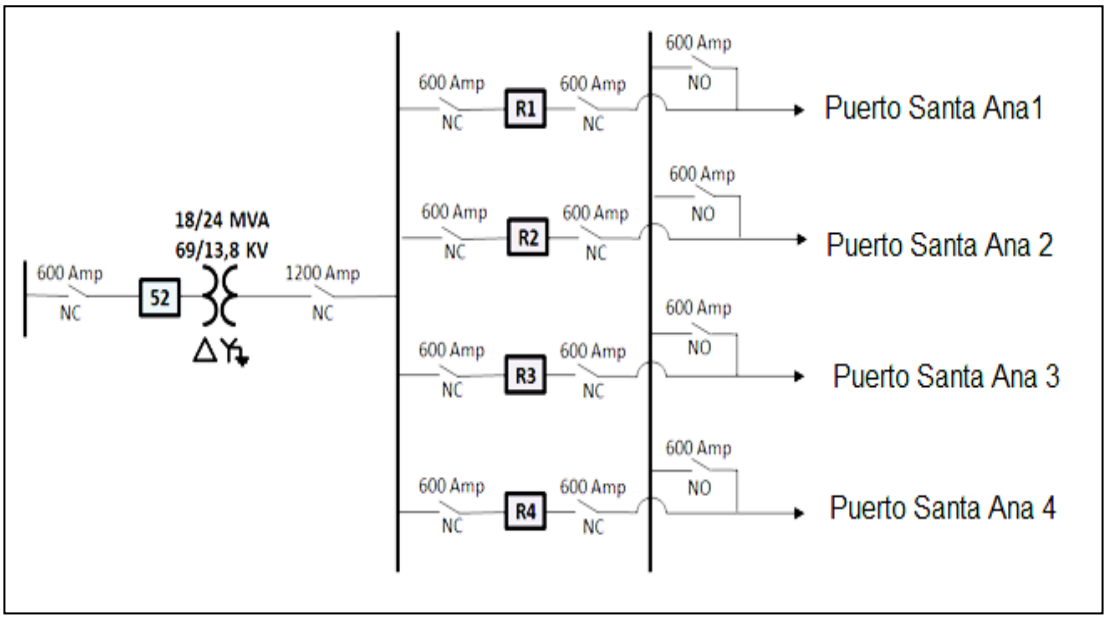


Figura 1.2 Diagrama unifilar de la Subestación Puerto Santa Ana.

## 1.2 Área de Influencia.

Para la distribución de energía la subestación Puerto Santa Ana consta de cuatro alimentadoras, de las cuales solo dos de estas se encuentran en

funcionamiento en la actualidad; proveen suministro de energía a gran parte de los sectores contiguos a la avenida Morán de Buitrón, como se muestra en la Tabla 1.1 y Figura 1.3, adicionalmente dichas alimentadoras fueron diseñadas para disminuir la carga que tenía la alimentadora de Atarazana 2; próximamente suministrara energía a los edificios que están en construcción, por ejemplo el edificio “Point”.

| **Alimentadoras** | **Sectores** |
|---|---|
| **Puerto Santa Ana 1** | Cerro del Carmen |
| **Puerto Santa Ana 2** | Cerro Santa Ana |
| | Ciudadela Bella Aurora |
| | Cooperativa 29 de Junio |
| | Ciudadela Atarazana |
| | Cooperativa 24 de Julio |

Tabla 1.1 Área de Influencia.

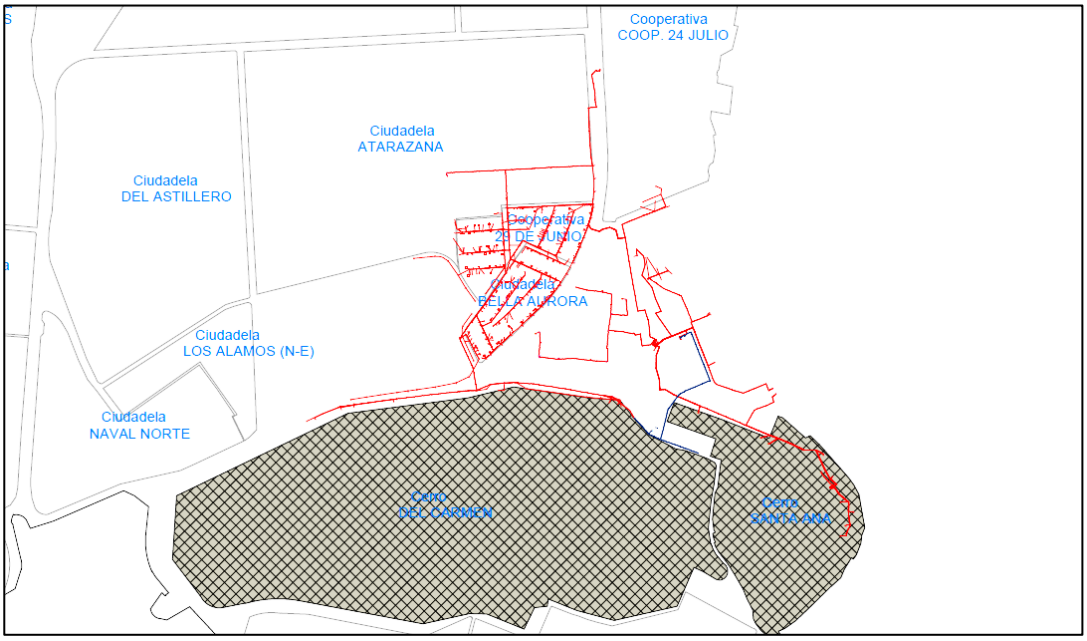


Figura 1.3 Área de Influencia.

## 1.3 Descripción elementos de las instalaciones.

La subestación Puerto Santa Ana se encuentra dividida en cinco partes: Patio de 69 kV, Transformador de Potencia, Patio de 13,8 kV, Cuarto de Control y la Malla de puesta a tierra; las cuales describiremos a continuación, dicha información fue proporcionada por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, departamento de Subestaciones.

### 1.3.1 Patio 69 kV.

#### 1.3.1.1 Estructuras.

El Pórtico de la subestación Puerto Santa Ana consiste de 2 torres verticales de 10.58m de alto, separadas 6m y unidas con bandejas horizontales para soportar un seccionador de 69 kV, aisladores, pararrayos y portafusibles.

Las torres y la bandeja superior están hechas básicamente de hierro, ángulos de 3"x3"x1/4" para los largueros y de 2"x2"x1/4" para los tirantes. Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.

#### 1.3.1.2 Aisladores y Herrajes.

| DESCRIPCION | CANTIDAD |
|---|---|
| AISLADORES 69 kV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE | 3 |
| AISLADORES 69 kV TIPO PIN PARA ESTRUCTURA TANGENTE | - |
| AISLADORES 69 kV TIPO DE RETENSION | 3 |
| GRAPA TERMINAL | 3 |
| TERMINALES TIPO TALON 4/0 Cu | 12 |

Tabla 1.2 Aisladores y Herrajes.

#### 1.3.1.3 Seccionador de Aire con Cuchillas de Tierra.

| MARCA | TIPO | kV Max | BIL (kV) | Icontinua (A) | Iinst (kA) |
|---|---|---|---|---|---|
| MEMCO | EAB | 69 | 350 | 600 | 40 |

Tabla 1.3 Seccionador de Aire con Cuchillas de Tierra.

Figura 1.4 Seccionador de aire principal.

#### 1.3.1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB).

| MARCA | TIPO | SERIE | BIL (kV) | I continua (A) | KV max | I interrmax (kA) | AÑO FABR. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ABB | 72PM 40-12 | 12336-03 | 350 | 1200 | 72.5 | 40.2 | 2005 |

Tabla 1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB).

El GCB descansa sobre una base de hormigón armado de 1.4m x 1.25m y está sujeto con pernos de acero empotrados.

Figura 1.5 Interruptor de Gas en SF6.

#### 1.3.1.5 Portafusibles – Fusibles.

| MARCA | FUSIBLE TIPO | AMPERAJE FUSIBLES |
|---|---|---|
| S&C | SMD-1A | 200E |

Tabla 1.5 Portafusibles – Fusibles.

Figura 1.6 Portafusibles– Fusibles

#### 1.3.1.6 Pararrayos en Estructura 69 kV.

| FASE | MARCA | # SERIE | $Id_{max}$ (kA) | $V_{nominal}$ (kV) | MCOV (kV) | # UNIDAD APILADA |
|---|---|---|---|---|---|---|
| A | COOPER | 91C2352 | 32 | 60 | 48 | 1 |
| B | COOPER | 91C2353 | 32 | 60 | 48 | 1 |
| C | COOPER | 91C2354 | 32 | 60 | 48 | 1 |

Tabla 1.6 Pararrayos en Estructura 69 kV.

#### 1.3.1.7 Conductores

| USADO PARA | 69 kV | ATERRIZAMIENTO |
|---|---|---|
| TIPO DE CABLE | 4/0 AWG Cu DESNUDO | 4/0 AWG Cu DESNUDO |
| LONGITUD (METROS) | 40 | 25 |

Tabla 1.7 Conductores.

### 1.3.2 Transformador de Potencia.

Este descansa sobre una base de hormigón armado de 3,50 m x 2,50 m.

| | |
|---|---|
| **MARCA** | Siemens |
| **(MVA) OA/FA** | 18/24 |
| **No.DE SERIE** | 337481 |
| **IMPEDANCIA Z (%)** | 7.2 |
| **VOLUMEN ACEITE (gal)** | 2460 |
| **PESO (lbs) TOTAL** | 71650 |
| **LTC: 32 pos. ±10 %** | No hay |
| **AÑOFABRICACION** | 2011 |

Tabla 1.8 Transformador 67000Δ/13800Y Voltios.

Figura 1.7 Transformador de Potencia.

#### 1.3.2.1 Pararrayos sobre el Transformador del lado de Alta Tensión.

| FASE | MARCA | TIPO | # SERIE | Id max (KA) | Vnominal (KV) | MCOV (KV) | # UNIDAD APILADA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | HUBELL | | B-71857 | 65 | 60 | 48 | 1 |
| B | HUBELL | | B-71859 | 65 | 60 | 48 | 1 |
| C | HUBELL | | B-71856 | 65 | 60 | 48 | 1 |

Tabla 1.9 Pararrayos sobre el transformador del lado de AT.

#### 1.3.2.2 Pararrayos sobre el Transformador del lado de Baja Tensión

| FASE | MARCA | TIPO | # SERIE | Id max (KA) | Vnominal (KV) | MCOV (KV) | # UNIDAD APILADA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | HUBELL | | 63307 | 65 | 10 | 8.4 | 1 |
| B | HUBELL | | 63302 | 65 | 10 | 8.4 | 1 |
| C | HUBELL | | 68611 | 65 | 10 | 8.4 | 1 |

Tabla 1.10 Pararrayos sobre el transformador del lado de BT.

### 1.3.3 Patio de 13.8 kV.

#### 1.3.3.1 Estructuras.

Consta de tres pórticos de 7,2m de alto construidos con tubos de hierro de 6" de diámetro unidos entre sí, sobre base de hormigón armado de 9,2 m x 3,2m sujetos con pernos de acero empotrado y con soportes para cuatro niveles de barra, tres seccionadores de interconexión, un seccionador principal y cuatro salidas de alimentadoras y un banco de capacitores.

#### 1.3.3.2 Aisladores y Herrajes.

| DESCRIPCIÓN | CANTIDAD |
|---|---|
| AISLADOR DE SUSPENSIÓN 15KV | 84 |
| AISLADORES PIN 15 KV | - |
| CAJA FUSIBLE 100A - 15KV | 3 |
| GRAPA LINEA VIVA | 5 |
| GRAPA TERMINAL 500 MCM | 18 |
| GRAPA TERMINAL 1000 MCM | 18 |
| GRILLETE TIPO "T" 500 MCM | 12 |
| GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM | 12 |
| GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM | - |
| GRILLETE TIPO TORTUGA 500 MCM | - |
| GRILLETE TIPO TORTUGA 1000 MCM | - |
| PERNO DE OJO 5/8" | 36 |
| PERNO DE OJO 3/4" | - |
| TERMINALES TIPO TALÓN 4/0 | 9 |
| TERMINALES TIPO TALÓN 250 MCM | 18 |
| TERMINALES TIPO TALÓN 500 MCM | 9 |

Tabla 1.11 Aisladores y Herrajes.

### 1.3.3.3 Seccionador de Aire Principal.

| MARCA | TIPO | KV Max | BIL (KV) | Icontinua (A) | linst (kA) |
|---|---|---|---|---|---|
| MEMCO | EAB | 15 | 110 | 1200 | 61 |

Tabla 1.12 Seccionador de Aire Principal.

Figura 1.8 Seccionador de aire principal.

### 1.3.3.4 Reconectadores de las Alimentadoras.

| ALIMENTADORA | # SERIE | MEDIO AISLANTE | MARCA | TIPO | KV max | BIL (KV) | Icontinua (A) | linterr max (KA) | AÑO |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PTO. SANTA ANA1 | CP571220174 | VACÍO | COOPER | VWE | 14,4 | 110 | 560 | 12 | 2002 |
| PTO. SANTA ANA2 | CP571017789 | | | | 14,4 | 110 | 560 | 12 | 2002 |

Tabla 1.13 Reconectadores de las Alimentadoras.

Figura 1.9 Estructura de Seccionadores de las Alimentadoras

#### 1.3.3.5 Controles de las Alimentadoras.

| ALIMENTADORA | MARCA | FORMA | SERIE |
|---|---|---|---|
| PTO. SANTA ANA1 | COOPER | F6 | CP571240469 |
| PTO. SANTA ANA2 | COOPER | F6 | CP571240472 |

Tabla 1.14 Controles de las Alimentadoras.

Figura 1.10 Panel de Controles de las Alimentadoras.

### 1.3.3.6 Cuchillas Seccionadoras de las Alimentadoras.

| ALIMENTADORA | BIL (KV) | (A) | (KA) | MARCA/TIPO | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ENTRADA DE ALIMENTADORA | | | SALIDA DE ALIMENTADORA | | |
| | | | | FASE A | FASE B | FASE C | FASE A | FASE B | FASE C |
| PTO. SANTA ANA1 | 110 | 600 | 40 | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO |
| PTO. SANTA ANA2 | 110 | 600 | 40 | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO | MEMCO |

Tabla 1.15 Cuchillas Seccionadoras de las Alimentadoras.

Figura 1.11 Cuchillas seccionadores de las alimentadoras.

### 1.3.3.7 Seccionadores de Interconexión entre las Alimentadoras.

| ALIMENTADORA | MARCA | TIPO | KV max | BIL (KV) | CAPAC. (A) | I interrmax (kA) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| PTO. SANTA ANA1 | MEMCO | EAB | 15 | 110 | 600 | 40 |
| PTO. SANTA ANA2 | MEMCO | EAB | 15 | 110 | 600 | 40 |

Tabla 1.16 Seccionadores de Interconexión entre las Alimentadoras.

### 1.3.3.8 Conductores.

| USADO PARA | BARRA PRINCIPAL | BARRA TRANSFERENCIA | PUENTES RECONECTADOR - CUCHILLA | ATERRIZAMIENTO |
|---|---|---|---|---|
| **TIPO DE CABLE** | 1000 MCM Cu DESNUDO | 500 MCM Cu DESNUDO | 500 MCM AISLADO 15 KV | 4/0 AWG Cu DESNUDO |
| **LONGITUD (METROS)** | 78 | 56 | 25 | 20 |

Tabla 1.17 Conductores.

### 1.3.3.9 Transformadores de Corriente.

| FASE | MARCA | TIPO | RELACIÓN | BIL (KV) | SERIE | BURDEN | PRECISIÓN |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | ABB | K0T11 | 120 | 110 | 30851208 | | - |
| B | ABB | K0T11 | 120 | 110 | 30851209 | | |
| C | ABB | K0T11 | 120 | 110 | 30851210 | | - |

Tabla 1.18 Transformadores de Corriente.

Figura 1.12 Transformadores de Corriente.

### 1.3.3.10 Transformadores de Potencial.

| FASE | MARCA | TIPO | RELACIÓN (70:1) | BIL (KV) | SERIE | BURDEN | PRECISIÓN |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | G.E. | JVW | 8400/120 | 110 | P5426981 | 1200 | - |
| B | G.E. | JVW | 8400/120 | 110 | P5426982 | 1201 | |
| C | G.E. | JVW | 8400/120 | 110 | P5299701 | 1200 | - |

Tabla 1.19 Transformadores de Potencial.

Figura 1.13 Transformadores de Potencial.

### 1.3.3.11 Transformador de Servicios Auxiliares.

| MARCA | TIPO | CAPACIDAD (KVA) | RELACION | SERIE |
|---|---|---|---|---|
| INATRA | CSP | 25 | 7620/120-240 V | 13/10888 |

Tabla 1.20 Transformador de Servicios Auxiliares.

Figura 1.14 Transformador Auxiliar.

### 1.3.3.12 Banco de Capacitores Desconectable.

La Subestación Puerto Santa Ana no cuenta con Bancos de Capacitores.

## 1.3.4 Cuarto de Control.

### 1.3.4.1 Edificación.

El cuarto de control es de hormigón, con un área de 7 $m^2$.

### 1.3.4.2 Banco de Baterías.

| CARGADOR DE BATERÍAS | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MARCA | MODELO | SERIE | ENTRADA AC | | | SALIDA DC | | |
| | | | V | A | Hz | V | A | RIZADO |
| GNB | GCS-48-S6 | 93PS-351 | 120 | | 60 | 48 | | |

Tabla 1.21 Cargador de Baterías.

| BATERÍAS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| # | 1 | 2 | 3 | 4 |
| VOLTAJE | 12 | 12 | 12 | 12 |
| AH | 90 | 90 | 90 | 90 |
| MARCA | AcDelco S2000 | AcDelco S2000 | AcDelco S2000 | AcDelco S2000 |

Tabla 1.22 Banco de Baterías.

Figura 1.15 Banco de baterías.

### 1.3.4.3 Tableros.

Dispone de dos tableros uno metálico con paneles de breakers AC y DC donde van montados el medidor Quantum y los dispositivos de protección y control. Otro metálico donde van montados los medidores Fulcrum.

| MEDIDOR | SERVICIO | MARCA | TIPO | SERIE | VOLTAJE | CLASE | ELEM. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| QUANTUM | TOTALIZADOR | ABB | SQ400 | MT-1101A124-01 | 120 | 10 | 3 |
| FULCRUM | PTO. STA. ANA1 | ABB | SQ400 | MT-1101A129-01 | 120 | 20 | 3 |
| FULCRUM | PTO. STA. ANA2 | ABB | SQ400 | MT-1101A133-01 | 120 | 20 | 3 |

Tabla 1.23 Medición.

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

| DESCRIPCION | MARCA | TIPO | CANTIDAD |
|---|---|---|---|
| RELÉ DE BAJA FRECUENCIA | BBC BROWN BOVERY | ITE-81 | 1 |
| RELÉ PARA PROTECCION DIFERENCIAL | G.E. | MULTILIN | 1 |
| RELÉ LOCKOUT AUX. PROT. DIFERENCIAL | G.E. | HEA 61 | 1 |
| SWITCH DE APERTURA CIERRE GCB | G.E. | | 1 |
| LAMPARAS INDICADORAS | G.E. | | 3 |
| PANEL DE ALARMAS | PANALARM | 910DC48T | 1 |
| RELE LOCKOUT AUXILIAR BAJA FRECUENCIA | G.E. | HEA61 | 1 |
| REGLETAS DE CORTO CIRCUITO 6 PUNTOS | G.E. | EB27B065 | 2 |
| REGLETAS DE 12 PUNTOS | G.E. | EB25L12 | 7 |
| BREAKERS 1P-20 | G.E. | THQC | 7 |
| BREAKERS 2P-20 | G.E. | THQC | 9 |
| BREAKERS 3P-20 | G.E. | THQC | 1 |
| BREAKERS 4P-20 | G.E. | THQC | 1 |
| RELE AUXILIAR 12V DC PARA PITO | | | 1 |
| CONTACTOR CON BLOQUES AUXILIARES | TELEMECANIQUE | | 1 |
| CONTACTOR CON TEMPORIZADOR | TELEMECANIQUE | | 1 |

Tabla 1.24 Dispositivos de Protección y Control.

| DESCRIPCIÓN | TIPO AISLAM. | CANTIDAD (METROS) |
|---|---|---|
| CABLE CONCÉNTRICO Cu 4 #12 AWG | TW | 215 |
| CABLE CONCÉNTRICO Cu 8 #12 AWG | TW | 242 |
| CABLE CONCÉNTRICO Cu 3 # 6 AWG | TW | 44 |
| CABLE Cu #16 AWG | TW | 50 |
| CABLE Cu #12 AWG | TW | 1280 |
| CABLE Cu #8 AWG | TW | 82 |

Tabla 1.25 Cables de Control.

### 1.3.5 Malla de Puesta a Tierra.

En la figura 1.16 podemos ver cómo está instalada la Malla de puesta a tierra, dicha figura es tomada de los datos que la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil del departamento de Estudios Eléctricos.

El sistema de aterrizamiento de la subestación consta de:

- 17 varillas de cobre de 5/8''x8' para puesta a tierra.
- 3000 m de cable de cobre desnudo #4/0 AWG.

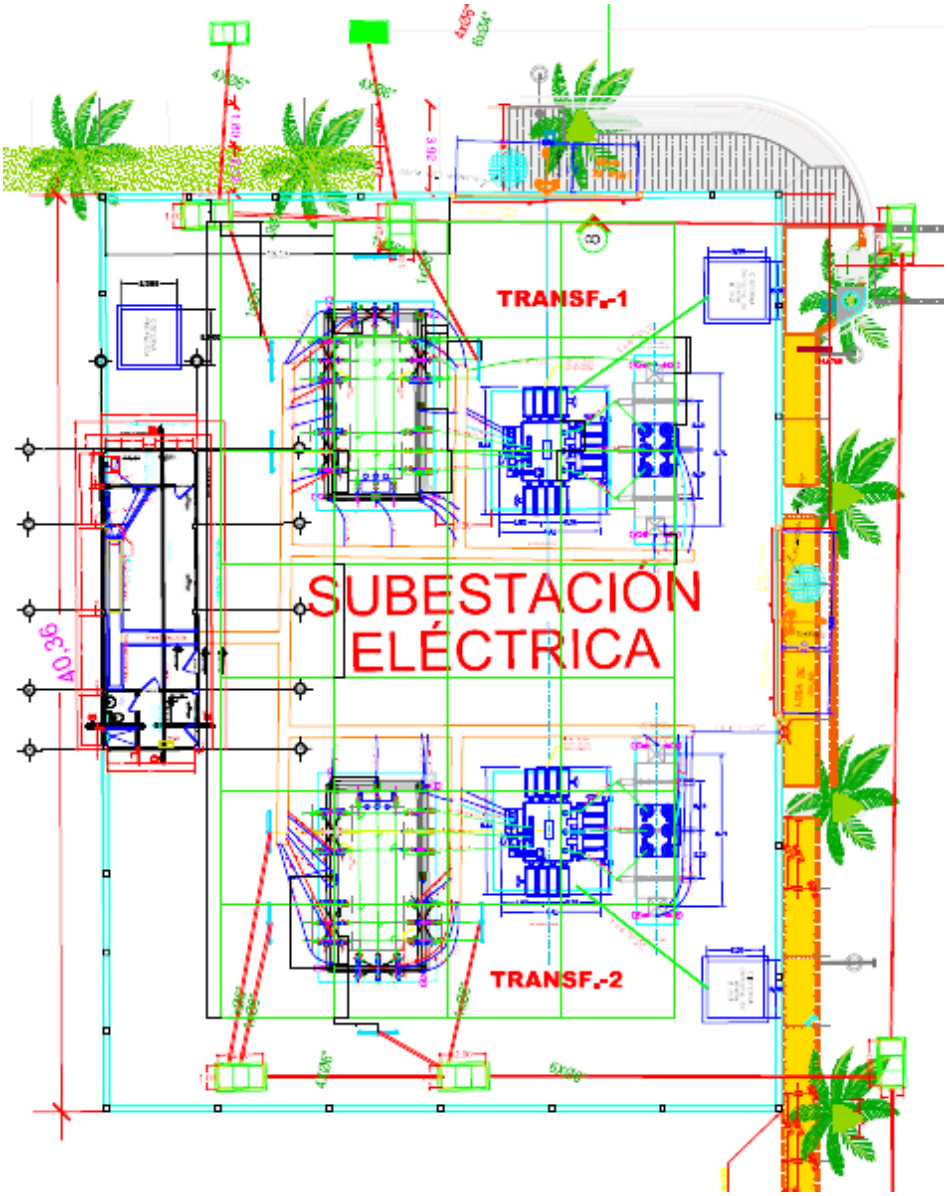


Figura 1.16 Malla de Puesta a Tierra.

# CAPITULO 2

## ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

### 2.1. Introducción.

En el presente trabajo es necesario realizar un estudio de flujo de carga para varias condiciones las cuales se pueden presentar en el sistema de distribución en estudio. Para ello contamos con el software PowerWorld Simulator 15 Evaluation, la misma que es una versión estudiantil y distribuida de forma gratuita en el sitio web oficial de Power Word Corporation.

Este software nos permite realizar análisis de sistemas de hasta un máximo de 13 barras, por lo que es útil para el sistema de distribución escogido, ya que simple, este tiene pocas barras.

## 2.2 Criterios adoptados para el estudio.

### 2.2.1 Flexibilidad Operacional.

El sistema podrá funcionar alimentado por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, mediante líneas de subtransmisión que se conectarán a la línea de Alta Tensión ubicada en la Av. Morán de Buitrón a la altura del Instituto de Neurociencias de la Junta de Beneficencia de Guayaquil sin ninguna restricción.

### 2.2.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones aledañas como el edificio “Point” y edificios cercanos, Cerro Santa Ana, Cerro del Carmen, SOLCA, Instituto de Neurociencias, Cementerio General y parte de ciudadela Atarazana en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

### 2.2.3 Niveles de sobrecarga.

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

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA.

### 2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

## 2.3 Análisis de casos.

Se realizó dos estudios para los dos diferentes casos, estos son:

CASO 1:

Estudios de flujo de carga – Caso Base Carga Máxima

CASO 2:

Estudios de flujo de carga – Caso Base Carga Mínima.

### 2.3.1 Estudios de Flujo de Carga.

Para realizar el estudio de flujo de carga con una carga máxima se tomará la configuración actual de las Alimentadoras en la Subestación Puerto Santa Ana; esto es, dos alimentadoras de cuatro por uno de los dos transformadores pertenecientes al proyecto de la subestación a año horizonte.

## 2. 4. Datos del Sistema.

### 2.4.1 Datos de Transformador de Potencia.

El transformador no tiene LTC.

| | |
|---|---|
| **MARCA** | Siemens |
| **AÑO FABRICACIÓN** | 2011 |
| **NORMA** | ANSI C.57.12 [9] |
| **TIPO** | Cklum 143 7-10 s/69 |
| **GRUPO DE CONEXIÓN** | Dyn1 |
| **NÚMERO DE FASES** | 3 |
| **MVA (OA/FA) RISE 55°** | 18/24 |
| **MVA (OA/FA) RISE 65°** | 20.16/26.9 |
| **KV BIL AT / BT** | 350 / 110 |
| **TEMP AMBIENTE MAX °C** | 40 |
| **IMPED. Z (%) BASE 18MVA** | 7.22 |
| **VOLTAJE KV (AT/BT) RISE 55°** | 68,8/13,8 |
| **CORRIENTE A (AT/BT) RISE 55°** | 151,1/753,1 |
| **PESO TOTAL CON ACEITE (KG)** | 32500 |

Tabla 2.1 Características del Transformador de Potencia.

El transformador se encuentra con su TAP en posición B para así tener una relación 68,8/13,8 KV, el tipo de conexión es Dyn1 es decir delta-estrella con punto neutro conducido hacia fuera con un desfasamiento de 30°.

El valor de la impedancia del transformador está a una base de 18MVA a un voltaje 67 kV, como lo indica la placa del transformador.

### 2.4.2 Datos de líneas y conductores

Los datos de los conductores serán tomados para una temperatura ambiente de 25°C y el material es cobre (Cu).

- **Alimentadora Puerto Santa Ana 1 (PSA1):**

Esta alimentadora tiene una longitud total de 768 metros. Se dirige desde la salida de la Subestación Puerto Santa Ana hasta llegar a un punto que se une con la alimentadora Malecón, la Figura 2.1 muestra en la trayectoria de PSA1, dicha alimentadora se encuentra de manera subterránea y se mantiene así durante toda su trayectoria. Los datos del conductor de esta alimentadora se muestran en la Tabla 2.2.

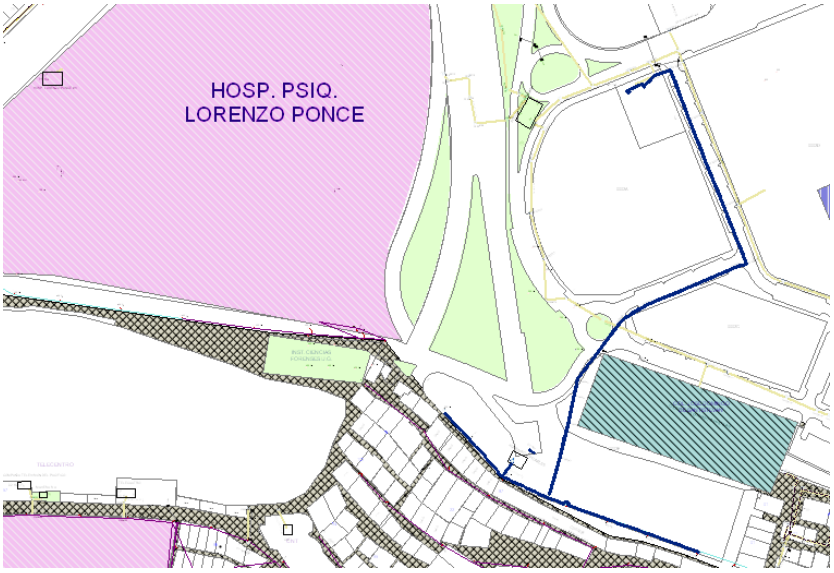


Figura 2.1 Alimentadora Puerto Santa Ana 1.

| Tipo | Trayectoria | Calibre |
|---|---|---|
| XLPE-15 | Subterránea | 2 AWG |

Tabla 2.2 Conductores de Alimentadora Puerto Santa Ana 1.

- **Alimentadora Puerto Santa Ana 2 (PSA2):**

Esta alimentadora tiene una longitud total de 9km. Tiene una trayectoria de conductor mixta, la cual está dada desde la salida de la subestación Puerto Santa Ana hasta el Instituto de Neurociencias de la Junta de Beneficencia de Guayaquil, a inicios Ciudadela Atarazana y Puerto Santa Ana con una trayectoria subterránea; y con una trayectoria de conductor aérea en las demás zonas, debido a que estas fueron conectadas a líneas aéreas ya existentes para aliviar la carga de la Subestación Atarazana. El recorrido de esta alimentadora se lo muestra en la Figura 2.2, así mismo los datos de los conductores pertenecientes a esta alimentadora se presenta en la Tabla 2.3.

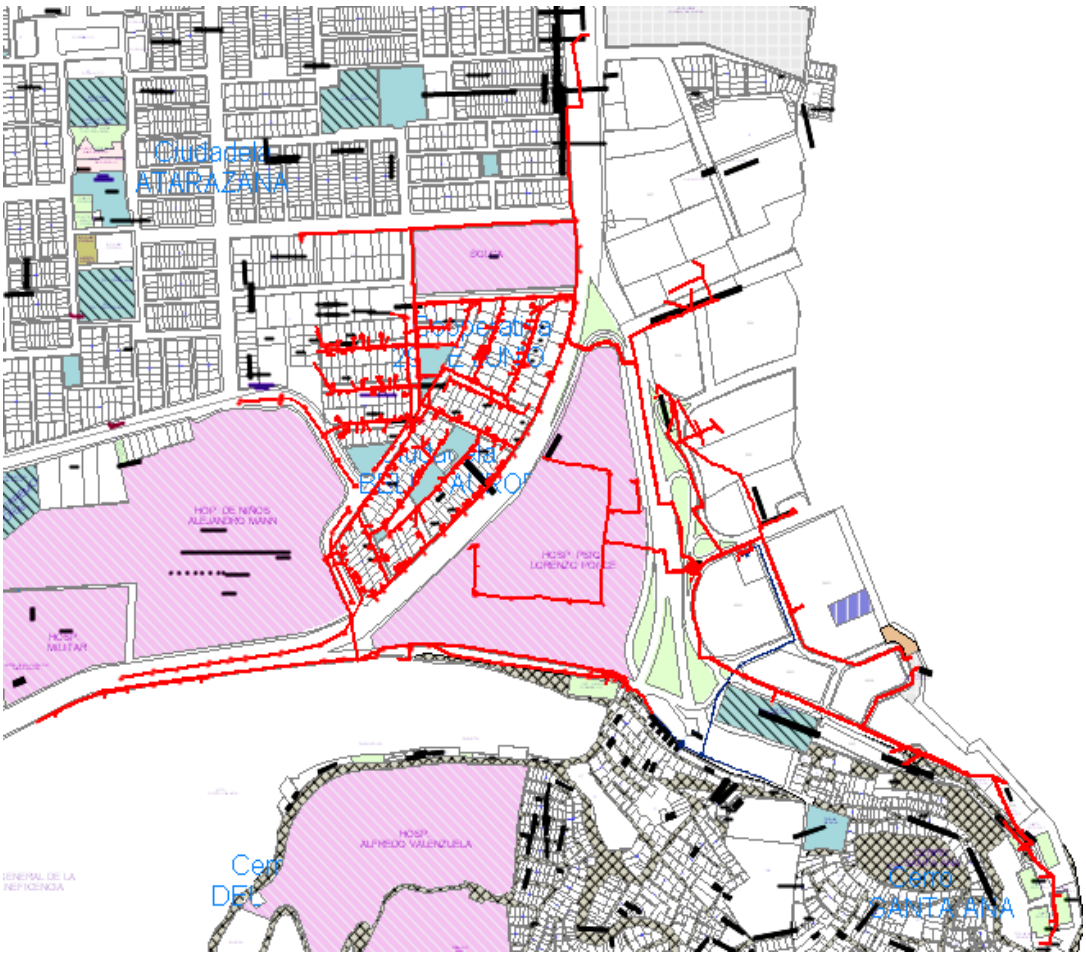


Figura 2.2 Alimentadora Puerto Santa Ana 2.

| Tipo | Trayectoria | Calibre |
|---|---|---|
| XLPE-15 | Subterránea | 2 AWG |
| XLPE-15 | Subterránea | 500 MCM |
| Desnudo | Aérea | 336,4 MCM |

Tabla 2.3 Conductores de Alimentadora Puerto Santa Ana 2.

### 2.4.3 Datos de barras de carga.

La carga máxima a voltaje nominal, está dada en MVA. Para el presente estudio de flujo de carga, se considera constante e independiente del valor de voltaje.

El análisis de las cargas se hará con los registros históricos del departamento de Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil. En la Figura 2.3 se muestra las potencias máximas en MVA registradas por mes. La alimentadora PSA2 está en funcionamiento desde mayo del 2012 y la alimentadora PSA1 comenzó a funcionar en julio del 2012, siendo esta la que alimenta menos carga que PSA2. Dichos registros son tomados cada 15 minutos.

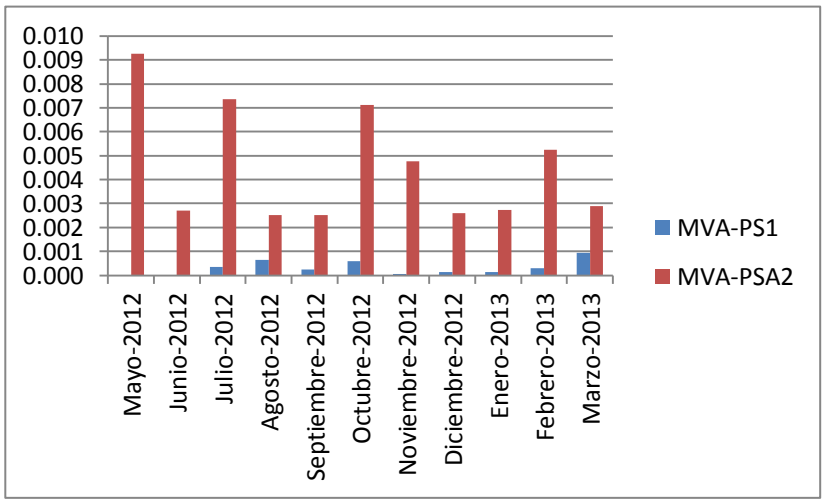


Figura 2.3 Potencia Máximas en MVA de las Alimentadoras registradas por mes.

En el presente estudio de flujo de carga se utilizarán los datos correspondientes a los registros de las potencias en las alimentadoras del mes de marzo del 2013, como se muestra en la Figura 2.4.

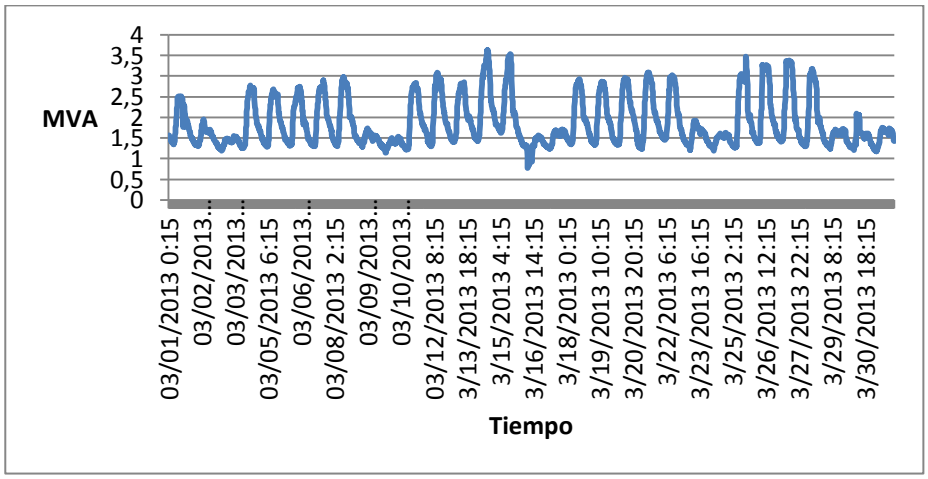


Figura 2.4 Potencia de las Alimentadoras registrada en marzo 2013.

El gráfico provee información del comportamiento de la carga en el mes, los picos bajos de potencia pertenecen a las lecturas de las cargas para sábados y domingos. Del análisis tenemos que la carga máxima se da el día 14 de marzo del 2013 a las 15h30, así mismo tenemos la carga mínima el día 16 de marzo del 2013 a las 08h15. Los valores de las cargas se presentan en las siguientes tablas.

| PSA1 | MW | MVAR | MVA |
|---|---|---|---|
| **Carga máxima** | 0,85333429 | 0,21611467 | 0,8802832 |
| **Carga mínima** | 0,12253419 | 0,015762985 | 0,12355544 |

Tabla 2.4 Valores de Carga de la Alimentadora PSA1.

| PSA2 | MW | MVAR | MVA |
|---|---|---|---|
| **Carga máxima** | 2,63929028 | 0,776804321 | 2,75126636 |
| **Carga mínima** | 0,64200623 | 0,13334021 | 0,65572156 |

Tabla 2.5 Valores de Carga de la Alimentadora PSA2.

## 2.5 Resultados de los Estudios de Flujo de Carga.

El flujo de carga se lo realizará con una base de 100MVA, 69 kV del lado del generador. Hay que referir todos los valores a esta base, como por ejemplo la impedancia del transformador (30,5%).

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

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

a) Voltaje en barras.

b) Consumo de las cargas.

c) Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.

d) Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.

e) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

### 2.5.1 Casos base.

En el anexo 1 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:

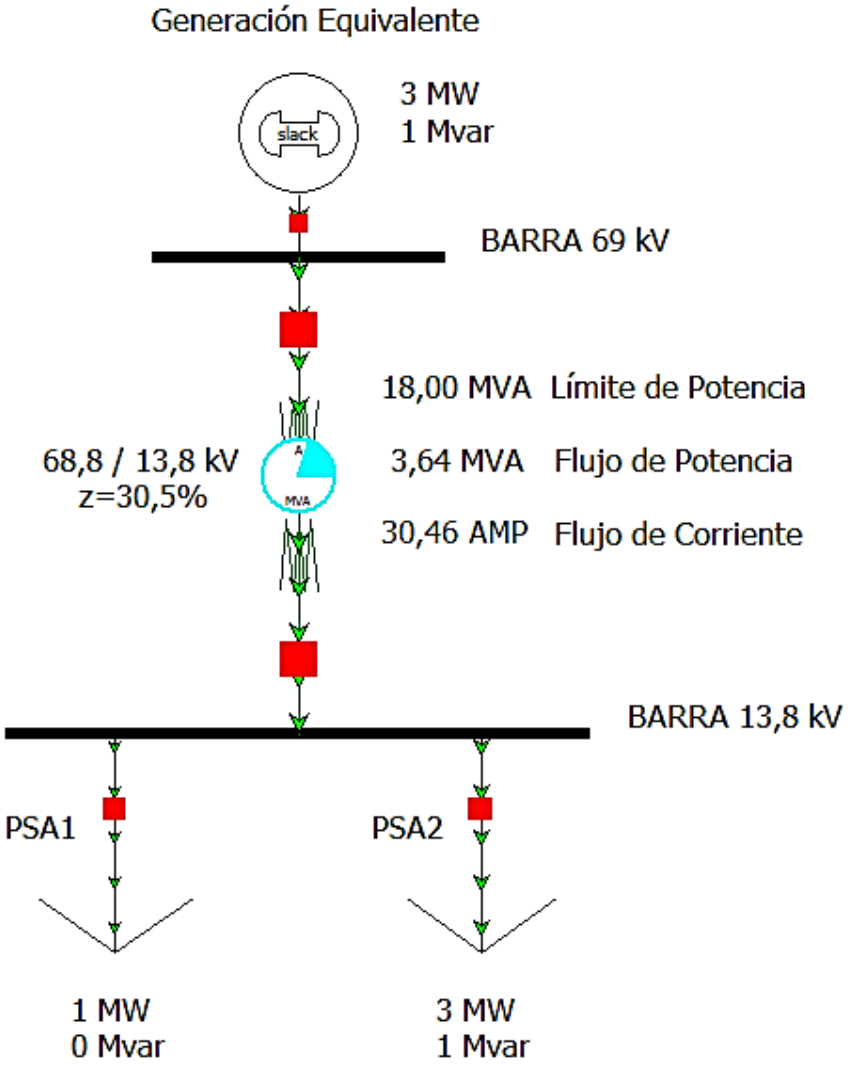


Figura 2.5 Flujo de Carga Máxima.

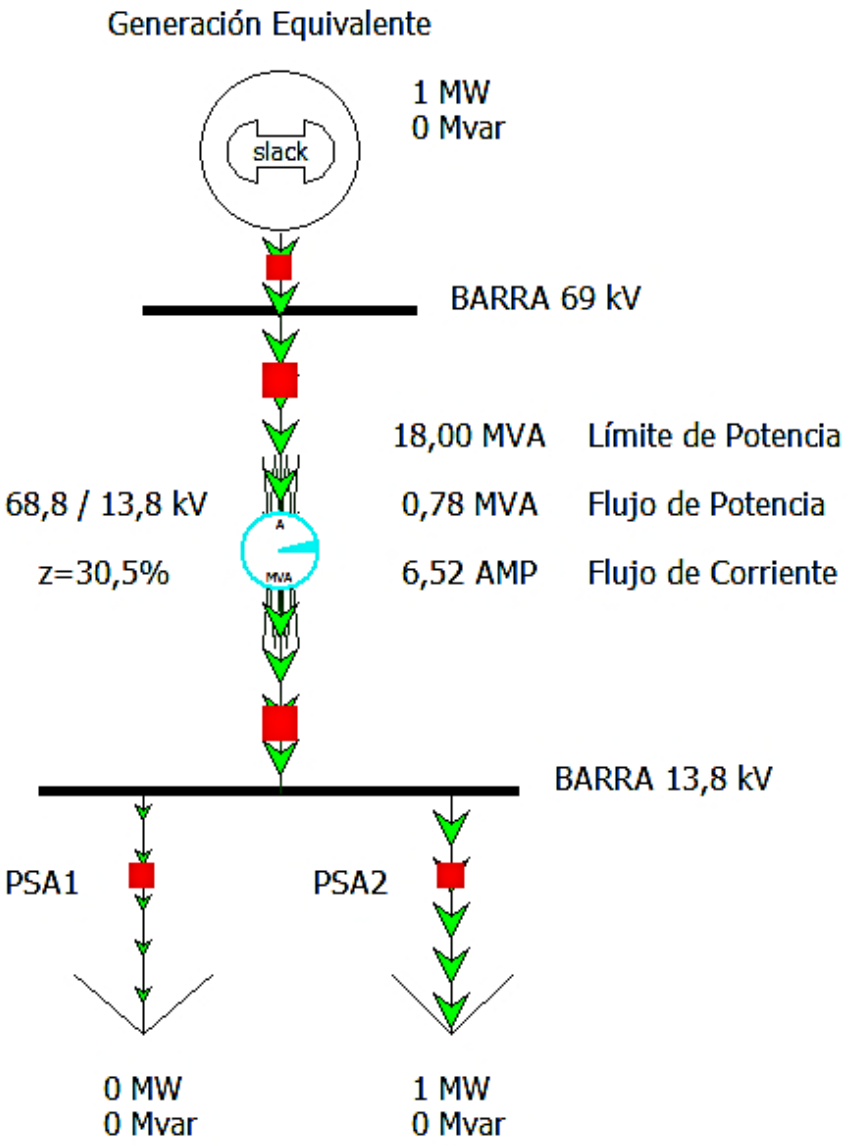


Figura 2.6 Flujo de Carga Mínima.

#### 2.5.1.1 Voltajes en barras.

| No | Nombre | Voltaje nominal(kV) | Voltaje(pu) | Voltaje(kV) | Ángulo |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 Kv | 69 | 1 | 69 | 0° |
| 2 | Barra 13,8 Kv | 13,8 | 0,997 | 13,758 | -0,61° |

Tabla 2.6 Voltaje de Barra para Carga Máxima.

| No | Nombre | Voltaje nominal(kV) | Voltaje(pu) | Voltaje(kV) | Ángulo |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 Kv | 69 | 1 | 69 | 0° |
| 2 | Barra 13,8 Kv | 13,8 | 1 | 13,794 | -0,134° |

Tabla 2.7 Voltaje de Barra para Carga Mínima.

#### 2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de carga.

| Consumo – Carga máxima | | |
|---|---|---|
| **Barra de carga** | **MW** | **MVAR** |
| 13,8 kV | 3,49262 | 0,99292 |

Tabla 2.8 Consumo para Carga Máxima.

| Consumo – Carga mínima | | |
|---|---|---|
| **Barra de carga** | **MW** | **MVAR** |
| 13,8 kV | 0,76454 | 0,14910 |

Tabla 2.9 Consumo para Carga Mínima.

### 2.5.1.3 Factor de Potencia.

| | |
|---|---|
| Carga máxima | 0.96 |
| Carga mínima | 0.98 |

Tabla 2.10 Factor de Potencia de Carga.

### 2.5.1.4 Carga de Transformador.

| **Desde** | **Hasta** | **MW** | **MVAR** | **MVA** | **Límite (MVA)** | **Límite (%)** | **Pérdidas (MW)** | **Pérdidas (MVAR)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Barra 69 kV | Barra 13,8 kV | 3,4931 | 1,0235 | 3,6399 | 18 | 20,2219 | 0 | 0,0404 |

Tabla 2.11 Carga de Transformador para Máxima Generación.

| Desde | Hasta | MW | MVAR | MVA | Límite (MVA) | Límite (%) | Pérdidas (MW) | Pérdidas (MVAR) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Barra 69 kV | Barra 13,8 kV | 0,76465 | 0,15018 | 0,77926 | 18 | 4,3292 | 0 | 0,00185 |

Tabla 2.12 Carga de Transformador en para Mínima Generación.

#### 2.5.1.5 Potencia activa y reactiva recibida del Sistema.

| Potencia en Barra 69 kV para carga máxima | |
|---|---|
| **MW** | **MVAR** |
| 3,49308 | 1,02347 |

Tabla 2.13 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema para Carga Máxima.

| Potencia en Barra 69 kV para carga mínima | |
|---|---|
| **MW** | **MVAR** |
| 0,76465 | 0,15018 |

Tabla 2.14 Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema para Carga Mínima.

## 2.6 Conclusiones del estudio de Flujo.

La alimentadora PSA2 es la que tiene la mayoría de la carga conectada a la subestación. Mientras que la carga conectada alimentadora PSA1 es mucho menor por el momento. Este comportamiento se da tanto para máxima, como para mínima carga.

El transformador de potencia, al que están conectadas las alimentadoras, se encuentra al 20,22% de su capacidad en OA para carga máxima, y al 4,33% para carga mínima.

Para máxima carga conectada a la Subestación Eléctrica, los voltajes son 1,00 pu. en la barra de 69 kV y 0,997 pu. en la barra de 13,8 kV; los cuales se encuentran dentro de los niveles aceptados.

Para mínima carga conectada a la Subestación Eléctrica, los voltajes son 1,00 pu en la barra de 69 kV y 1,00 pu. en la barra de 13,8 kV; los cuales se encuentran dentro de los niveles aceptados.

Por lo tanto no es necesario hacer ninguna regulación del voltaje, por lo que el ajuste del TAP del transformador se mantiene en posición B de 68,8/13,8 kV. Las pérdidas de potencia presentes en este flujo son reactivas, con valores de 0,0404 MVAR para carga máxima, y 0,00185 MVAR para carga mínima.

# CAPITULO 3

## ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

### 3.1. Introducción.

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

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.

- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

La Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizaran con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Los estudios determinaran las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

## 3.2 Alcance de los estudios de Corto Circuito.

Considerando que el Sistema de La Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

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

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica

cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificara que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud pueden superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Es poco frecuente que la corriente de falla monofásica supere en amplitud la corriente generada por una falla trifásica.

## 3.3 Datos del Sistema.

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

### 3.3.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica.

El departamento de Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thevenin en la Barra de Interconexión a 69 KV, de la Subestación de Distribución Puerto Santa Ana tanto para máxima como para mínima

generación. La información ha sido trasladada a la base de 100 MVA y 69 kV y se indica en las siguientes tablas:

#### 3.3.1.1 MVA de Corto Circuito.

| Tipo de Falla | Corriente de Falla p.u. | Ángulo | Corriente de Falla Amperios | MVA de Corto Circuito |
|---|---|---|---|---|
| Trifásica | 6,379 | - 73,8321 | 5338 | 638 |
| Línea-Tierra | 2,959 | - 79,6938 | 2476 | 296 |

Tabla 3.1 Corrientes y MVA de Corto Circuito máxima Generación.

| Tipo de Falla | Corriente de Falla p.u. | Ángulo | Corriente de Falla Amperios | MVA de Corto Circuito |
|---|---|---|---|---|
| Trifásica | 5,420 | -75,3891 | 4535 | 542 |
| Línea-Tierra | 2,804 | -79,9252 | 2346 | 280 |

Tabla 3.2 Corrientes y MVA de Corto Circuito mínima Generación.

#### 3.3.1.2 Impedancias Equivalentes.

| Tipo de Falla | Magnitud p.u. | Ángulo | R + jX [Ohmios] | X/R |
|---|---|---|---|---|
| ZQQ-1 | 0,156763 | 73,83 | 2,0782 + j7,1683 | 3,4492 |
| ZQQ-0 | 0,702841 | 82,30 | 4,4806 + j33,1609 | 7,4009 |

Tabla 3.3 Impedancias Equivalentes máxima Generación.

| Tipo de Falla | Magnitud p.u. | Ángulo | R + jX [Ohmios] | X/R |
|---|---|---|---|---|
| ZQQ-1 | 0,184502 | 75,39 | 2,2158 + j8,5001 | 3,8361 |
| ZQQ-0 | 0,70284 | 82,305 | 4,4806 + j33.1609 | 7,4001 |

Tabla 3.4 Impedancias Equivalentes mínima Generación.

Estas Impedancias se aplicaran para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

### 3.3.2 Datos de Conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga. Los datos de los conductores se muestran en la sección 2.4.2

### 3.3.3 Datos de Transformadores de Fuerza.

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

Los datos del Transformador de Potencia (Fuerza) se especifican en la Tabla 2.1 de la sección 2.4.1.

### 3.3.4 Datos de Motores.

En la actualidad no existen motores instalados en las alimentadoras principales de la Subestación Eléctrica.

## 3.4 Resultado de los Estudios de Corto Circuito.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 3.1. La falla Trifásica a tierra, Línea a tierra, dos Líneas a tierra y Línea a Línea; se aplica a cada barra del sistema.

A continuación se resumen los resultados del estudio de cortocircuito:

### 3.4.1 Caso Base.

En el anexo 2 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las corridas de Corto Circuito del Caso base, usando el software PowerWorld Simulator 15 Evaluation, que se resume a continuación:

### 3.4.2 Corriente de Falla en cada Barra.

En las Tablas 3.5 y 3.6 se muestran las corrientes de Falla Trifásicas en amperios y en p.u. obtenidas en las barras a 69 kV y 13,8 kV respectivamente para máxima y mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 6,399 | 5354,11 | -73,56 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,192 | 9170,24 | -84,25 |

Tabla 3.5 Corrientes de Falla Trifásica a tierra máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 5,423 | 4537,94 | -75,31 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,06 | 8617,9 | -84,43 |

Tabla 3.6 Corrientes de Falla Trifásica a tierra mínima Generación.

En las Tablas 3.7 y 3.8 se muestran las corrientes de Falla de una Línea a Tierra en amperios y en p.u. obtenidas en las barras a 69 kV y 13,8 kV respectivamente para máxima y mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 2,962 | 2478,29 | -79,62 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,465 | 10313,3 | -85,85 |

Tabla 3.7 Corrientes de Falla de una Línea a Tierra máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 2,804 | 2346,4 | -79,92 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,353 | 9844,61 | -85,79 |

Tabla 3.8 Corrientes de Falla de una Línea a Tierra mínima Generación.

En las Tablas 3.9 y 3.10 se muestran las corrientes de Falla de Línea a Línea en amperios y en p.u. obtenidas en las barras a 69 kV y 13,8 kV respectivamente para máxima y mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 5,542 | 4636,8 | -163,56 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 1,898 | 7941,7 | -174,25 |

Tabla 3.9 Corrientes de Falla de Línea a Línea máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 4,697 | 3929,98 | -165,31 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 1,784 | 7463,35 | -174,43 |

Tabla 3.10 Corrientes de Falla de Línea a Línea mínima Generación.

En las Tablas 3.11 y 3.12 se muestran las corrientes de Falla de dos Líneas a Tierra en amperios y en p.u. obtenidas en las barras a 69 kV y 13,8 kV respectivamente para máxima y mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1,923 | 1608,78 | 98,57 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,813 | 11768,6 | 92,10 |

Tabla 3.11 Corrientes de Falla de dos Líneas a Tierra máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Corriente (p.u.) | Corriente (Amp) | Ángulo (Deg) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1,888 | 1579,80 | 98,50 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 2,741 | 11468,4 | 92,39 |

Tabla 3.12 Corrientes de Falla de dos Líneas a Tierra mínima Generación.

Resumiendo el estudio de corto circuito, en la tabla 3.13 mostramos las corrientes de falla correspondientes a cada tipo de falla en cada barra a niveles de 69 y 13,8 kV.

| | 69 kV | | | | 13,8 kV | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Tipo Falla** | Icc MAX | | Icc MIN | | Icc MAX | | Icc MIN | |
| **LLL** | 5354,11 | [A] | 4537,94 | [A] | 9170,24 | [A] | 8617,9 | [A] |
| **LG** | 2478,29 | [A] | 2346,4 | [A] | 10313,3 | [A] | 9844,61 | [A] |
| **LL** | 4636,8 | [A] | 3929,98 | [A] | 7941,7 | [A] | 7463,35 | [A] |
| **LLG** | 1608,78 | [A] | 1579,89 | [A] | 11768,6 | [A] | 11468,4 | [A] |

Tabla 3.13 Corrientes de Falla en cada Barra para cada tipo de Falla.

### 3.4.3 Voltajes de Falla en cada Barra.

Observaremos el comportamiento del sistema cuando es sometido a los diferentes tipos de fallas que estamos analizando. Para ello mostramos los voltajes en p.u. tanto en las Barras de 69 kV como 13,8 kV para máxima y mínima Generación respectivamente. Este análisis se muestra en las siguientes Tablas:

| **Barra No.** | **Nombre Barra** | **Voltaje Fase A** | **Voltaje Fase B** | **Voltaje Fase C** | **Ángulo Fase A** | **Ángulo Fase B** | **Ángulo Fase C** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 3.14 Voltajes para una Falla LLL en Barra 69 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 3.15 Voltajes para una Falla LLL en Barra 69 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,6685 | 0,6685 | 0,6685 | 5,75 | -114,25 | 125,75 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 3.16 Voltajes para una Falla LLL en Barra 13,8 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,62826 | 0,62826 | 0,62826 | 5,57 | -114,43 | 125,57 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 3.17 Voltajes para una Falla LLL en Barra 13,8 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0 | 1,38491 | 1,32241 | 0 | -138,65 | 141,83 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,69179 | 0,94503 | 0,91489 | 2,08 | -112,06 | 111,58 |

Tabla 3.18 Voltajes para una Falla LG en Barra 69 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0 | 1,33893 | 1,28434 | 0 | -137,34 | 140,05 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,65668 | 0,9386 | 0,91284 | 2,27 | -110,59 | 110,93 |

Tabla 3.19 Voltajes para una Falla LG en Barra 69 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,7526 | 0,97011 | 0,91765 | 4,36 | -112,75 | 114,13 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0,96987 | 0,91259 | 0 | -113,33 | 113,62 |

Tabla 3.20 Voltajes para una Falla LG en Barra 13,8 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,7178 | 0,96172 | 0,91253 | 4,25 | -111,85 | 113,09 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0 | 0,96184 | 0,91162 | 0 | -111,97 | 112,98 |

Tabla 3.21 Voltajes para una Falla LG en Barra 13,8 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1,00001 | 0,49999 | 0,49999 | 0 | 180 | 180 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,99693 | 0,49847 | 0,49847 | -0,61 | 179,39 | 179,38 |

Tabla 3.22 Voltajes para una Falla LL en Barra 69 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1 | 0,49999 | 0,49999 | 0 | 180 | 180 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,99954 | 0,49977 | 0,49977 | -0,13 | 179,87 | 179,87 |

Tabla 3.23 Voltajes para una Falla LL en Barra 69 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1 | 0,72607 | 0,80197 | 0 | -127,5 | 134,09 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,99693 | 0,49846 | 0,49846 | -0,61 | 179,39 | 179,39 |

Tabla 3.24 Voltajes para una Falla LL en Barra 13,8 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1 | 0,70228 | 0,77386 | 0 | -129,55 | 135,59 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,99954 | 0,49977 | 0,49977 | -0,13 | 179,87 | 179,87 |

Tabla 3.25 Voltajes para una Falla LL en Barra 13,8 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1,35134 | 0 | 0 | 0,87 | 0 | 0 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,89813 | 0,44907 | 0,44906 | 0,26 | -179,74 | -179,74 |

Tabla 3.26 Voltajes para una Falla LLG en Barra 69 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 1,32707 | 0 | 0 | 0,81 | 0 | 0 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,88431 | 0,44216 | 0,44216 | 0,68 | -179,32 | -179,32 |

Tabla 3.27 Voltajes para una Falla LLG en Barra 69 kV. Mínima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,85969 | 0,70132 | 0,74029 | 2,51 | -121,98 | 131,18 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,85795 | 0 | 0 | 2,1 | 0 | 0 |

Tabla 3.28 Voltajes para una Falla LLG en Barra 13,8 kV. Máxima Generación.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje Fase A | Voltaje Fase B | Voltaje Fase C | Ángulo Fase A | Ángulo Fase B | Ángulo Fase C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 0,83632 | 0,66811 | 0,70386 | 2,48 | -123,11 | 131,96 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 0,83607 | 0 | 0 | 2,39 | 0 | 0 |

Tabla 3.29 Voltajes para una Falla LLG en Barra 13,8 kV. Mínima Generación.

### 3.4.4 Capacidad de Interrupción.

| Barra No. | Nombre Barra | Voltaje [kV] | Corriente de falla max [A] | Capacidad de Interrupción [kA] | Elemento |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Barra 69 kV | 69 | 5354,11 | 40 | Disyuntor SF6 |
| 2 | Barra 13,8 kV | 13,8 | 11768,60 | 12 | Recloser en vacío |

Tabla 3.30 Valores mínimos de Capacidad para los Interruptores.

En la Tabla 3.30 se muestra la máxima corriente de falla en cada barra, así mismo se muestra la corriente de interrupción del interruptor a nivel de 69 kV y 13,8 kV; regidos de acuerdo a las normas ANSI C37.04 [1], ANSI C37.06 [2], ANSI C37.09 [3] y ANSI C37.60 [4] respectivamente.

Si el Interruptor de protección no tiene una capacidad interruptiva adecuada, es un riesgo potencial para la seguridad tanto de las Instalaciones como del personal que labora en ella.

## 3.5 Conclusiones y Recomendaciones.

El presente estudio de Corto Circuito preparado para la Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

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

El estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a Tierra
- Falla de Línea a Tierra
- Falla de Línea a Línea
- Falla de dos Líneas a Tierra

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de las Normas IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. (Standard IEEE Std C37.010-1979 [13], IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993 [14], IEEE Std 241-1990 [15] y IEEE Std 242-1986 [16]).

Las fallas Trifásica a tierra y línea a tierra, dos líneas a tierra y línea a línea; fueron aplicadas a cada barra del sistema, los resultados se muestran en el Anexo 2.

El estudio de Corto Circuito se realizó para un sistema con máxima y mínima carga tanto en la barra a 69 kV como en la barra a 13,8 kV.

Según los resultados obtenidos en el Estudio de Corto Circuito y los valores otorgados por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, se tiene que para una falla suscitada en la barra de 69 kV la corriente producto de una falla trifásica a tierra predomina sobre la corriente de falla de una línea a tierra. Caso contrario, para una falla ocurrida en la barra de 13,8 kV en donde la corriente de falla de una línea a tierra es mayor que la corriente de falla trifásica a tierra.

Por ende, podemos concluir que la magnitud de la corriente de falla depende del tipo de falla o cortocircuito y del lugar donde éste se origine.

La falla trifásica a tierra es la más severa, causa un desabastecimiento de energía en todo el sistema.

Ante una circunstancia de falla se aprecia depresión y elevación de voltaje en las diferentes barras del sistema ocasionando que no se mantenga el límite de regulación de voltaje.

Mediante el estudio de corto circuito se obtienen los valores mínimos de las capacidades de interrupción para los interruptores de la Subestación Eléctrica tanto a nivel de 69 kV como 13,8 kV; comprobando su correcto dimensionamiento, siendo la capacidad de interrupción del interruptor mayor que la corriente de falla.

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiado en la siguiente parte de este trabajo relacionado con la coordinación de las protecciones.

# CAPITULO 4

# PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

## 4.1 Introducción.

Actualmente, los relés digitales han llegado a alcanzar una gran funcionalidad, reduciendo considerablemente costos y mejorando la calidad de servicio y productividad del personal e incrementar la eficiencia y confiabilidad del sistema.

El objetivo de este capítulo es realizar el ajuste del *T60 Transformer Management Relay*, un relé digital perteneciente a la General Electric PowerMagnament para la protección diferencial del Transformador de Potencia de 18/24 MVA marca SIEMENS de la Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana.

La protección diferencial basada en la comparación de la corriente en ambos lados del transformador. En la Figura 4.1 se muestra la conexión de un relé diferencial utilizado como protección en transformador monofásico. Para un transformador trifásico cada fase se trata individualmente de la misma forma que en la Figura 4.1.

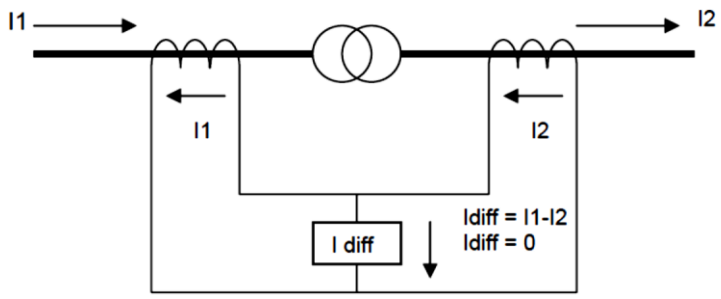


Figura 4.1 Protección Diferencial de Un Transformador.

La principal operación de la protección diferencial es la comparación del vector de corriente en ambos lados del transformador. En una situación normal, y sin considerar posibles errores o desplazamientos de fase, la magnitud y fase de la corriente en ambos lados del transformador debería

tener el mismo valor. Una diferencia entre ambas puede indicar la presencia de una falla interna.

Pero incluso en una situación sin falla, el vector de corriente en ambos lados del transformador no presentará el mismo valor, esto es causado por:

- Transformadores con derivaciones
- Corriente de magnetización
- Inexactitud de los Transformadores de Corriente (TC's)
- Saturación de los Transformadores de Corriente (TC's)

En relés numéricos, problemas como el desajuste entre los transformadores de corriente utilizados para reducir la corriente antes de ser comparada, puede ser solucionado matemáticamente. También la compensación de la magnitud, debido a la relación del transformador, y la compensación por desplazamiento de fase, pueden ser realizadas matemáticamente en el software del relé.

La corriente de magnetización se presenta en el primer devanado del transformador pero no en el secundario, produciendo una diferencia de corriente entre ambos. Un valor aproximado es el 5% (o menor) de la

corriente nominal. Este valor permanece constante aun cuando el valor de la corriente a través del transformador se incrementa.

Otro error es el producido por la inexactitud de los transformadores de corriente.

En el caso de transformadores con cambio de tomas para modificar el voltaje, otro error deberá ser considerado. Como ejemplo, un cambio de tomas con un rango del 10% producirá un error del 10% para una corriente con valor nominal. Si la corriente aumenta, el error aumentará linealmente.

En la Tabla 4.1 se muestran las restricciones que se toman en cuenta para este tipo de protección:

| **Restricciones** | **Porcentaje** | **Norma** |
|---|---|---|
| Derivaciones (Tap) | 10% | IEC 60044 [7] |
| Corriente de Magnetización (Inrush) | 5% | ANSI C57.110 [8] |
| Error de los TC's | 10% | ANSI C57.13 [17] |
| Mismatch | 3,67% | Blackburn [11] |
| **Total** | **23,67%** | |

Tabla 4.1 Características de disparo de la Protección Diferencial.

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

De manera general la curva característica de operación es la mostrada en la figura 4.2 a continuación.

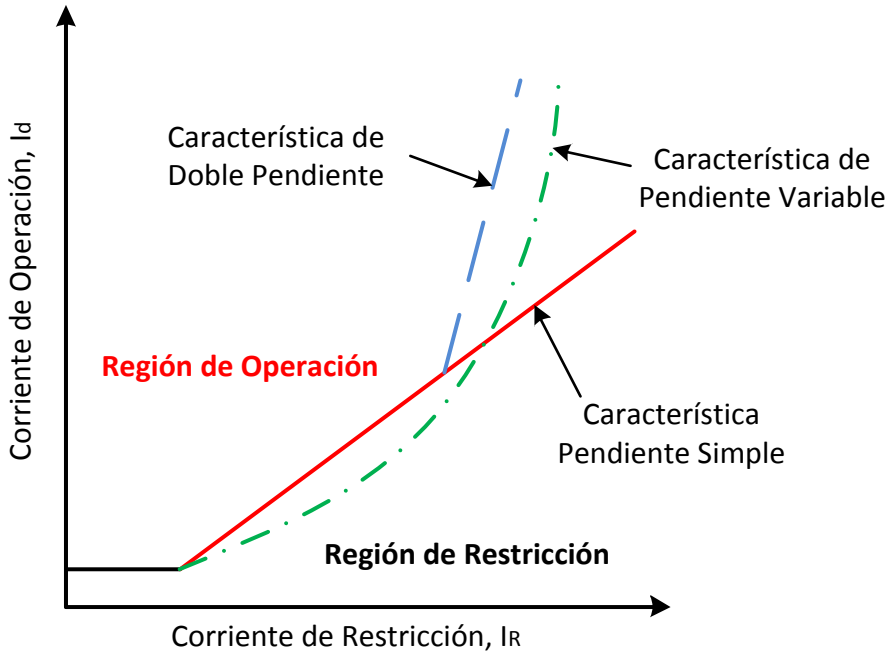


Figura 4.2 Curva de operación de un relé diferencial.

FUENTE: IEEE Guide for Protecting Power Transformers C37.91-2008 [6] pág.19

## 4.2 Esquema de Protecciones.

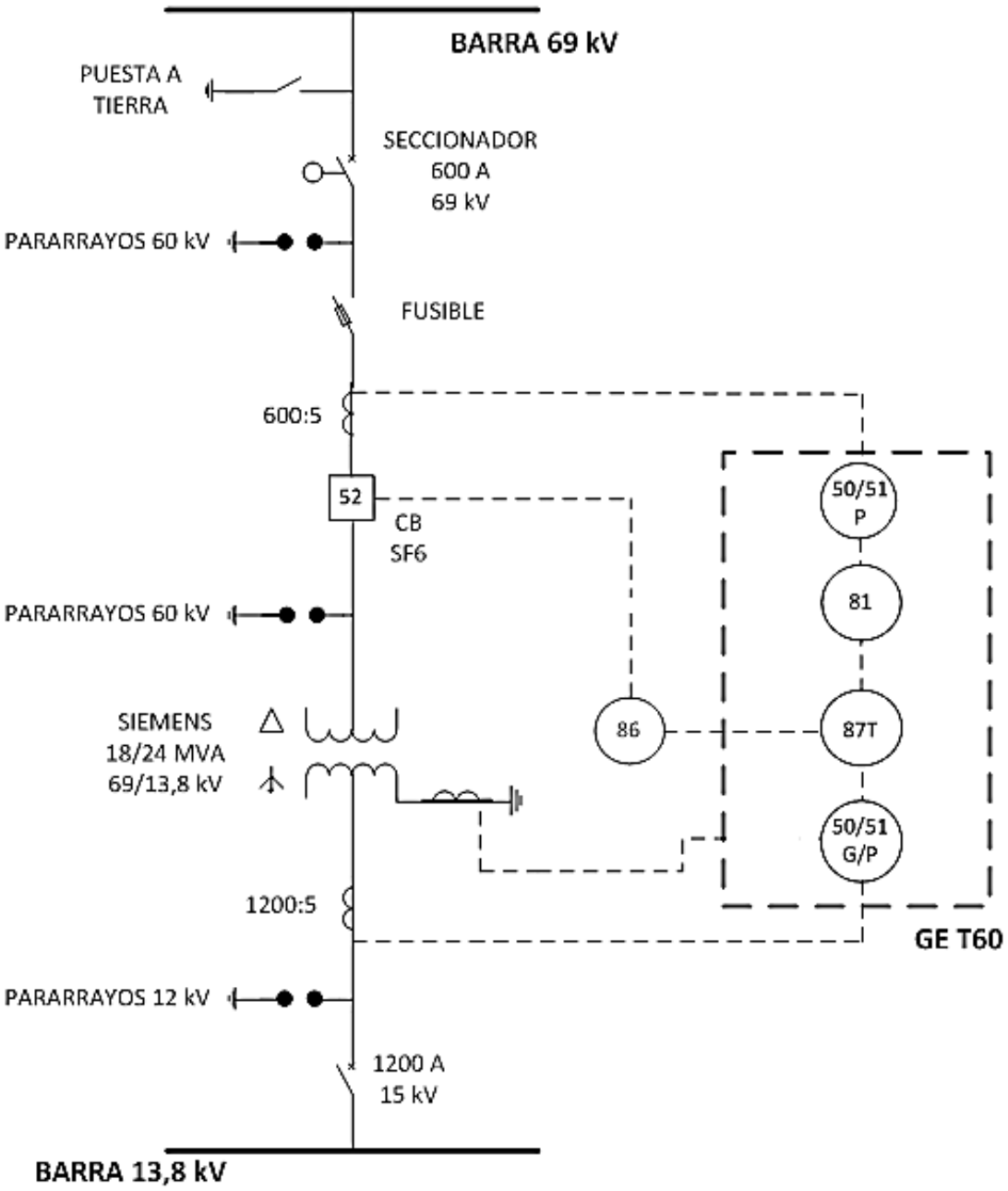


Figura 4.3 Esquema de Protección del Transformador de Potencia.

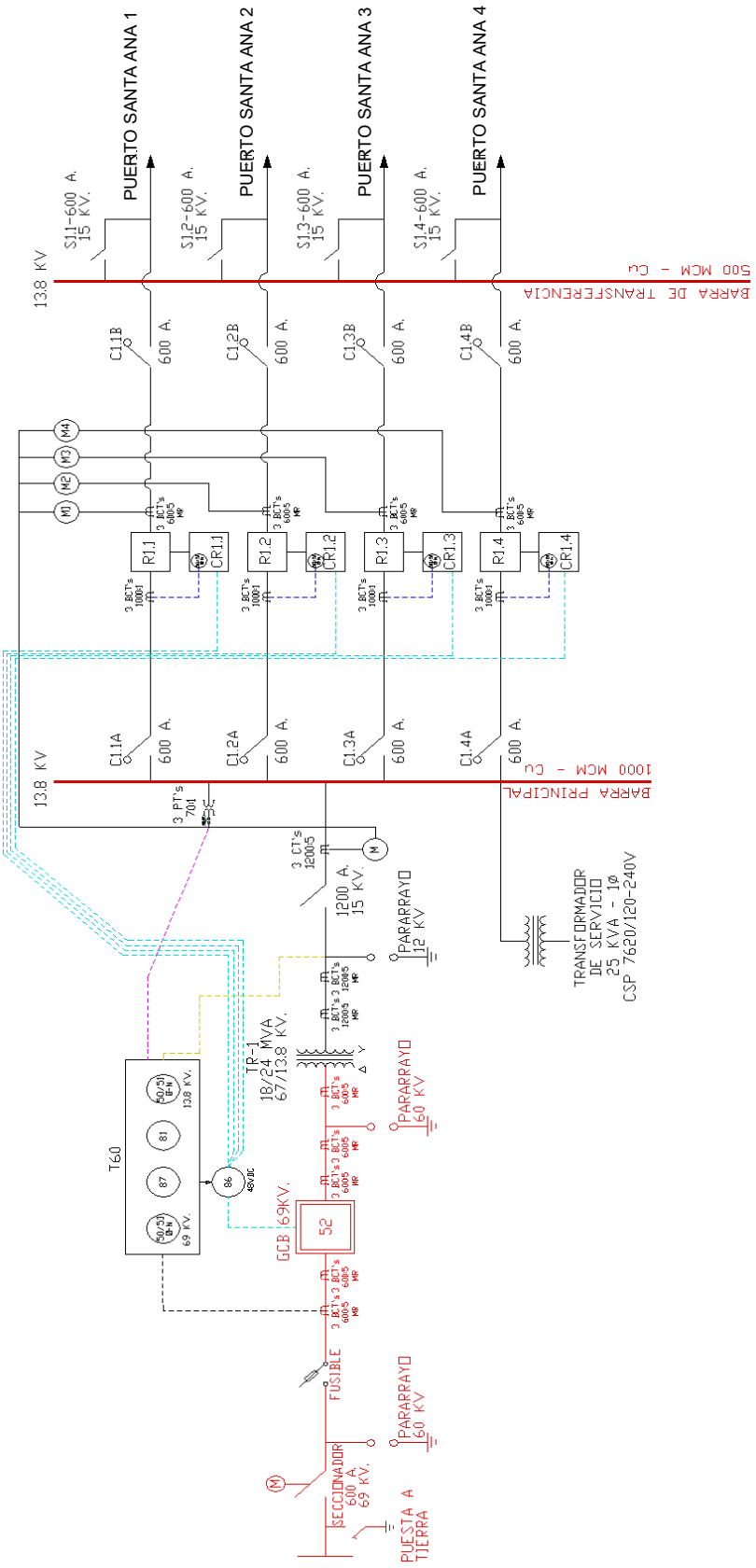


Figura 4.4 Esquema de Protecciones de la Subestación de Distribución.

## 4.3 Protección del Transformador de Potencia.

### 4.3.1 Protección Diferencial (87T).

#### 4.3.1.1 Curva de Daño del Transformador.

El Transformador de Potencia de la Subestación Eléctrica de Distribución "Puerto Santa Ana" marca SIEMENS de 18/24 MVA 67/13,8 kV, fue construido bajo la Norma ANSI C.57.12 [9], dentro de la cual se lo identifica como de Categoría III.

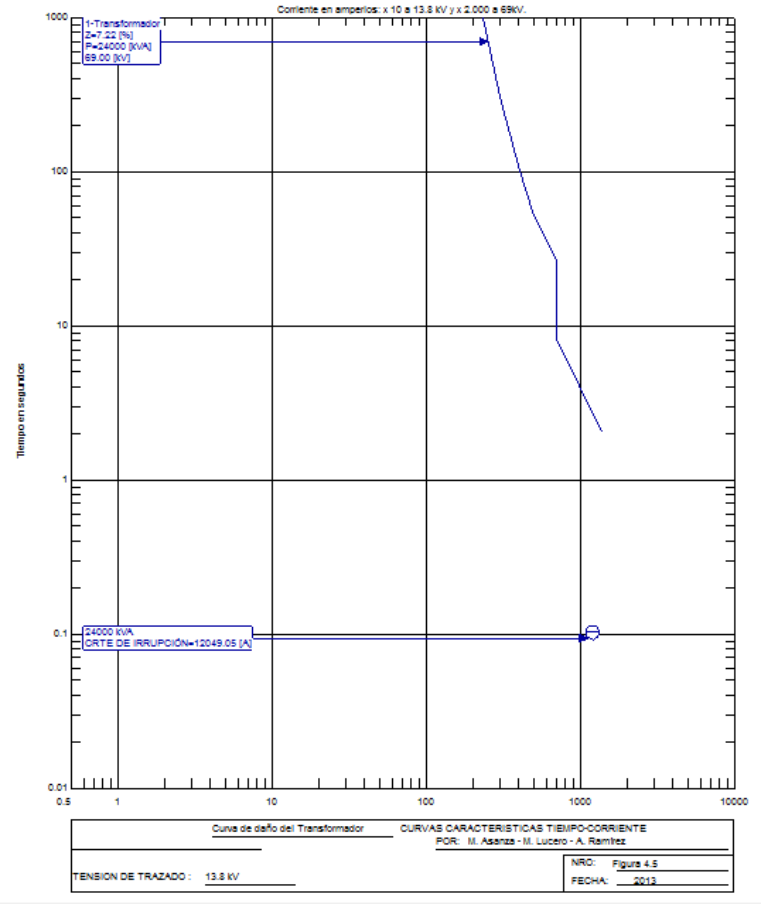


Figura 4.5 Curva de daño del Transformador SIEMENS 18/24MVA.

Con el fin de proteger el Transformador, las coordinaciones de las protecciones se ubicarán a la izquierda de esta curva.

#### 4.3.1.2 Equipo de Protección del Transformador.

La protección del Transformador de Potencia se la realiza utilizando el relé T60 Transformer Management Relay perteneciente a General Electric Industrial System, el cual es un relé digital orientado para la Administración y Protección de Transformadores.

Las funciones principales del Relé aplicables para la protección son las siguientes:

- Protección diferencial Porcentual (87T)
- Sobrecorriente de tiempo inverso (51)
- Sobrecorriente Instantáneo (50)
- Inhibición durante la energización (2° Armónico)
- Diferencial Instantánea (50/87)
- Protección de sobrecorriente direccional (67)
- Protección de Tensión (59)
- Protección contra Frecuencia anormal (81): Sobrefrecuencia (81O) y Baja frecuencia (81U)

Para nuestro caso sólo analizaremos la protección diferencial porcentual, sobrecorriente de tiempo inverso y sobrecorriente instantánea y de frecuencia.

El T60 Transformer Management Relay, es un relé trifásico para múltiples devanados destinado a la protección principal y de respaldo de transformadores de cualquier tamaño. La compensación del ángulo de fase para cualquier configuración de devanados del transformador es automática.

El elemento diferencial porcentual del T60 está basado en una característica de punto de quiebre dual configurable. El propósito de esta característica preajustada es el de definir la velocidad de la corriente diferencial de restricción para las corrientes de los devanados del transformador durante las diferentes condiciones de carga y que pueda distinguir entre fallas dentro y fuera de la zona de protección.

El T60 Transformer Management Relay, posee una característica muy particular. Ya que posee un nivel de recepción y restricción de armónicas de 2do y 5to orden de 1,0 a 40,0% en pasos de 0,1. Generalmente estas componentes se dan en el Inrush del Transformador, su funcionamiento puede ajustarse como tradicional o adaptativo; este último utiliza la relación del ángulo de fase entre el segundo armónico y la frecuencia fundamental

además de la relación entre sus magnitudes, y ajusta la característica de bloqueo u operación del detector de afluencia con mayor eficacia, maximizando el funcionamiento durante fallas internas y garantizando la seguridad en condiciones de afluencia incluso en el caso de un 2do armónico débil.

En la figura 4.6 se muestra la curva característica de funcionamiento de la Protección Diferencial Porcentual de T60.

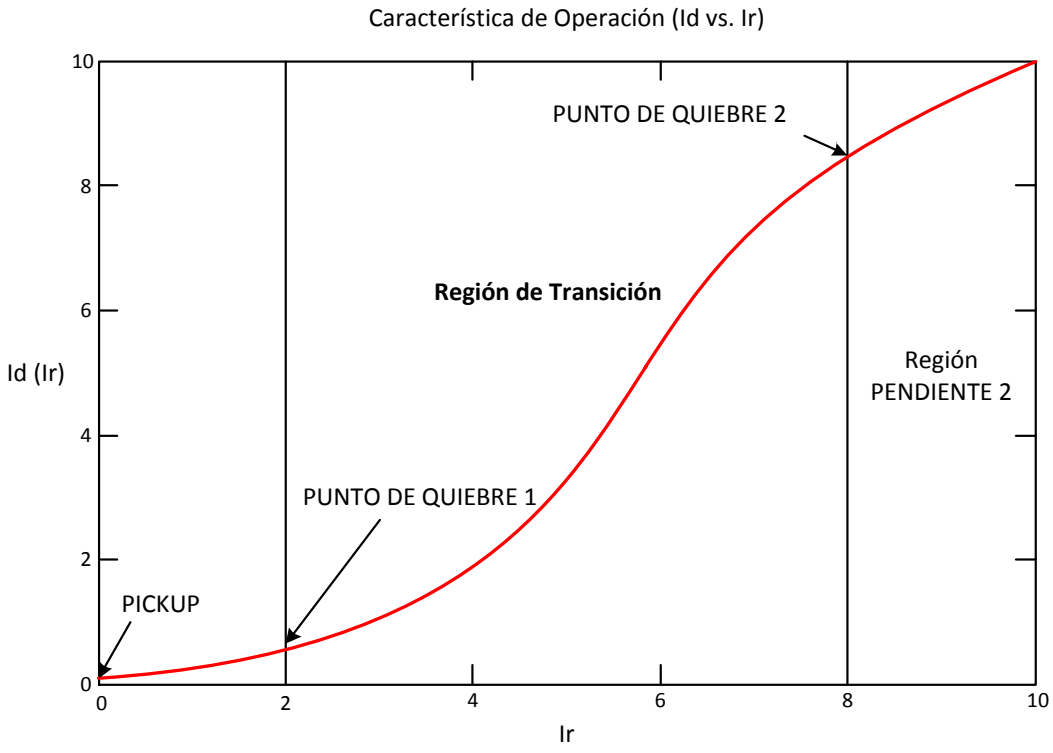


Figura 4.6 Curva característica de la Protección Diferencial Porcentual del T60

La selección de la pendiente y los ajustes para la protección diferencial dependen del análisis de los errores de ángulo, errores de los instrumentos de medición, operaciones en el transformador como cambios de TAPs o funcionamiento en vacío, tal como se menciona en la tabla 4.1; factores que serán analizados a continuación para el ajuste de la protección 87T del relé T60 de la subestación Puerto Santa Ana.

En el anexo 3.a se muestra el Diagrama Funcional de Bloques del Relé T60.

#### 4.3.1.3 Ajuste del T60 Transformer Management Relay [5].

La protección diferencial de transformador utiliza las siguientes cantidades calculadas (por fase): Fasores de corriente diferencial fundamental, de 2do armónico, y de 5to armónico, y fasores de restricción de corriente. Esta información se extrae de los transformadores de corriente (TCs) conectados al relé por medio de la corrección de relaciones entre magnitud y fase de corriente para cada devanado, como para obtener una corriente diferencial de cero (o cercana a cero) bajo condiciones normales de operación.

El T60 simplifica estos temas de configuración. Todos los transformadores de TCs son conectados en estrella. Los ajustes ingresados al relé por el usuario caracterizan al transformador a proteger y permiten al relé ejecutar

automáticamente todas las magnitudes necesarias, ángulo de fase y compensación de secuencia cero.

**Datos del Transformador.**

| | | |
|---|---|---|
| MVA: | 24 MVA | |
| Voltaje Nominal: | 69000/13800 Voltios | |
| Conexión: | Delta-Estrella aterrizado | |
| Transformadores de Corriente: | TC-prim: 600:5 | TC-sec: 1200:5 |

**Cálculo para las configuraciones del T60**

A continuación se muestra los cálculos empleados por el T60 para el ajuste de la protección diferencial.

**Compensación de magnitud**

El T60 corrige automáticamente para errores de compensación del TC. Todas las corrientes son magnitudes compensadas para estar en unidades de los TCs de un devanado antes de que se realicen los cálculos de las cantidades de la diferencial y de restricción.

- **Corrientes Nominales para cada devanado.**

Corrientes nominales en cada lado del Transformador de Potencia en condiciones normales de carga máxima:

$$I_{n\ 69kV} = \frac{24000\ KVA}{\sqrt{3} \cdot 69\ KV} = 200{,}8175\ [A] \quad (4.1)$$

En la expresión (4.1) se tiene la corriente nominal del lado de Alta Tensión del Transformador o devanado 1.

$$I_{n\ 13{,}8kV} = \frac{24000\ KVA}{\sqrt{3} \cdot 13{,}8\ KV} = 1004{,}0874\ [A] \quad (4.2)$$

En la expresión (4.2) se tiene la corriente nominal del lado de Baja Tensión del Transformador o devanado 2.

- **Margen del TC.**

El Margen del TC es un criterio para seleccionar el devanado de referencia, que es el devanado que tiene el menor margen de corriente primaria del TC con respecto a la corriente nominal del devanado, lo cual significa que los TCs en el devanado de referencia probablemente empezara a saturarse antes de que los que aquellos en otros devanados con pesado flujo de corriente. Las características de los TC del devanado de referencia determinan como debe ser ajustada la característica de operación del elemento de porcentaje diferencial. Se debe seleccionar como referencia el devanado que tenga menor grado.

Para calcular el margen de CT ($I_{margen}$) para cada devanado, se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{margen}[d] = \frac{TC_{primario}[d]}{I_{nominal}[d]} \quad (4.3)$$

Donde,

$I_{margen}$ = Margen de CT

$[d]$ = Devanados del Transformador de Potencia; d=1, 2, …, $D_{total}$

Entonces,

$$I_{Margen}[1] = \frac{600}{200{,}8174} = 2{,}0977 \quad (4.4)$$

$$I_{Margen}[2] = \frac{1200}{1004{,}0874} = 1{,}1951 \quad (4.5)$$

En virtud de lo anterior por el valor obtenido en la ecuación 4.5 seleccionamos el devanado 2 como devanado de referencia [$D_{ref} = 2$]

- **Factores de Compensación de Magnitud.**

Los factores de compensación de magnitud (M) son los valores en escala por lo cual cada corriente de devanado se multiplica para referirla al devanado referencial. El T60 calcula los factores de compensación de magnitud para cada devanado de la siguiente manera:

$$M[d] = \frac{I_p[d] \cdot V_n[d]}{I_p[D_{ref}] \cdot V_n[D_{ref}]} \quad (4.6)$$

Donde,

$M$ = Factor de compensación de magnitud

$I_p$ = Corriente primaria del TC

$V_n$ = Voltaje nominal del Transformador de Potencia

$d$ = Devanados del Transformador de Potencia; d=1, 2, …, $D_{total}$

$D_{ref}$ = Devanado de referencia del Transformador de potencia

Entonces:

$$M[1] = \frac{600 \times 69}{1200 \times 13{,}8} = 2{,}5 \quad (4.7)$$

$$M[2] = \frac{1200 \times 13{,}8}{1200 \times 13{,}8} = 1 \quad (4.8)$$

**Compensación de fase y secuencia cero**

El T60 ejecuta esa compensación de ángulo de fase y remoción de la secuencia cero automáticamente, basado en los ajustes ingresados para el transformador. Todos los TCs se encuentran conectados en estrella. Todas las corrientes son compensadas internamente antes del cálculo de las cantidades diferenciales y de restricción.

- **Error en los TCs.**

Según los datos de placa del Transformador, los TCs de protección utilizados son de Clase C-400.

El error de los TCs depende de la clase de precisión, la cual define las condiciones que un transformador de corriente debe cumplir cuando funciona conectado a relés de corriente, a fin de que desempeñe con seguridad sus funciones de protección.

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

Según la Norma ANSI C57.13 [13] un transformador de Corriente de clase "C", indica que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria (5 x 20 **=**100 A), soportando un voltaje de hasta 400 V en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

Para este caso se asume que los TCs van a tener un error máximo del 10% es el valor de precisión que nos da el TC.

$$Error\ CT[1] = 0{,}1 \times 200{,}8174 = 20{,}0817\ [A] \quad (4.9)$$

$$Error\ CT[2] = 0{,}1 \times 1004{,}0875 = 100{,}4086[A] \quad (4.10)$$

A partir de estas ecuaciones, según recomendaciones del fabricante debemos colocar la corriente diferencial estar entre valores de 0,05 pu a 1,00 pu, por lo que en el lado de alta tensión (69 KV) se suma el porcentaje del error respectivo y en el lado de baja tensión (13,8 KV) se resta, esto se realiza para así compensar las corrientes; lo cual las corrientes nominales en cada lado del transformador serían:

$$I'_{n\ 69kV} = 220{,}8993\ [A] \quad (4.11)$$

$$I'_{n\ 13{,}8kV} = 903{,}6787\ [A] \quad (4.12)$$

- **Corrientes que ve el Relé T60.**

Estas corrientes son las que circulan por el Relé, y corresponde a la corriente del secundario de los Transformadores de Corriente, ya compensadas:

$$I'_{\text{sec}\ 69kV} = 220{,}8992 \times \frac{5}{600} \times M[1] = 4{,}6021\ [A] \quad (4.13)$$

$$I'_{\text{sec}\ 13{,}8kV} = 903{,}6787 \times \frac{5}{1200} \times M[2] = 3{,}7653\ [A] \quad (4.14)$$

Dividiendo los resultados obtenidos en 4.13 y 4.14 para la corriente base que es 5 [A], se obtiene los valores de corriente en el relé en p.u.

$$I'_{\text{sec } 69kV} = 0{,}9204\ p.u. \tag{4.15}$$

$$I'_{\text{sec } 13{,}8kV} = 0{,}7531\ p.u. \tag{4.16}$$

- **Corriente Diferencial.**

La corriente Diferencial se la obtiene de la diferencia entre las corrientes de los secundarios de los TCs del lado del primario del transformador y de los TCs del lado segundario del mismo.

La corriente diferencial está dada por la siguiente expresión:

$$I_{dif} = \left|I'_{\text{sec } 69kV} - I'_{\text{sec } 13{,}8kV}\right| \tag{4.17}$$

Entonces,

$$I_{dif} = |4{,}6021 - 3{,}7653|$$

$$I_{dif} = 0{,}8368\ [A] \tag{4.18}$$

De 4.18 tenemos en p.u.

$$I_{dif} = 0{,}1674 \tag{4.19}$$

- **Corriente de restricción.**

La corriente de restricción está dada por el valor máximo entre las corrientes secundarias nominales de los Transformadores de Corriente.

$$I_{rest} = MAX\ (I'_{\text{sec } 69kV}, I'_{\text{sec } 13,8kV})$$

Entonces

$$I_{rest} = MAX\ (4{,}6021\ ;\ 3{,}7653)$$

$$I_{rest} = 4{,}6021\ \text{[A]} \tag{4.20}$$

$$I_{rest} = 0{,}9204\ p.u. \tag{4.21}$$

- **Pendiente 1.**

Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas. El ajuste debe ser lo suficientemente alto, sin embargo, para manejar errores de saturación del TC durante saturación bajo corrientes de pequeña magnitud pero significativas y componentes DC de larga duración (tales como fallas distantes externas cercanas a generadores).

La pendiente 1 está dada por la relación entre los valores en p.u. obtenidos en 4.19 y 4.21; más un margen adicional del 5%. Se define a continuación:

$$Pendiente\ 1 = \frac{I_{dif}}{I_{rest}} + margen\ adicional$$

$$Pendiente\ 1 = \frac{0{,}1674}{0{,}9204} + 5\%$$

$$Pendiente\ 1 = 23{,}18\ \% \tag{4.22}$$

La Pendiente 1 está comprendida en un rango de 15 a 100% en pasos de 1.

- **Mínimo *Pick-up.***

Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para operación. Se escoge, basado en la cantidad de corriente diferencial que pudiera ser apreciada bajo condiciones normales de operación.

Generalmente se recomienda un ajuste de 0.1 a 0.3 (el valor por defecto de fábrica es de 0.1 pu).El mínimo pick-up está dado por la siguiente expresión:

$$Pick - up = I_{dif} + TAP \tag{4.23}$$

Donde,

$Pick - up$ = Corriente mínima de puesta en trabajo al relé

$I_{dif}$ = Corriente diferencial que censa el relé

$TAP$ = Porcentaje de error dado por las derivaciones del Transformador. Generalmente se asume el 10%

Remplazando los valores en la expresión 4.23, obtenemos:

$$Pick - up = 0{,}2674 \tag{4.24}$$

El valor del pick-up debe estar entre los valores de 0,2 p.u. y 0.25 p.u. por lo tanto el pick-up sería:

$$Pick - up \approx 0.25 \tag{4.25}$$

Adicional a estos cálculos se debe ajustar los puntos de quiebre o de ruptura de la característica diferencial.

Los ajustes para el punto de quiebre 1 y punto de quiebre 2 dependen muchísimo en la capacidad de los TC's para transformar correctamente corrientes primarias a secundarias durante fallas externas.

- ***Punto de Quiebre 1.***

El ajuste del punto de quiebre 1 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual. El último puede ser tan alto como 80% del flujo nominal. Se recomienda un valor de 2 p.u.

$$Punto\ de\ Quiebre\ 1 = 2\ p.u. \tag{4.26}$$

El punto de quiebre 1 está comprendido en un rango de 1.0 a 2.0 p.u. en pasos de 0,001.

- ***Punto de Quiebre 2.***

El ajuste ruptura 2 debe ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por sí sólo. Debido a esto se recomienda un valor para el punto de quiebre 2 de 8.0 p.u.

En otras palabras, los puntos de quiebre son puntos de restricción de operación para el T60, los cuales limitan su funcionamiento ante una falla, es decir, el punto de quiebre 1 garantiza que el relé diferencial opere siempre y cuando vea una falla interna, dentro de la zona de protección del relé; en cambio el punto de quiebre 2 limita al relé a operar ante una falla externa, garantizando con ello que opere la protección externa al Transformador.

- **Pendiente 2.**

El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial. El ajuste pendiente 2 debe ser colocado en un valor alto para atender el peor caso donde un set de TCs se satura pero el otro set no lo hace. En tal caso la relación entre la corriente diferencial y la corriente de restricción puede ser tan alta como 95 a 98%.

Entonces,

$$Pendiente\ 2 = 98\% \tag{4.27}$$

La Pendiente 2 está comprendida en un rango de 50 a 100% en pasos de 1.

- **Resumen del ajuste del T60.**

En la Tabla 4.2 se muestra el resumen del ajuste realizado al Relé General Electric T60.

| **CONFIGURACIÓN DEL TRANSFORMADOR** | | |
|---|---|---|
| | **ALTA TENSIÓN** | **BAJA TENSIÓN** |
| MVA | 24 | |
| Voltaje Nominal (kV) | 69 | 13,8 |
| Conexión | Delta | Estrella (aterrizado) |
| Ángulo de desfasamiento | 0 | -30° |
| **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE** | | |
| Primario del CT [A] | 600 | 1200 |
| Secundario del CT [A] | 5 | 5 |
| I nominal del primario [A] | 200,8175 | 1004,0874 |
| I nominal del secundario [A] | 4,6021 | 3,7653 |
| **AJUSTE** | | |
| Mínimo pick-up | 0,25 p.u. | |
| Pendiente 1 | 23% | |
| Punto de quiebre 1 | 2 p.u. | |
| Punto de quiebre 2 | 8 p.u. | |
| Pendiente 2 | 98% | |

Tabla 4.2 Resumen de Ajuste del T60.

Haciendo uso de un simulador obtenido de la página web de GE Multilin [18] denominado "*t60diffsimulator.xls*" [19] realizamos una prueba de inyección de corriente a un test para corriente diferencial Cero. Los resultados se presentan en el Anexo 3.c.

## 4.4 Protección de Sobrecorriente.

Están disponibles funciones de Sobrecorriente Temporizada e Instantánea para corrientes de fase, tierra y neutro. El equipo incorpora una variedad de curvas de tiempo incluyendo tres IEEE, cuatro IEC, cuatro GE IAC, $I^2t$, tiempo definido y cuatro curvas programables por el usuario. Esto permite simplificar la coordinación con dispositivos agua abajo.

En la tabla 4.4 se muestran los tipos de curvas estándar de Sobrecorriente que dispone el T60.

| **Tipos de Curva de Sobrecorriente** | | | |
|---|---|---|---|
| **IEEE** | **IEC** | **GE Tipo IAC** | **OTRAS** |
| IEEE Extremadamente Inversa | IEC Curva A (BS142) | IAC Extremadamente Inversa | $I^2t$ |
| IEEE Muy Inversa | IEC Curva B (BS142) | IAC Muy Inversa | FlexCurves. A, B, C, y D |
| IEEE Moderadamente Inversa | IEC Curva C (BS142) | IAC Inversa | Curvas de reconectador |
| | IEC Corta Inversa | IAC Corta Inversa | Tiempo definido |

Tabla 4.3 Tipos de Curva de Sobrecorriente

Se encuentran disponibles dos métodos para realizar esta operación de reinicio: «Instantaneous» (instantáneo) y «Timed» (temporizado).

### 4.4.1 Protección de Sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51P).

El ajuste del dial multiplicador de tiempo permite la selección de un múltiplo de la curva base (cuyo multiplicador = 1) con el ajuste del tipo de curva (**CURVE**).

Los cálculos de tiempo del temporizado de sobrecorriente son realizados con una de memoria interna para «capacidad de energía» variable. Cuando esta variable indica que la capacidad de energía ha alcanzado 100%, operará un elemento de sobrecorriente temporizado. Si se acumula menos de 100% de la capacidad de energía en esta variable y la corriente cae por debajo del límite de reposición de 97 a 98% del valor de arranque, la variable debe ser reducida.

La selección «Timed» puede ser utilizada donde el relé debe ser coordinado con relés electromecánicos. Con este ajuste, la capacidad de energía variable se disminuye de acuerdo a la ecuación provista.

### 4.4.2 Protección de Sobrecorriente instantáneo de fase (50P).

El elemento de sobrecorriente instantáneo de fase puede ser usado como elemento instantáneo sin retardo intencional o como elemento de tiempo definido. La corriente de entrada es la magnitud del fasor fundamental.

La selección «Instantaneous» se utiliza para aplicaciones con otros relés, tal como la mayoría de los relés estáticos, los cuales ajustan la capacidad de energía directamente a Cero cuando la corriente cae por debajo del límite de reinicio.

### 4.4.3 Protección de Sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N).

El elemento sobrecorriente temporizado de neutro puede proporcionar una característica deseada temporizada versus la corriente aplicada o ser usada como un elemento simple de tiempo definido. El valor de entrada de corriente de neutro calculada como $3I_0$ de las corrientes de y pueden ser programadas como la magnitud del fasor fundamental o forma de onda total RMS como se requiera para la aplicación.

Se encuentran disponibles dos métodos de reinicio de la operación: «Timed» (temporizado) «Instantaneous» (instantáneo); refiérase a la sección *Características de la curva inversa* para detalles en el ajuste de las curvas, tiempos de disparo y reinicio de operación. Cuando el elemento es bloqueado, el acumulador de tiempo será reiniciado de acuerdo a la característica de reinicio. Por ejemplo, si la característica de reinicio del elemento se ajusta a «Instantaneous» y el elemento es bloqueado, el acumulador de tiempo será borrado inmediatamente.

La protección de sobrecorriente será empleada en el capítulo 6 para la coordinación de la protección de la subestación de distribución.

### 4.4.4 Protección de corrientes desbalanceadas (46).

El T60 Transformer Management Relay no brinda protección de corrientes desbalanceadas (46).

## 4.5 Características del Relé de Frecuencia (81).

El T60 incorpora cuatro elementos de máxima frecuencia (81O) y seis de mínima frecuencia (81U) para protección de alta frecuencia y rechazo de cargas.

Es punto de estabilidad de frecuencia de un sistema de potencia es un cierto indicador del balance existente entre la potencia generada y la carga. Cada vez que se rompe este balance a través de la perdida de una unidad de generación importante o el aislamiento de parte del sistema del resto del mismo, el efecto será una reducción en frecuencia. Si los sistemas de control de los generadores del sistema no responden con suficiente rapidez, el sistema puede colapsar. Un método confiable para restaurar rápidamente el balance entre carga y generación es desconectar automáticamente cargas seleccionadas con anterioridad, basado en el sistema de frecuencia actual.

Esta técnica, llamada «rechazo de carga», mantiene la integridad del sistema y minimiza grandes apagones. Después de que la frecuencia regresa a su valor normal, la carga puede ser recuperada manual o automáticamente.

### 4.5.1 Baja Frecuencia.

El ajuste **UNDERFREQ 1 SOURCE** se utiliza para escoger la fuente de la cual se medirá la señal. El elemento primero verifica que se encuentre disponible una fase de voltaje de la fuente escogida. Si el voltaje no está disponible, el elemento trata de usar una fase de corriente. Si ninguno de los voltajes ni corrientes, el elemento no operar, y no medirá un parámetro que se encuentre por encima del ajuste mínimo de voltaje/corriente.

El ajuste **UNDERFREQ 1 MIN VOLT/AMP** se utiliza para escoger el nivel mínimo por unidad de voltaje o corriente requerido para permitir la operación del elemento de baja frecuencia. Este límite se utiliza para prevenir la operación incorrecta debido a que no hay señal que medir.

El ajuste **UNDERFREQ 1 PICKUP** se utiliza para seleccionar el nivel al cual el arranque del elemento de baja frecuencia. Por ejemplo, si la frecuencia del sistema es 60 Hz y el rechazo de carga se requiere a los 59.5 Hz, el ajuste será 59.50 Hz.

### 4.5.2 Sobrefrecuencia.

El cálculo de la frecuencia para una determinada fuente se realiza en la entrada de una canal de corriente o voltaje, dependiendo en cual se encuentra disponible. La búsqueda de la señal en los canales se realiza en el siguiente orden: canal de voltaje A, canal de voltaje auxiliar, canal de corriente A, canal de corriente de tierra. La primera señal disponible se utiliza para el cálculo de la frecuencia.

El ajuste **OVERFREQ 1 SOURCE** se utiliza para escoger la fuente para medición de la señal.

El ajuste **OVERFREQ 1 PICKUP** selecciona el nivel de arranque del elemento de sobre frecuencia.

## 4.6 Ajuste de la función 81.

Las variaciones de frecuencia se producen por conexión o desconexión de carga en el sistema eléctrico, lo cual es corregido por los reguladores de velocidad en las unidades generadoras. Cuando existe pérdida de generación, disminuye la frecuencia rápidamente la cual llegara a tener valores que podrán desestabilizar la operación del sistema y así reduciendo el tiempo de vida útil de los equipos eléctricos.

Se han implementado esquemas automáticos de desconexión de carga de baja frecuencia debido a que por este motivo no son suficientes las reservas de regulación de frecuencia.

El CENACE ha planteado una representación de alivio de carga por baja frecuencia para el sistema nacional interconectado, como podemos ver en la tabla a continuación:

| **Porcentajes de Desconexión de Carga** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Paso | Frecuencia (Hz) | Tiempos de actuación (ciclos) | Desconexión de carga (%) | Desconexión acumulada de carga (%) |
| 1 | 59.4 | 12 | 6% | 6% |
| 2 | 59.2 | 12 | 7% | 13% |
| 3 | 59.1 | 12 | 7% | 20% |
| 4 | 59 | 12 | 7% | 27% |
| 5 | 58.8 | 12 | 7% | 34% |
| 6 | 58.6 | 12 | 7% | 41% |
| 7 | 58.5 | 12 | 7% | 48% |

Tabla 4.4 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia del CENACE.

La Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil según la regulación del CENACE posee el siguiente esquema de alivio de carga mostrado en la Tabla 4.5:

| Porcentajes de Desconexión de Carga | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Paso | Frecuencia (Hz) | Tiempos de actuación (ciclos) | Desconexión de carga (%) | Desconexión acumulada de carga (%) |
| 1 | 59.4 | 12 | 6% | 6% |
| 2 | 59.2 | 12 | 9% | 15% |
| 3 | 59.1 | 12 | 9% | 24% |
| 4 | 59 | 12 | 9% | 33% |
| 5 | 58.8 | 12 | 9% | 42% |
| 6 | 58.6 | 12 | 9% | 51% |

Tabla 4.5 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia de E.E.P.G.

En el T60 que ya incluye el ANSI 81 que ofrece protección contra sobre y baja frecuencia, cada una con un retardo ajustable. Esta protección posee cuatro pasos de sobre y baja frecuencia. Todas las funciones de frecuencia están supervisadas por un nivel de tensión de secuencia positiva ajustable.

En la Subestación de Puerto Santa Ana siguiendo los estándares de la Empresa Eléctrica Publica de Guayaquil se encuentra ajustado hasta el 4to paso de frecuencia, esta función del relé protege a equipos contra cambios en la frecuencia del voltaje, con un nivel de precisión de +/- 0,01 Hz. Los ajustes de disparos de frecuencia y retardos de tiempo son programados en relé. El contador de retardo de tiempo se restablece completamente si se normaliza la frecuencia antes de que la temporización termine y el relé dispare.

La  calibración para el 81U será:

- Primer paso: 59.4HZ durante 12 ciclos.
- Segundo paso: 59.2HZ durante 12 ciclos.
- Tercer paso: 59.1HZ durante 12 ciclos.
- Cuarto paso: 59HZ durante 12 ciclos.

El ajuste para el 81O será de 60,5 Hz.

# CAPITULO 5

# PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

## 5.1 Introducción.

El sistema de distribución es un factor vital para el funcionamiento del sistema de potencia de proveer servicio eléctrico de calidad. Para cumplir esta función, el diseño y operación del sistema de distribución deben tener en cuenta muchos factores interrelacionados como son económicos, ambientales y técnicos. Este trabajo trata principalmente de las consideraciones técnicas. Un buen diseño a base de consideraciones técnicas se basa en un buen sistema de protección.

La protección de los sistemas de distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia cada vez mayor de un suministro de energía de calidad.

El objetivo de este capítulo es dar una visión sobre los equipos de protección más utilizados en distribución, y en especial empleados por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil y demás organizaciones afines a ésta. Se tratan los temas de esquemas de protección, selección de equipos y coordinación de operación de los mismos, orientados a los conceptos, cálculos preliminares y recomendaciones generales.

Se estudian en particular, los tipos de protección más utilizados y propios de los sistemas de distribución, como lo son, fusibles, reconectadores automáticos, equipos como relés de sobrecorriente e interruptores de poder.

## 5.2 Dispositivos de protección.

### 5.2.1 Fusibles.

El fusible es el medio de interrupción automática de corriente más sencillo en el caso de cortocircuitos o sobrecargas. Un fusible, básicamente está constituido por un elemento sensible a la corriente (elemento fusible) y un mecanismo de soporte a éste.

#### 5.2.1.1 Operación.

El elemento fusible se funde cuando circula por él una corriente peligrosa durante un tiempo determinado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco.

**Relación Tiempo – Corriente.**

Las relaciones de fusión mínima y máximo tiempo de aclaramiento se determinan a partir de los datos de las pruebas que arroja la característica Tiempo – Corriente, que se muestra en la Figura 5.1.

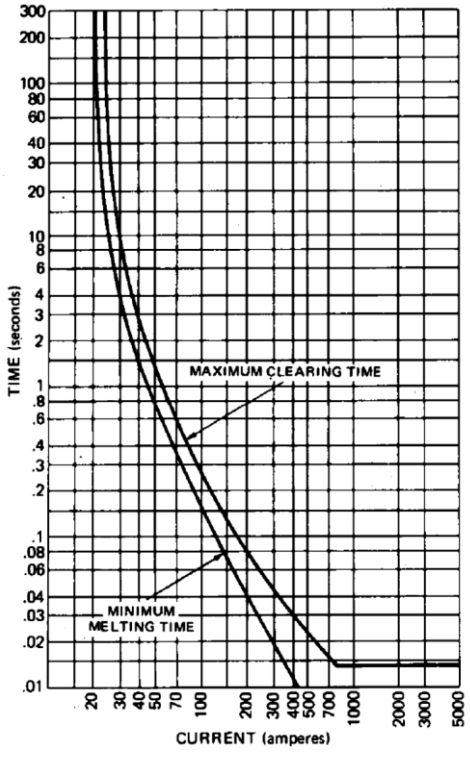


Figura 5.1 Curva Tiempo-Corriente para un fusible tipo 10K

Ambas curvas son herramientas esenciales para la apropiada aplicación de los fusibles en la coordinación de un sistema.

#### 5.2.1.2 Clasificación.

Según estudios realizados por Edison Electrical Institute (EEI) y National Electrical Manufacturers Association (NEMA), los fusibles se dividen en tres categorías como lo son:

- Tamaños preferidos: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, 200 Amperios
- Tamaños no preferidos: 8, 12, 20, 30, 50, 80 Amperios
- Menores a seis Amperios: 1, 2, 3, 5 Amperios

Además, las Normas EEI-NEMA dividen los fusibles en dos tipos; rápidos y lentos; designados por K y T respectivamente. La distinción entre estos dos tipos de fusibles es la relación de velocidad, las características tiempo-corriente de los fusibles consideran tiempos de 0,1 a 300 segundos para fusibles con corrientes nominales de 100 Amperios o menos y de 0,1 a 600 segundos para fusibles con corrientes nominales por sobre los 100 Amperios.

#### 5.2.1.3 Características de los Fusibles.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición.

La selección de los fusibles para la protección de carga fue hecha en base a normas y criterios establecidos en el manual Distribution System Protection [10].

Reglas para la selección de fusibles:

- 1,5 In para circuitos no inductivos
- 2,0 In para circuitos normales
- 2,4 In para circuitos con arranques de motores
- 3,0 In para circuitos con sobrecargas esperadas.

En la Tabla 5.1 se indica la capacidad del elemento fusible de diversos tipos de fusibles.

| Clasificación H | Corriente [A] | Clasificación N | Corriente [A] | EEI-NEMA Clasificación K o T | Corriente [A] | EEI-NEMA Clasificación K o T | Corriente [A] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1H | 1 | 25 | 25 | 6 | 9 | 40 | 60 |
| 2H | 2 | 30 | 30 | 8 | 12 | 50 | 75 |
| 3H | 3 | 40 | 40 | 10 | 15 | 65 | 95 |
| 5H | 5 | 50 | 50 | 12 | 18 | 80 | 120 |
| 8H | 8 | 60 | 60 | 15 | 23 | 100 | 150 |
| | | 75 | 75 | 20 | 30 | 140 | 190 |
| Clasificación N | | 85 | 85 | 25 | 38 | 200 | 200 |
| 5 | 5 | 100 | 100 | 30 | 45 | | |
| 8 | 8 | 125 | 125 | | | | |
| 10 | 10 | 150 | 150 | | | | |
| 15 | 15 | 200 | 200 | | | | |
| 20 | 20 | | | | | | |

Tabla 5.1 Capacidad de Corriente permanente de diversos tipos de elementos fusible

A nivel de 69000 voltios la Empresa Eléctrica de Guayaquil utiliza Fusibles de Potencia con capacidad de hasta 200 Amperios, marca S&C SMD-1A 69kV 200E.

En nuestra subestación Puerto Santa Ana no contamos con la información de exacta de los tipos y capacidades de transformadores y fusibles conectados a la red de distribución, pero según la información entregada (compartida) por el Departamento de diseño de Ubicación Geográfica, mejor conocido como GIS, perteneciente a la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, se tiene que el primer fusible encontrado en la troncal es de 100 Amperios tipo K. Por lo tanto se procederá hacer la coordinación entre el Reconectador y este elemento (Coordinación Reconectador-Fusible).

Típicamente, encontramos en la red de distribución del sistema eléctrico de Guayaquil varios transformadores con las siguientes características:

- Transformador de 50 KVA monofásico

$$I_n = \frac{50\ KVA}{7{,}62\ kV} = 6{,}562\ [A] \tag{5.1}$$

Según el criterio aplicado en [10] la corriente para la selección de fusibles es:

$$I_{fusible} = 2{,}0\ I_n$$

$$I_{fusible} = 2{,}0 \times 6{,}56 = \ 13{,}12\ [A] \tag{5.2}$$

Según el valor obtenido en 5.2 y los valores que se indican en la Tabla 5.1; elegimos el fusible 10 K con capacidad de corriente nominal de 15 amperios.

### 5.2.2 Reconectadores.

El Reconectador es un interruptor con reconexión automática. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para energizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de las sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente aislado aguas debajo de la posición del reconectador, si la falla es permanente.

#### 5.2.2.1 Características de los Reconectadores.

En la Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana se emplea un Reconectador marca COOPER tipo VWE cuyo medio de interrupción es el vacío, automático, electrónicamente controlado, compacto en el diseño; estos reconectadores pueden ser fácilmente instalados en postes o en subestaciones. Proporcionan fiabilidad del servicio y una larga vida útil.

El Reconectador se ha diseñado y fabricado de acurdo con ANSI C37.60 [4].

#### 5.2.2.2 Factores para la aplicación del Reconectador.

Para una apropiada aplicación de reconectadores deben ser considerados los siguientes factores:

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

#### 5.2.2.3 Criterios para la aplicación del Reconectador.

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

- El voltaje del reconectador debe ser mayor que el voltaje línea a línea del sistema.
- La capacidad de interrupción del reconectador debe ser mayor que la máxima corriente de falla y cumplir con los especificado en C37.13.1989 [17], de acuerdo a su relación X/R.
- La corriente máxima continua del reconectador debe ser mayor o igual que el valor de la corriente de carga.
- La corriente mínima de operación o Ipick-up suele ser igual al doble de la máxima corriente de carga, es decir la corriente que soporta como máximo el conductor. En los relés electrónicos se escoge menor al doble de la corriente máxima continua del reconectador.

Se recomienda ajustar el reconectador a dos rápidas seguidas por dos operaciones atrasadas intencionalmente.

#### 5.2.2.4 Operación del Reconectador.

Reconectador está provisto de 3 transformadores sensores de corriente de relación 1000:1. Están conectados al panel principal por medio de un cable de conexión que puede ser de hasta 125 pies de largo, permitiendo de esta manera el montaje remoto del control de distancia del reconectador.

- **Disparo.-** Cuando el flujo de corriente supera el mínimo valor de disparo necesario para satisfacer las características de temporización programados, el control energiza un solenoide de disparo en el reconectador. Este solenoide comunica un pestillo, y una palanca de resorte abre los contactos del Reconectador.

- **Cierre.-** Cuando el nivel de corriente excede el mínimo nivel de disparo programado, se activa la lógica de detección y temporización. Luego de un retraso determinado con una curva característica tiempo-corriente programada, el circuito de disparo se energiza, enviando una señal al reconectador que abre los contactos de las tres fases. Un temporizador opera entonces, provocando así el cierre de contactos y reajusta la lógica para empezar la temporización en su próxima operación.

Después de que el tiempo programado acaba, una señal de cierre es enviada al reconectador y el monitoreo de corriente empieza nuevamente.

En la figura 5.2 se muestra la típica secuencia de operación de un Reconectador ante una falla permanente.

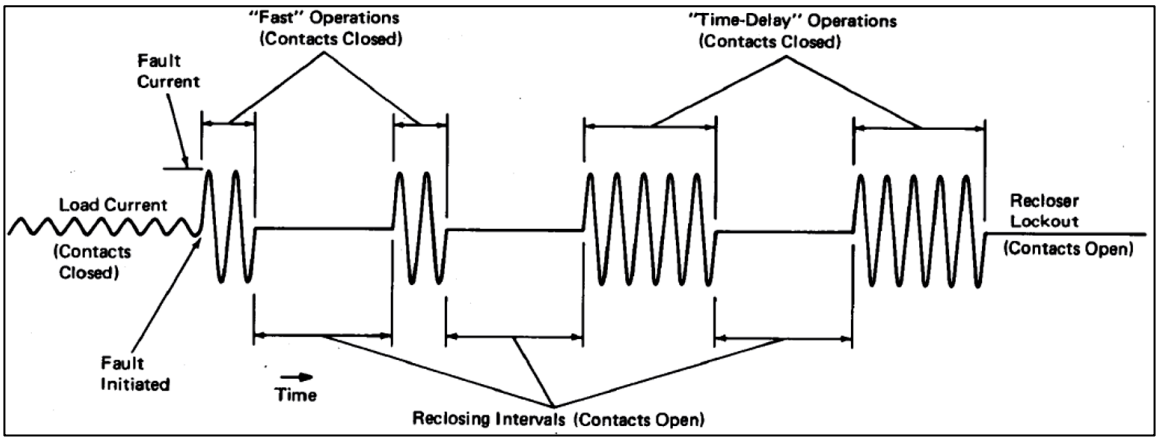


Figura 5.2 Operación típica de un Reconectador

### 5.2.2.5 Ajuste del Reconectador.

Según los criterios establecidos en el manual Distribution System Protection, los reconectadores deben operar en la curva rápida antes que los fusibles aguas abajo se queme, y los fusibles deben fundirse antes que opere el reconectador en la curva lenta; se ha seleccionado dos operaciones rápidas

y dos lentas. La corriente mínima de operación debe ser 1,5 veces la corriente nominal de la alimentadora en condición de máxima carga.

En virtud de lo anterior calculamos las corrientes nominales y las corrientes mínimas de operación del reconectador de las dos alimentadoras que estamos analizando.

- Alimentadora Puerto Santa Ana 1

$$I_{L1} = 36{,}8284\ [A] \tag{5.3}$$

$$I_{R1} = 1{,}5\ \times\ I_{L1}$$

$$I_{R1} = 1{,}5\ \times 36{,}8284 = 55{,}2426\ [A] \tag{5.4}$$

- Alimentadora Puerto Santa Ana 2

$$I_{L2} = 115{,}1047\ [A] \tag{5.5}$$

$$I_{R2} = 1{,}5\ \times\ I_{L2}$$

$$I_{R2} = 1{,}5\ \times 115{,}1047 = 172{,}6571\ [A] \tag{5.6}$$

Sin embargo, para la selección del ajuste de la mínima corriente de operación, se debe tener en cuenta los mantenimientos programados donde hay transferencia de carga de una alimentadora a otra. Por lo tanto, dicha corriente se obtiene sumando los valores obtenidos en 5.4 y 5.6. Así:

$$I_{R1} = I_{R2} = I_{L1} + I_{L2}$$

$$I_{R1} = I_{R2} = 55{,}2426\ [A] + 172{,}6571[A]$$

$$I_{R1} = I_{R2} = 227{,}8997\ [A] \tag{5.7}$$

Hay que tomar en cuenta que el transformador según el análisis del flujo de la carga realizado en el capítulo 2, por el momento está cargado aproximadamente al 20% de su capacidad nominal.

Previniendo que aún faltan dos alimentadoras por conectar y al crecimiento de carga debido a nuevas edificaciones cercanas a la subestación los ajustes de operación para los reconectadores, se recomienda lo siguiente para la protección de fase:

- Corriente mínima de operación: 560 [A].
- Curva rápida: 101
- Curva lenta: 139

Actualmente la corriente que tiene las alimentadoras es muy baja, la cual no cumple con el criterio anteriormente descrito y el criterio de coordinación; por este motivo y tomando en cuenta el crecimiento de carga a futuro, colocamos el valor de corriente de fase a 560 [A] y el valor de corriente de puesta en trabajo en tierra de 115 [A].

También se recomienda, para los ajustes de protección de tierra del reconectador, lo siguiente:

- Corriente mínima de operación: 115 [A].
- Curva rápida: 104
- Curva lenta: 165

Se recomienda que el valor de ajuste del reconectador de la corriente de puesta en trabajo a tierra sea el 20% del valor de corriente de fase.

En el anexo 4.b al 4.e se muestran las curvas tiempo-corriente del Reconectador marca COOPER.

## 5.3 Coordinación de las Protecciones del Sistema de Distribución Reconectador – Fusible.

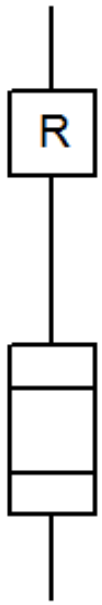


Figura 5.3 Diagrama unifilar: Reconectador – Fusible

Haciendo uso del software de coordinación de dispositivos de protección CYMTCC y de los valores de ajuste calculados a lo largo de este proyecto, se efectúa la coordinación del sistema de distribución entre Reconectador – Fusible aguas abajo basándonos en la Norma C37.91-2008 [6].

Dicha coordinación corresponde a las dos alimentadoras, ya que ambas cuentan con características similares; por lo tanto la coordinación mostrada figura 5.2 se aplica a las Alimentadores PSA1 y PSA2.

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

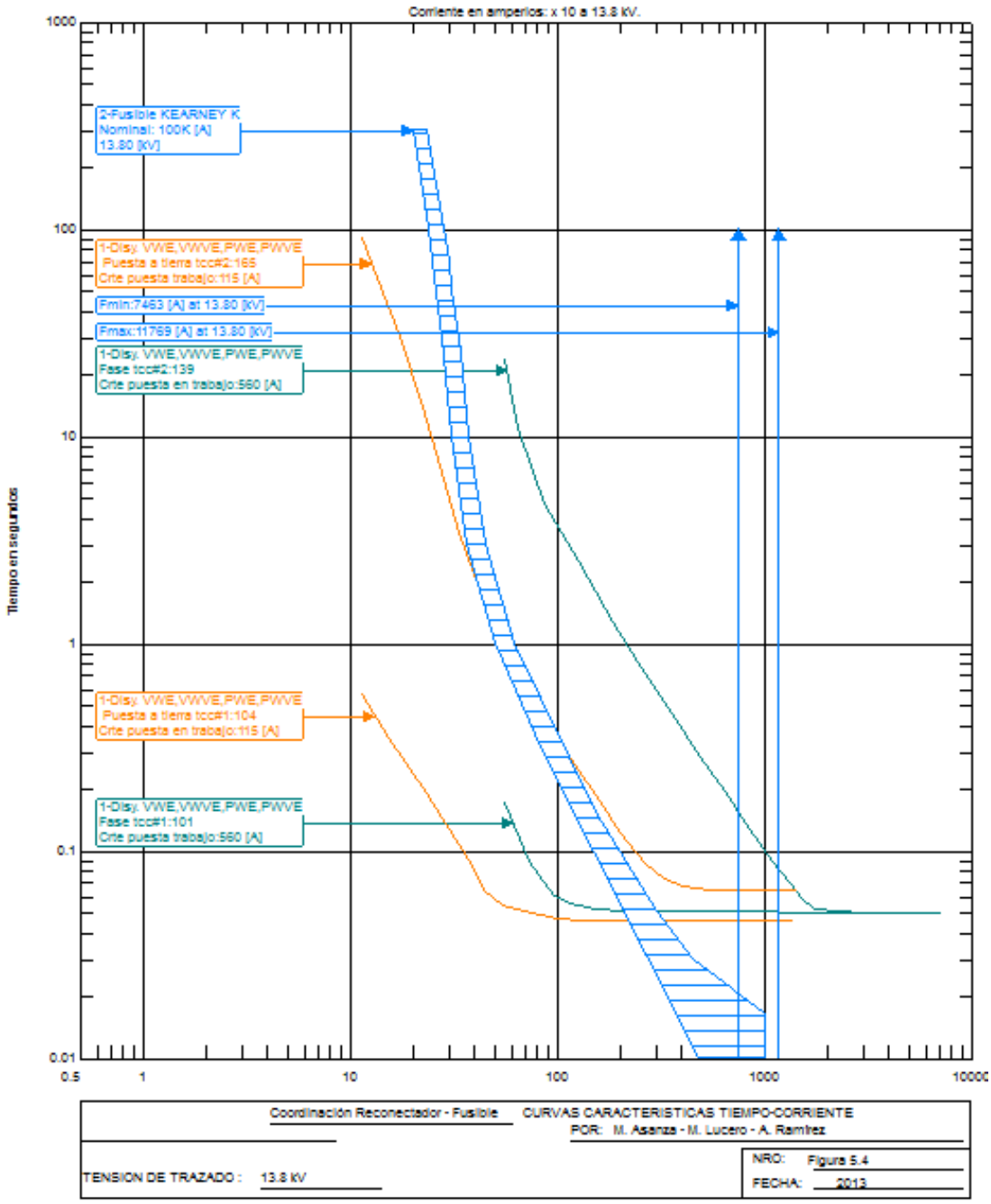


Figura 5.4 Curvas de Coordinación Reconectador – Fusible Alimentadoras PSA1 y PSA2.

# CAPÍTULO 6

# COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

## 6.1 Introducción.

Para la protección de un sistema se emplean unidades tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Selectividad: Cada relé o elemento de protección debe operar en su zona protegida.
- Respaldo: Los Relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente
- Tiempo de operación: El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.

- Simplicidad: La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

## 6.2 Protección de sobrecorriente.

Tomando en cuenta las recomendaciones del estándar de IEEE para la coordinación de relés digitales de sobrecorriente, consideramos un intervalo de coordinación entre 0.15 a 0.20 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del relé.

### 6.2.1 Descripción de las protecciones de sobre corriente.

El relé General Electric T60 ofrece las funciones que protegen al transformador contra sobrecorrientes por fallas externas. Para las funciones de protección contra sobrecorriente de fase (51P) y neutro (51G) se utilizará una curva IEC de característica extremadamente inversa, debido a que es práctica común el uso de curvas de normalización europeas en los ajustes de elementos aguas arriba, además el Transformador de nuestra Subestación es fabricado bajo Normas europeas, y se graduará la corriente para la función instantánea (50P) para lograr coordinar con el fusible SMD-1A V SLO 69Kv de 200E, este cumple con la función de protección de respaldo

de la barra de 13,8 kV y de las alimentadoras del sistema; además de ofrecer protección al circuito primario del Transformador.

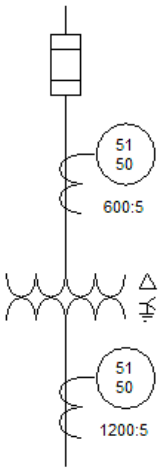


Figura 6.1 Diagrama unifilar: Fusible, Transformador, Relé

### 6.2.2 Ajuste de la función 51P.

Para aplicaciones en nuestro país, el relé ofrece tres curvas estándar definidas en IEC 255-4 y estándar británica BS142. Estas son definidas como IEC Curva A, IEC Curva B, y IEC Curva C, la fórmula para estas curvas se presenta en 6.1:

$$T = TDM\ x \left[ \frac{K}{\left( \frac{I}{I_{arranque}} \right)^{E} - 1} \right] \quad (6.1)$$

Donde:

$T$ = Tiempo de operación en segundos

$TDM$ = Ajuste del multiplicador

$I$ = Corriente de entrada

$I_{arranque}$ = Ajuste de arranque de corriente

$K, E$ = Constantes

Los valores de las constantes, para IEC curva C (extremadamente inversa) se detallan en la siguiente tabla:

| K | E | $T_{REINICIO}$ |
|---|---|---|
| 80 | 2 | 58.2 |

Tabla 6.1 Constantes de la Curva IEC C (BS142)

Para los ajustes de la función de sobrecorriente se asegurará una sobrecarga máxima del transformador del 30%, sin perder tiempo de vida útil por lo que las corrientes primaras son:

$$I_H = \frac{24000}{\sqrt{3}\ x\ 69}\ x\ 1{,}3 = 261.0627\ [\mathrm{A}] \tag{6.2}$$

$$I_L = \frac{24000}{\sqrt{3}\ x\ 13{,}8}\ x\ 1{,}3 = 1305.3137\ [\mathrm{A}] \tag{6.3}$$

Debido a que hay un solo interruptor en el lado de alta del transformador, se hace coincidir ambas curvas de la función de sobrecorriente de tiempo inverso, para una buena protección al transformador.

Estas curvas serán coordinadas con los reconectadores de las alimentadoras, la curva de daño del transformador y el fusible principal de la subestación.

Por lo tanto se ajusta el TD 0,2 tanto para el lado de alta, como para el lado de baja; de manera que la protección de sobre corriente sea menor que la curva del fusible 200E y tener así un intervalo de coordinación de aproximadamente 0,4 segundos.

En el anexo 5.a se muestran las Tablas de las Constantes de la Curva IEC (BS) de tiempo inverso y Tabla de tiempo de disparo Curva IEC (en segundos).

### 6.2.3 Ajuste de la función sobrecorriente instantáneo 50P.

Para lograr coordinar el relé con el fusible se ajusta el 50P del lado de alta tensión. Para el valor de ajuste de la función instantánea se selecciona una corriente del 125% al 200% de la corriente máxima de falla del lado primario, como se describe en la norma C37.91-2008 [6].

Para nuestro caso escogimos ajustar al 125% del valor de la máxima corriente de falla a 13,8 kV, es decir:

$$Ifalla_{69kV} = 1{,}25\ x\ 11768.6\ x\ \frac{13{,}8}{69} = 2942.15\ [A] \tag{6.4}$$

y opera en 0,01 [s].

La curva de tiempo inverso de la protección de sobrecorriente y la coordinación con el fusible y la curva de daño del transformador se la puede observar en la Figura 6.2

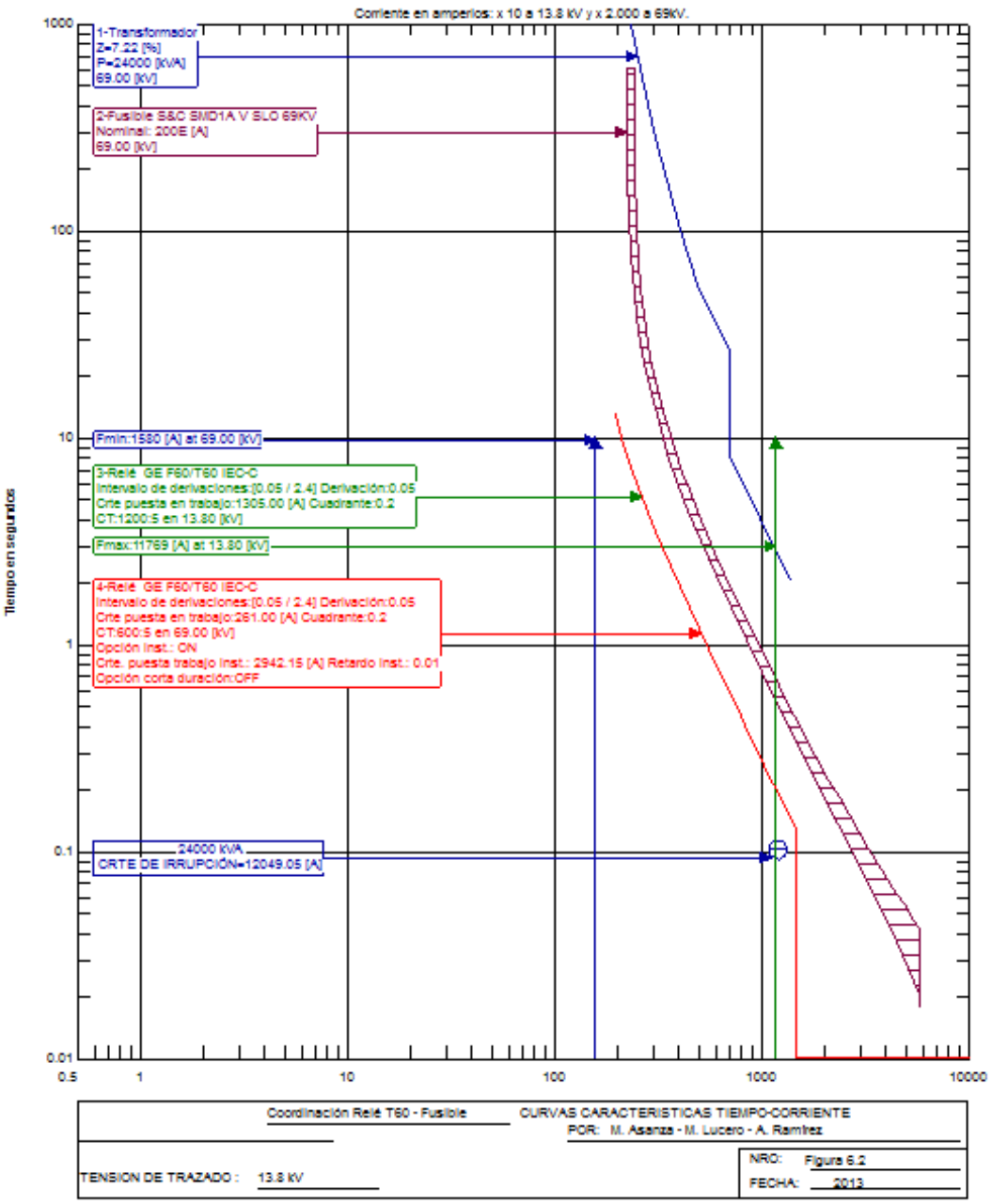


Figura 6.2 Coordinación relé T60 – Fusible – Curva de daño del Transformador

### 6.2.4 Ajuste de la función 51N.

El valor de ajuste de la función 51N se lo hace según recomendaciones de la norma C37.91-2008 [6], por lo que escogemos un valor del 20% de la corriente de plena carga.

La placa del transformador indica que se tiene transformador de corriente en el neutro de relación 600:5, el ajuste del 51N (en el lado de baja tensión) es el siguiente:

$$I_{ajuste} = 0{,}2\ x\ I_n = 0{,}2\ x\ 1004{,}0874 = 200{,}8175\ [A] \tag{6.5}$$

$$I_{secundaria} = 200{,}8175\ x\ \frac{5}{600} = 1.6735\ [A] \tag{6.6}$$

Por lo tanto se ajusta el valor del múltiplo del TAP a 1,5 por lo que el valor de la corriente primaria es de 180 [A]. Escogiendo la curva C-IEC y debido a que esta función no se coordina con alguna otra función, se ajusta a un TD mínimo de 0,05.

## 6.3 Resultados de la Coordinación de las protecciones de la red de distribución de la Subestación Puerto Santa Ana.

En la Figura 6.4 se muestran los resultados de la coordinación de las protecciones de la alimentadora Puerto Santa Ana 1, dado que las

características de los elementos en ambas alimentadoras, conectadas actualmente a la subestación, son iguales; el gráfico también corresponde a los resultados de la coordinación para la alimentadora Puerto Santa Ana 2.

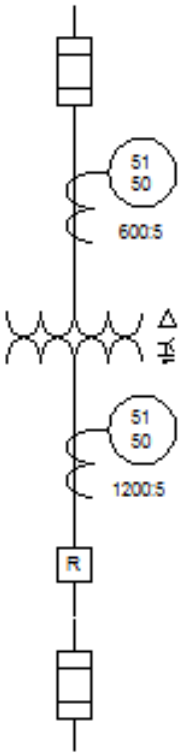


Figura 6.3 Diagrama unifilar para coordinación de protecciones

Para garantizar una buena coordinación y protección del transformador, las curvas de los diferentes elementos de protección deben estar por debajo y hacia la izquierda de la curva de daño del transformador, esta curva representa la capacidad máxima que el transformador puede soportar al ser sometido a un esfuerzo térmico y mecánico debido a corriente de cortocircuito.

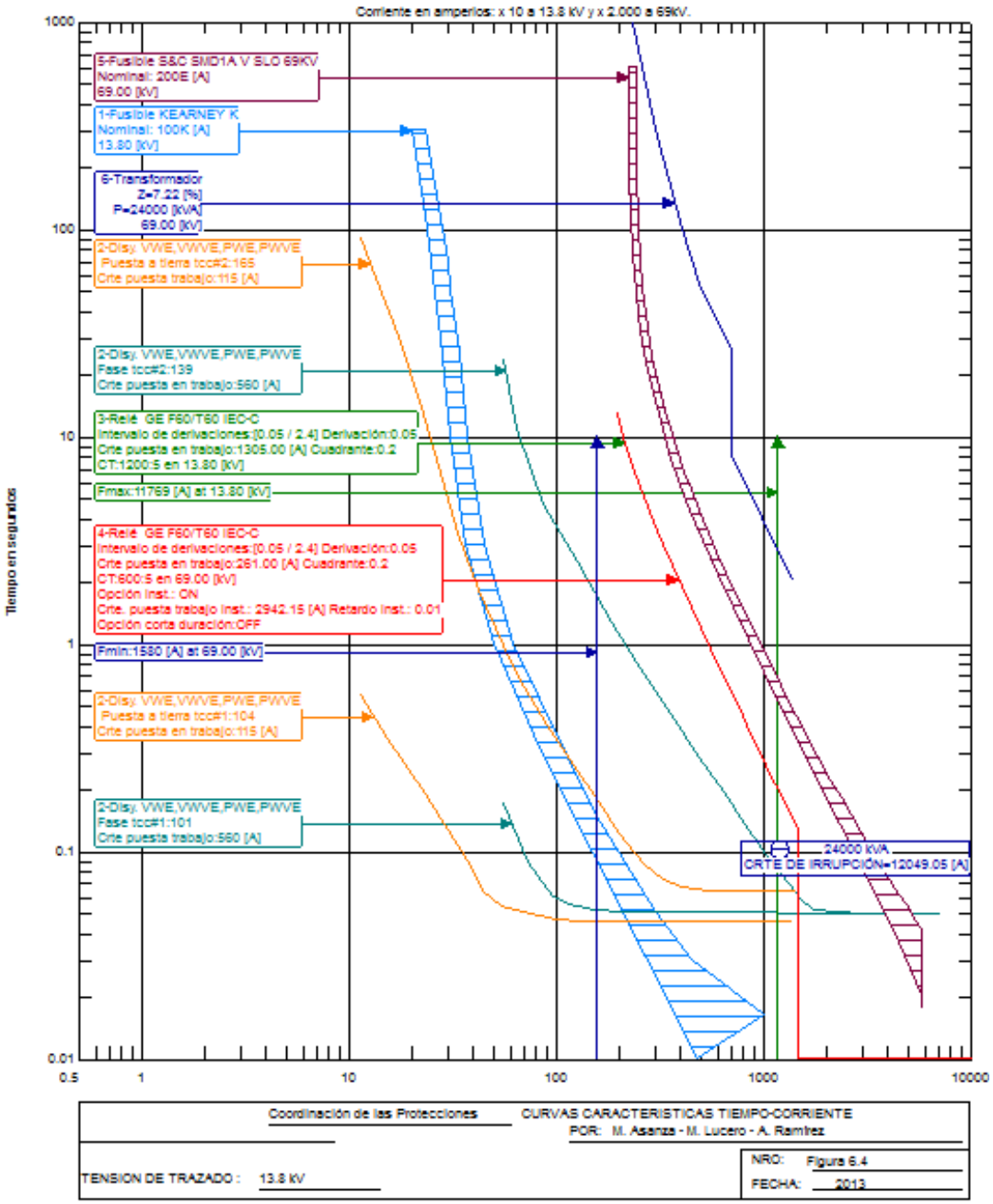


Figura 6.4 Curvas de protección de alimentadoras de S/E Puerto Santa Ana

Como se observa en la Figura 6.4 la Subestación posee un fusible de protección para el lado de alta tensión del transformador. Este fusible de marca S&C y tipo 200 E está ubicado antes del disyuntor principal (52), y cuya curva de operación cumple con la norma Standard Speed (TCC 153-1-5-1). Esta protección debe ser la última en operar en caso de falla, por lo que al coordinarse con los demás elementos, su curva queda sobre de las curvas de las funciones de protección de sobrecorriente del relé General Electric T60.

El elemento siguiente en la coordinación es el relé con las funciones de sobrecorriente (51P-1, 51P-2, 51N-2, 50P-1), tanto para el lado de alta y baja tensión del Transformador, se ajustaron de tal manera que sus curvas coincidan al mismo nivel, debido al diseño de la Subestación ambos deben identificar la falla y enviar la señal para la operación de un solo disyuntor 52.

La curva del 51P tiene un corte vertical que corresponde al ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea del Transformador.

Entre el Transformador y las Alimentadoras los elementos de protección son los Reconectadores, uno por cada alimentadora conectada, estos se coordinan de tal manera que operen antes del relé, en caso de falla en cualquiera de los ramales de la troncal conectada a la alimentadora, sus

curvas de operación lenta y rápida están por debajo de la curva del relé de sobrecorriente en el lado de Baja Tensión del Transformador. Además para evitar una operación indebida de los reconectadores al momento de energizar el transformador se debe asegurar que la corriente de irrupción esté por encima de las curvas del Reconectador.

En los ramales de la troncal, se encuentran fusibles tipo K, de varias capacidades según las cargas y/o transformadores conectados al ramal, estos fusibles deben tener una coordinación cuidadosa y tener un dimensionamiento tal, que en caso de falla retire solo la sección de falla de la troncal, y así se asegura la continuidad del servicio eléctrico a la demás carga de la alimentadora, cumpliendo con el criterio de selectividad.

La coordinación Reconectador – Fusible se la realiza con el primer fusible de la red de distribución, que para nuestro caso en ambas alimentadoras es el tipo 100K. Las curvas de los demás fusibles deben estar coordinadas entre sí y por debajo de este, esto asegura que el reconectador opere únicamente en caso de falla en la troncal y no en los ramales; o como respaldo en caso de la no operación del fusible.

Como se observa en la Figura 6.4 debido a la magnitud de la máxima corriente de cortocircuito, y por las características de los elementos de protección instalados en la red de distribución, el fusible opera al momento de censar una falla de tal magnitud en la troncal, haciendo que este opere antes que el reconectador, incumpliendo así el criterio de selectividad antes descrito.

Para cualquier valor de corriente de falla, las curvas del reconectador se encuentran debajo de la curva de daño del conductor de la troncal. Los demás ajustes de la función diferencial (87T) y junto con la de baja y sobre frecuencia (81), no se encuentran en los gráficos porque no se coordinan con las demás funciones.

## 6.4 Resumen de Ajustes.

En la tabla 6.2 se encuentran los ajustes y demás datos, para la coordinación de las protecciones del sistema de distribución de la Subestación Puerto Santa Ana.

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

| | 87T-A | 87T-B | 51P-1 | 51P-2 | 50P-1 | 51N-2 | Reconectador | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | R. Fase | L. Fase | R. Tierra | L. Tierra |
| **Voltaje Línea (Kv)** | 69 | 13,8 | 69 | 13,8 | 69 | 13,8 | 13,8 | 13,8 | 13,8 | 13,8 |
| **Relación CT** | 600:5 | 1200:5 | 600:5 | 1200:5 | 600:5 | 1200:5 | - | - | - | - |
| **Factor CT** | 120 | 240 | 120 | 240 | 120 | 240 | - | - | - | - |
| **Factor** | 2,5 | 1 | 1,3 | 1,3 | 1,25 | 0,2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **I aj. sec** | 4,2 | 5 | 2,2 | 5,4 | 24,6 | 1,5 | - | - | - | - |
| **I aj. prim** | 504 | 1004,1 | 261 | 1305 | 2942 | 180 | 560 | 560 | 115 | 115 |
| **Punto de coordinación** | - | - | 0,25 | 0,25 | 0,01 | - | 0,05 | 0,08 | 0,04 | 0,06 |
| **Tipo de Curva** | - | - | E.I. | E.I. | Inst. | E.I. | 101 | 139 | 104 | 165 |
| **TD Selección** | - | - | 0,2 | 0,2 | - | 0,05 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Tabla 6.2 Resumen de ajustes para la Coordinación de la Protección de la Red de Distribución de la Subestación Puerto Santa Ana

| **Ajuste función 87T** | |
|---|---|
| Mínimo pick-up | 0,25 p.u. |
| Pendiente 1 | 23% |
| Punto de quiebre 1 | 2 p.u. |
| Punto de quiebre 2 | 8 p.u. |
| Pendiente 2 | 98% |

Tabla 6.3 Valores de ajuste de función de protección diferencial

| **Ajuste función 81O** | | |
|---|---|---|
| **Frecuencia 81O** | 60,5 Hz | |
| **Ajuste función 81U** | | |
| **Paso** | **Frecuencia** | **Retardo de tiempo** |
| 1 | 59,4 | 12 ciclos |
| 2 | 59,2 | 12 ciclos |
| 3 | 59,1 | 12 ciclos |
| 4 | 59 | 12 ciclos |

Tabla 6.4 Valores de ajuste de función de protección por sobre y baja frecuencia (81)

# CONCLUSIONES

1. La Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana mantiene el estándar que poseen todas las Subestaciones Eléctricas que pertenecen al dominio de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

2. Además la planificación indica que el objetivo de esta Subestación es aliviar carga de la Subestación Atarazana y alimentar a carga muy importante debido al desarrollo, crecimiento poblacional y comercial del sector de Puerto Santa Ana.

3. Con el uso del programa computacional PowerWorld Simulator 15 Evaluation se realizó el análisis de flujo de carga de la subestación para casos de máxima y mínima generación, del cual se concluye que

los niveles de voltaje en las barras se encuentran en el rango permitido del ± 5% del voltaje nominal, por lo que el ajuste de TAP del Transformador se debe mantener en posición 68,8 kV.

4. El transformador de potencia se encuentra al 20,22% de su capacidad nominal en OA para carga máxima, y al 4,33% para carga mínima, no se está sobrecargado y tiene capacidad disponible para poder dar servicio a cargas futuras indicadas anteriormente.

5. Los resultados de las simulaciones del análisis de cortocircuito, son similares a los valores entregados por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (E.E.P.G.). Por medio de este estudio se obtuvieron los valores mínimos de las capacidades de interrupción para los interruptores de la Subestación Eléctrica tanto a nivel de 69 kV como 13,8 kV; y se comprueba su correcto dimensionamiento, ya que la capacidad de interrupción del interruptor es mayor que la corriente de falla.

6. De los resultados de los estudios de flujo de carga y cortocircuito, se realizan los cálculos y análisis para los estudios de coordinación y cálculos de ajustes para los diferentes elementos de protección disponibles para la subestación Puerto Santa Ana y su red de distribución.

7. Tabla de resumen de corrientes máximas y mínimas de falla en barras de 69 kV y 13,8 kV.

| Voltaje de Barra | Máxima | Mínima |
|---|---|---|
| **69 kV** | 5354,11 A | 1579,89 A |
| **13,8 kV** | 11768,6 A | 7463,35 A |

Tabla 6. 5 Máximas y Mínimas corrientes de falla en cada Barra

Las corrientes de falla utilizadas a para el análisis, ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas de la Subestación Puerto Santa Ana, se presentan en la Tabla 6.5

8. Para que los cálculos de los ajustes de los elementos de protección cumplan con los criterios de protección y de coordinación, se tomaron en cuenta las recomendaciones que se encuentran en la guía para protección de transformadores de potencia IEEE Std C37.91-2008 [6].

9. De las Curvas de protección de alimentadoras de S/E Puerto Santa Ana (Figura 6.2), vemos que para corrientes de falla máximas, no es posible una actuación correcta y coordinada entre reconectador-fusible, puesto que el Fusible de la troncal actúa antes que el Reconectador en su curva rápida, deja sin servicio a las cargas conectadas a la Alimentadora.

10. Se ajusta la protección diferencial (87T) del relé General Electric T60 para evitar saturación del TC debido a: componentes DC de corriente de falla y/o magnetismo residual, y a la componente AC de la corriente. Garantizando que está función proteja al transformador de potencia en caso de falla interna y cambios de taps, obedeciendo su respectiva zona de protección.

11. Para los ajustes de las protecciones contra sobrecorrientes, de tiempo definido e instantáneo (51P, 51N y 50P) se usan las curvas extremadamente inversa IEC. Se ajustan para que en el menor tiempo posible, cumpliendo con los criterios de protección y coordinación, despejen la máxima corriente de falla y evitar daños en los equipos y personal que labora en la S/E.

12. Son de gran utilidad, para ahorro económico y de tiempo, el uso de programas computacionales aplicados a los estudios de protecciones de sistemas eléctricos existentes o en aquellos que se proyectan construir, para notar los posibles eventos a los cuales se podría estar enfrentando y así realizar correctos dimensionamientos, pedidos de elementos y equipos, y los correctos ajustes para tener una operación adecuada que cumpla criterios de seguridad, confiabilidad y economía.

# RECOMENDACIONES

1. Debido al desarrollo tanto industrial, comercial y residencial que se prevé a futuro, en la Subestación Eléctrica Puerto Santa Ana, la E.E.P.G. ha planificado instalar un Transformador de Poder en paralelo y con características similares al actual, por tal motivo, recomendamos que se emplee en esta Subestación un esquema denominado Barra Partida a nivel de 69 KV. Con la cual se pretende mejorar la eficacia en el servicio de energía eléctrica, seguridad y flexibilidad de operación y mantenimiento. Por lo general una configuración de este tipo implica un mayor costo en la implementación, así como nuevos estudios eléctricos; sin embargo son mayores las ventajas que las desventajas al usar este tipo de

esquemas. Y debido a la magnitud e importancia de los usuarios que se abastecerán en esta zona no está de más escatimar gastos.

2. La protección brindada por el fusible de potencia 200E del lado de 69 KV se interpreta como una protección redundante, ya que se cuenta con el GCB. Ante esto, no se recomienda eliminar dicha protección, más bien, se debería utilizar ésta como un puente bypass entre el seccionador tripolar de operación en grupo y el Transformador de Potencia en caso de avería o mantenimiento del GCB y evitar paralización en la alimentación eléctrica.

3. Se recomienda a la E.E.P.G. tener información actualizada de los componentes de las principales partes de la Subestación y redes de distribución. Para el presente trabajo se actualizó información como diagramas unifilares, listado de elementos y equipos en la subestación y en la red de distribución.

4. Debido al análisis de cortocircuito realizado, se nota que interviene una corriente de cortocircuito de magnitud alta, la cual se debe considerar en la operación de las protecciones, y debido a que no se recomienda hacer cambios en la red, ni en el sistema, y a que no hay algún otro fusible para implementar en la troncal y así evitar el problema de selectividad en caso de falla, recomendamos para la

alimentadora PSA2 hacer un puente en el fusible 100K de la troncal, ya que no cumple con los criterios de coordinación reconectador-fusible, y en caso de falla el fusible operaría dejando de alimentar carga importante.

# BIBLIOGRAFÍA

[1] IEEE STD C37.04-1999, IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers.

[2] ANSI C37.06-2000 - American National Standard AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis- Preferred Ratings and Related Required Capabilities.

[3] ANSI C37.09-1999 - IEEE Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.

[4] ANSI C37.60-1981 - IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Re-closers and Fault Interrupters for AC Systems.

[5] GE Industrial System. T60 relé para protección de transformadores. Revisión T60:3.3x.

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

[7] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60044-8, ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS.

[8] ANSI/IEEE C57.110-2008, Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents.

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

[10] T. A. SHORT, ELECTRIC POWER DISTRIBUTION HANDBOOK, CRC PRESS 2003.

[11] J. LEWIS BLACKBURN, PROTECTIVE RELAYING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS, TERCERA EDICIÓN.CAPITULO 6

[12] COOPER Power System. RECLOSERS.Types VWE, VWVE27, VWVE38X, WE, WVE27, and WVE38X; Three-Phase; Electronically Controlled.

[13] Std. IEEE C37.010-1999 - IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.

[14] IEEE Std 141-1993 - IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

[15] IEEE Std. 241-1990 - IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings

[16] IEEE Std. 242-1986 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

[17] IEEE Std. C57.13-2008 - IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers

Páginas web consultadas

[18] General Electric, Multilin T60 Transformer Protection System, http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/T60.pdf

[19] General Electric, T60diffsimulator, http://www.gedigitalenergy.com/products/support/t60/t60diffsimulator.xls

# ANEXOS

# ANEXO 1

## ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.

### Anexo 1.a

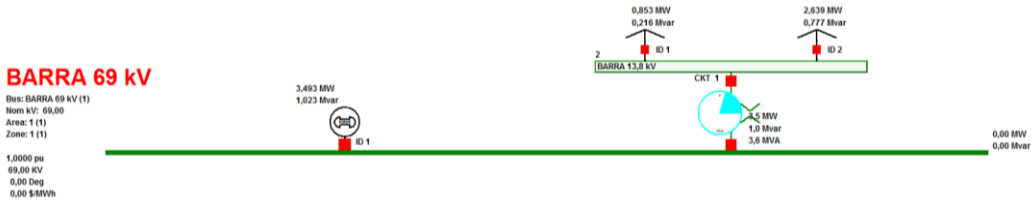


Figura 1a. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 69 kV

### Anexo 1.b

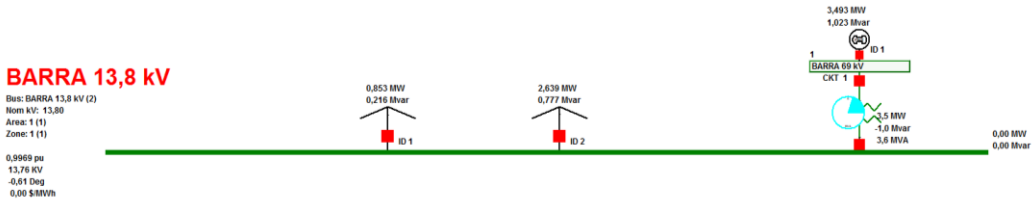


Figura 1b. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 13,8 kV

**Anexo 1.c**

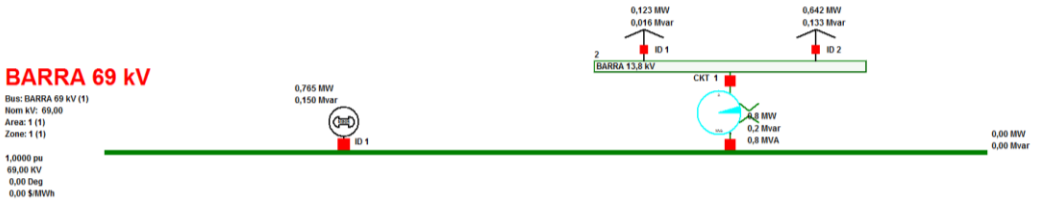


Figura 1c. Resultados de simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 13,8 kV

**Anexo 1.d**

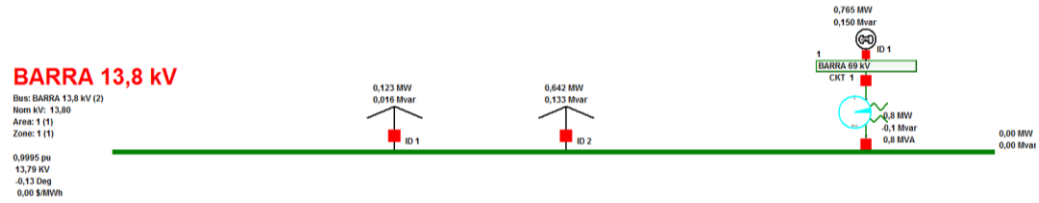


Figura 1d. Resultados de simulación de flujo de carga para carga mínima en barra de 13,8 kV

# ANEXO 2

## ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

### Anexo 2.a

| | Icc MAX | | Icc MIN | | Icc MAX | | Icc MIN | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I falla LLL | 5354,11 | [A] | 4537,94 | [A] | 9170,24 | [A] | 8617,9 | [A] |
| | 6,399 | p.u. | 5,423 | p.u. | 2,192 | p.u. | 2,06 | p.u. |
| | -73,56 | Deg | -75,31 | Deg | -84,25 | Deg | -84,43 | Deg |
| I falla LG | 2478,29 | [A] | 2346,4 | [A] | 10313,3 | [A] | 9844,61 | [A] |
| | 2,962 | p.u. | 2,804 | p.u. | 2,465 | p.u. | 2,353 | p.u. |
| | -79,62 | Deg | -79,9 | Deg | -85,85 | Deg | -85,79 | Deg |
| I falla LL | 4636,8 | [A] | 3929,98 | [A] | 7941,7 | [A] | 7463,35 | [A] |
| | 5,542 | p.u. | 4,697 | p.u. | 1,898 | p.u. | 1,784 | p.u. |
| | -163,56 | Deg | -165,31 | Deg | -174,25 | Deg | -174,43 | Deg |
| I falla LLG | 1608,78 | [A] | 1579,89 | [A] | 11768,6 | [A] | 11468,4 | [A] |
| | 1,923 | p.u. | 1,888 | p.u. | 2,813 | p.u. | 92,39 | p.u. |
| | 98,57 | Deg | 98,5 | Deg | 92,1 | Deg | 2,741 | Deg |

Tabla 2a. Corrientes de falla en cada barra. Máxima y mínima generación

**Anexo 2.b**

**Falla LLL – Barra 69 kV**

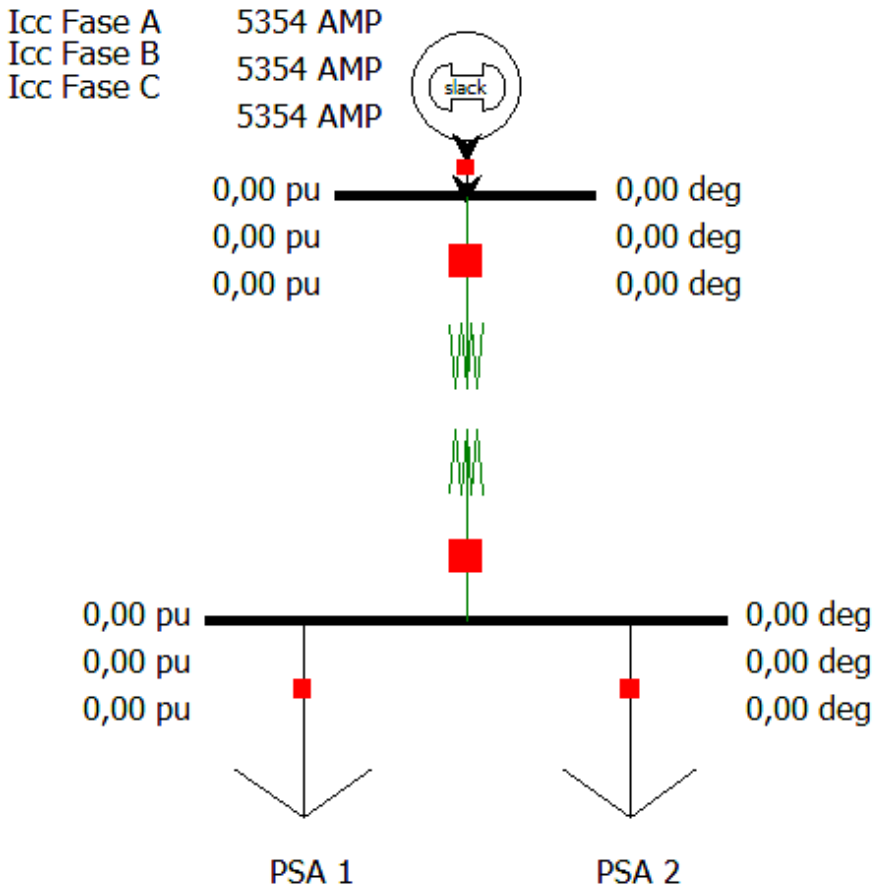


Figura 2a. Simulación de Falla LLL – Barra 69 kV

**Anexo 2.c**

**FALLA LLL – Barra 13,8 kV**

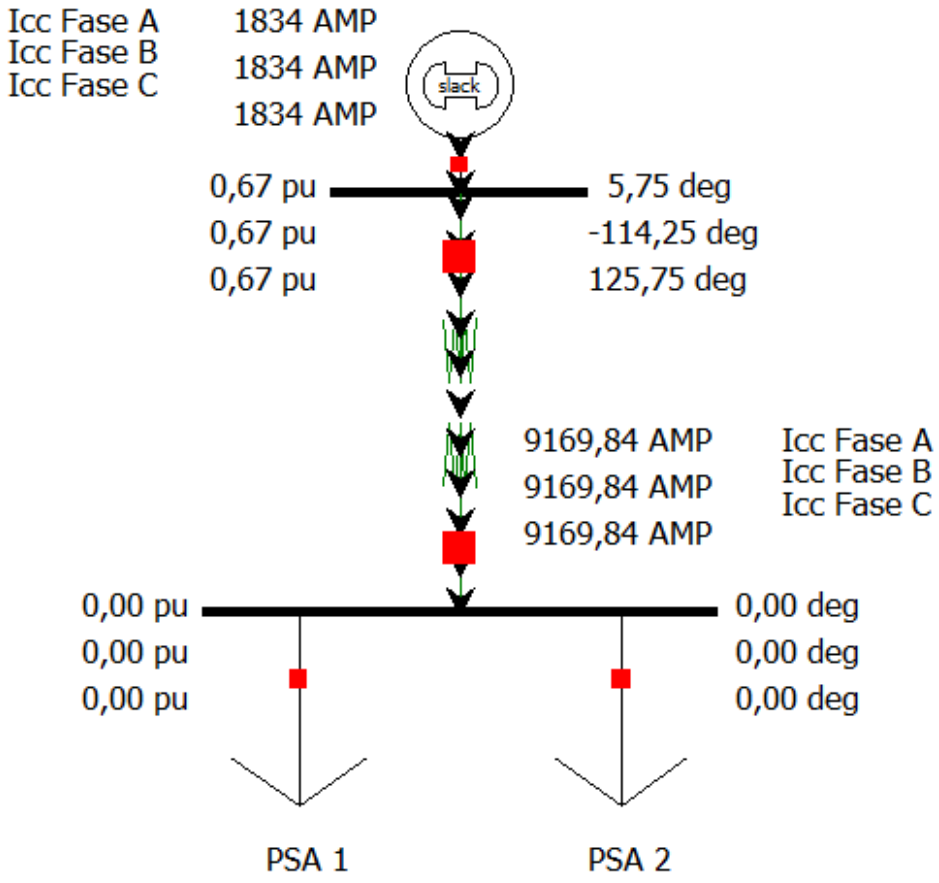


Figura 2b. Simulación de Falla LLL – Barra 13,8 kV

**Anexo 2.d**

**FALLA LG – Barra 69 kV**

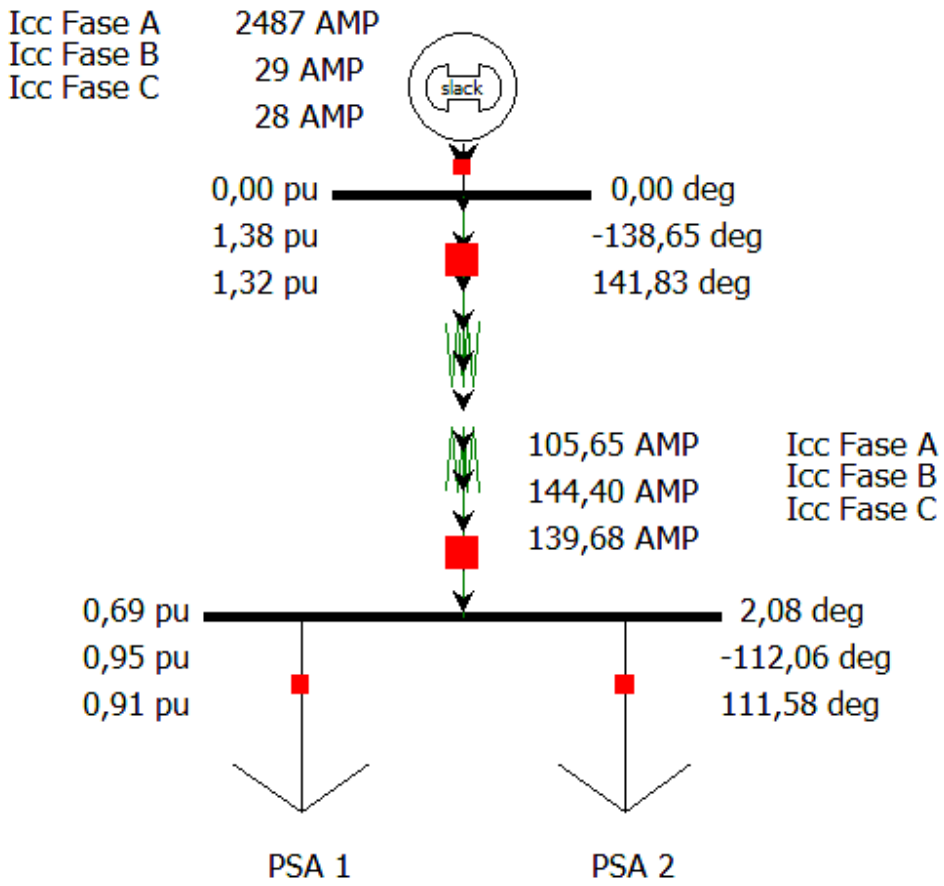


Figura 2c. Simulación de Falla LG – Barra 69 kV

**Anexo 2.e**

**FALLA LG – Barra 13,8 kV**

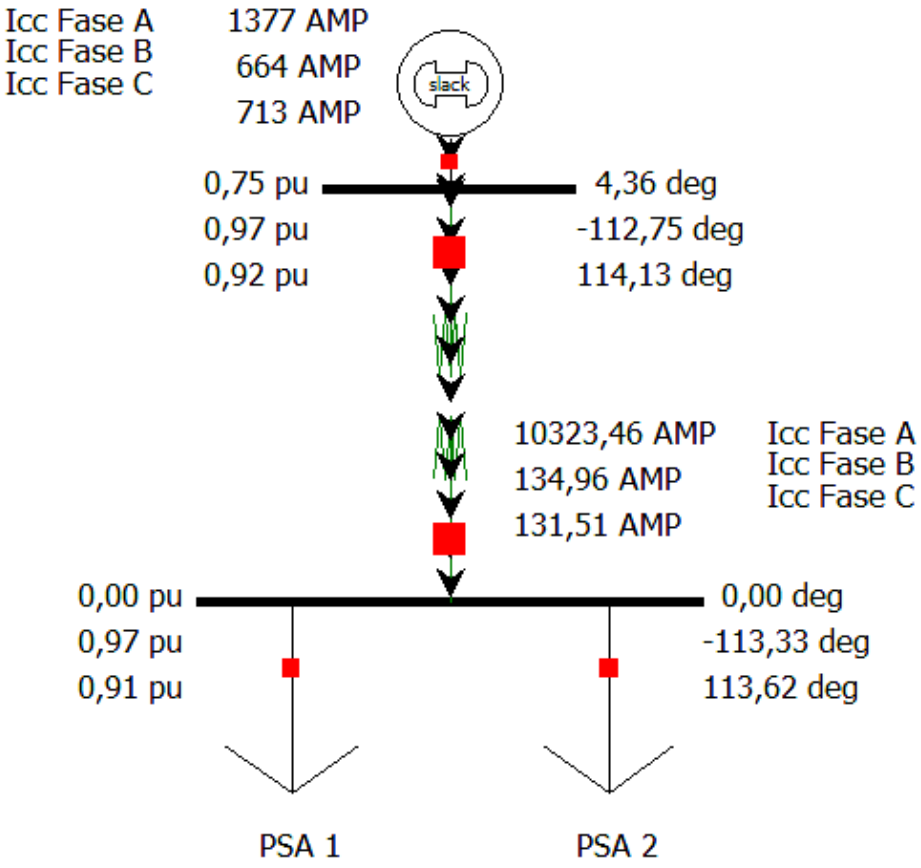


Figura 2d. Simulación de Falla LG – Barra 13,8 kV

**Anexo 2.f**

**FALLA LL – Barra 69 kV**

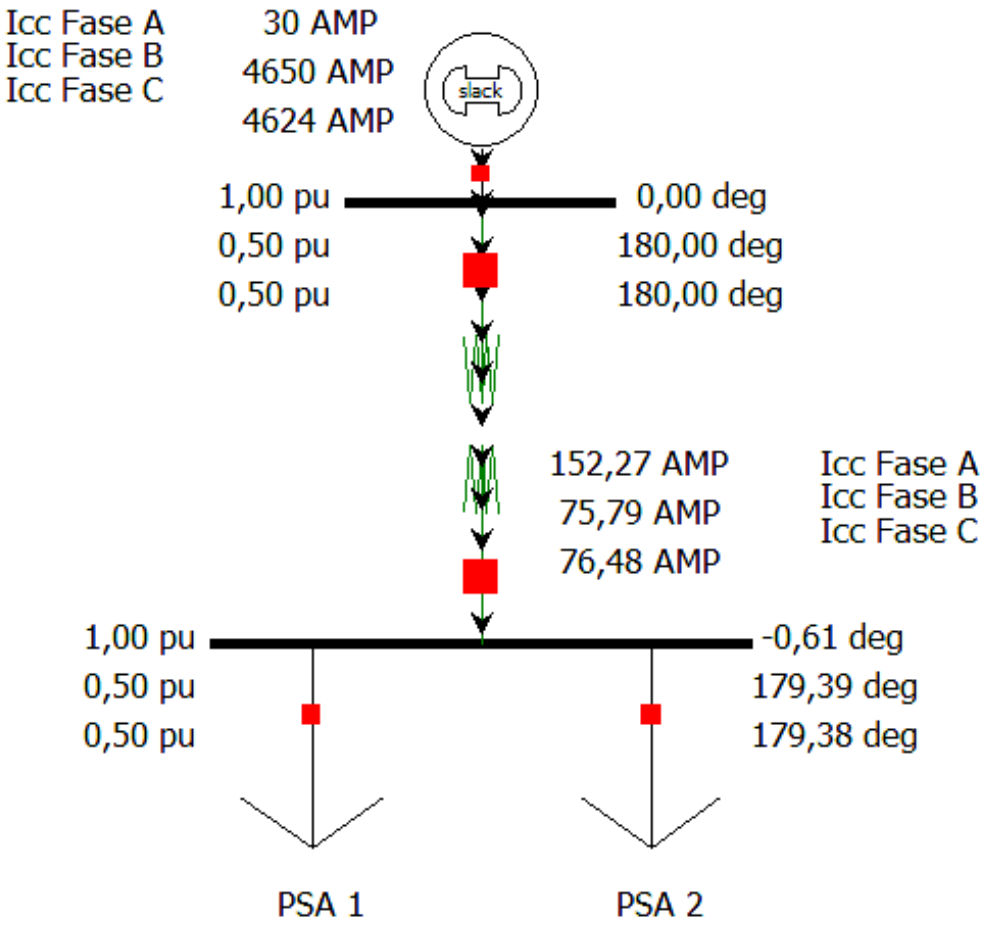


Figura 2e. Simulación de Falla LL – Barra 69 kV

**Anexo 2.g**

**FALLA LL – Barra 13,8 kV**

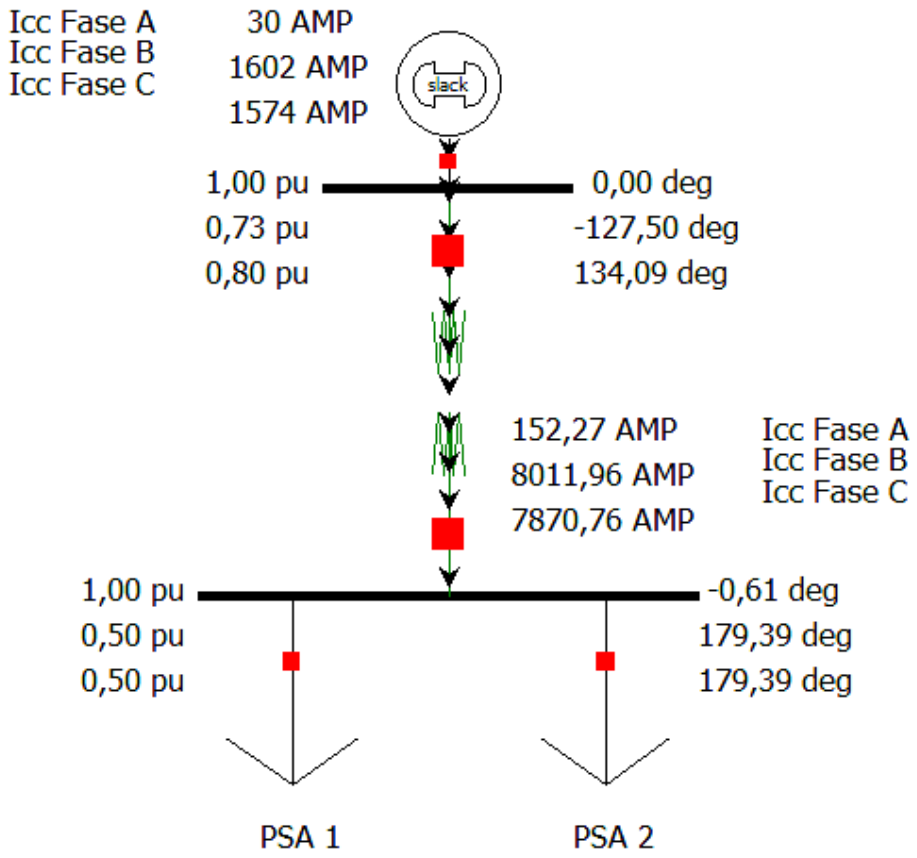


Figura 2f. Simulación de Falla LL – Barra 13,8 kV

**Anexo 2.h**

**FALLA LLG – Barra 69 kV**

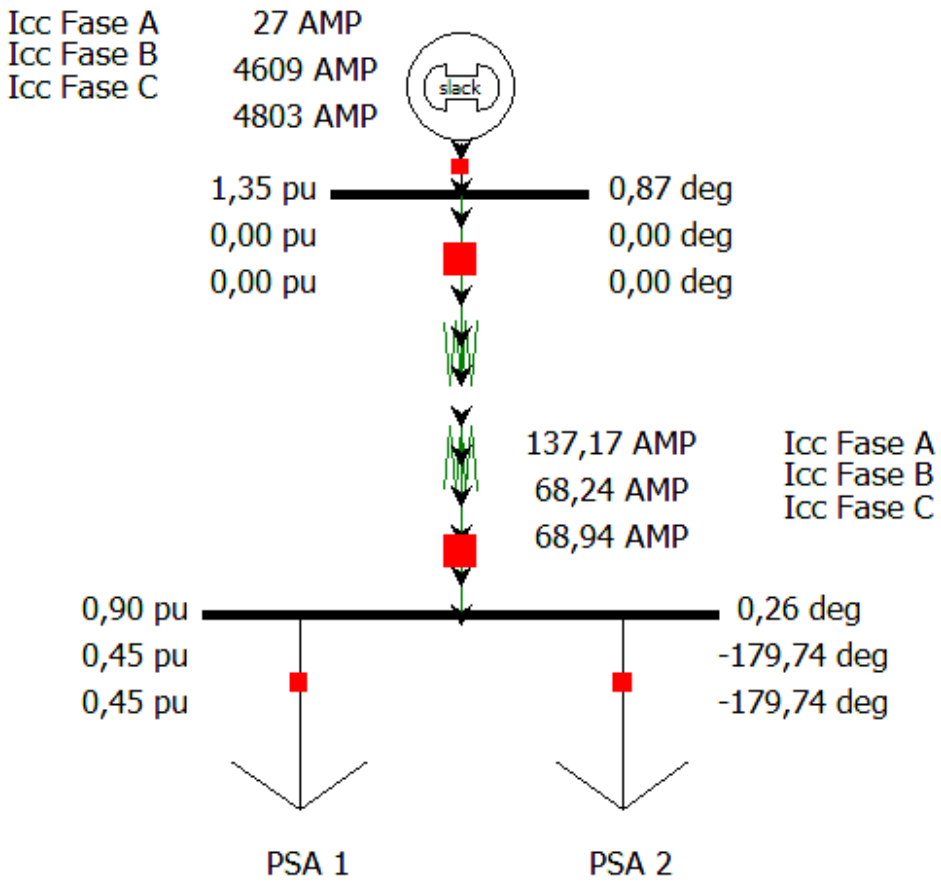


Figura 2g. Simulación de Falla LLG – Barra 69 kV

**Anexo 2.i**

**Falla LLG – Barra 13,8 kV**

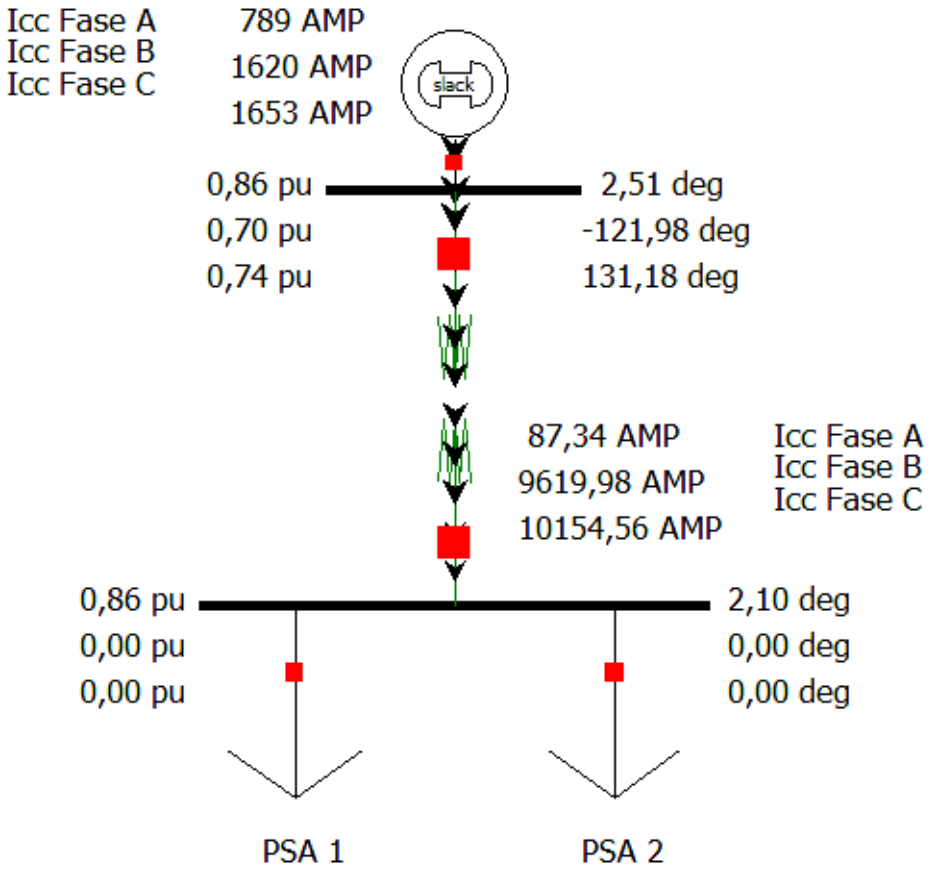


Figura 2h. Simulación de Falla LLG – Barra 13,8 kV

# ANEXO 3

## Anexo 3.a

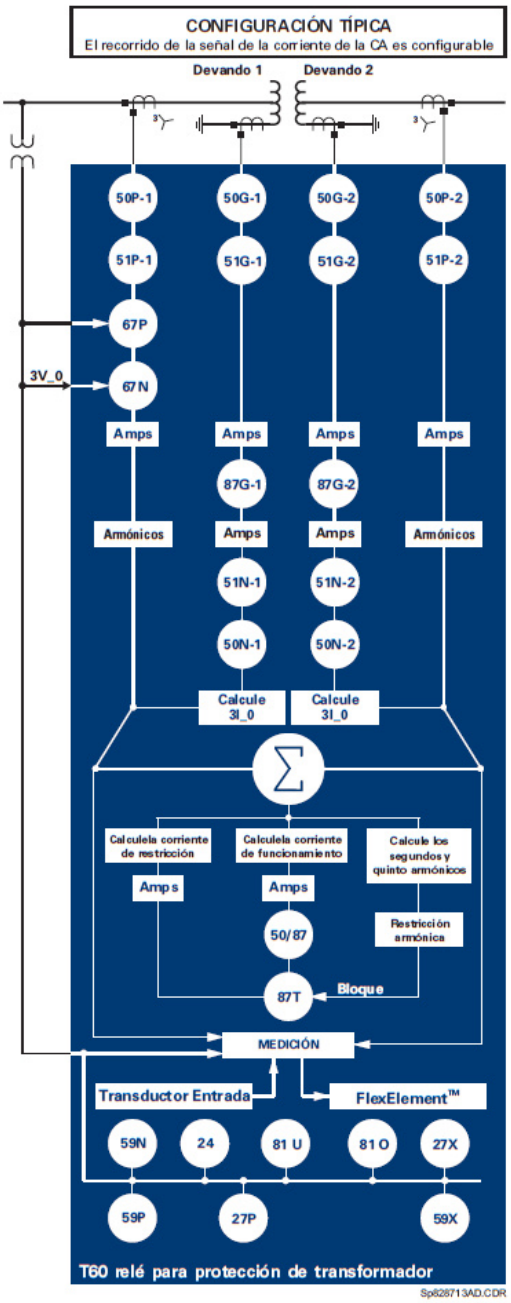


Figura 3a. Diagrama Funcional de Bloques T60

**Anexo 3.b**

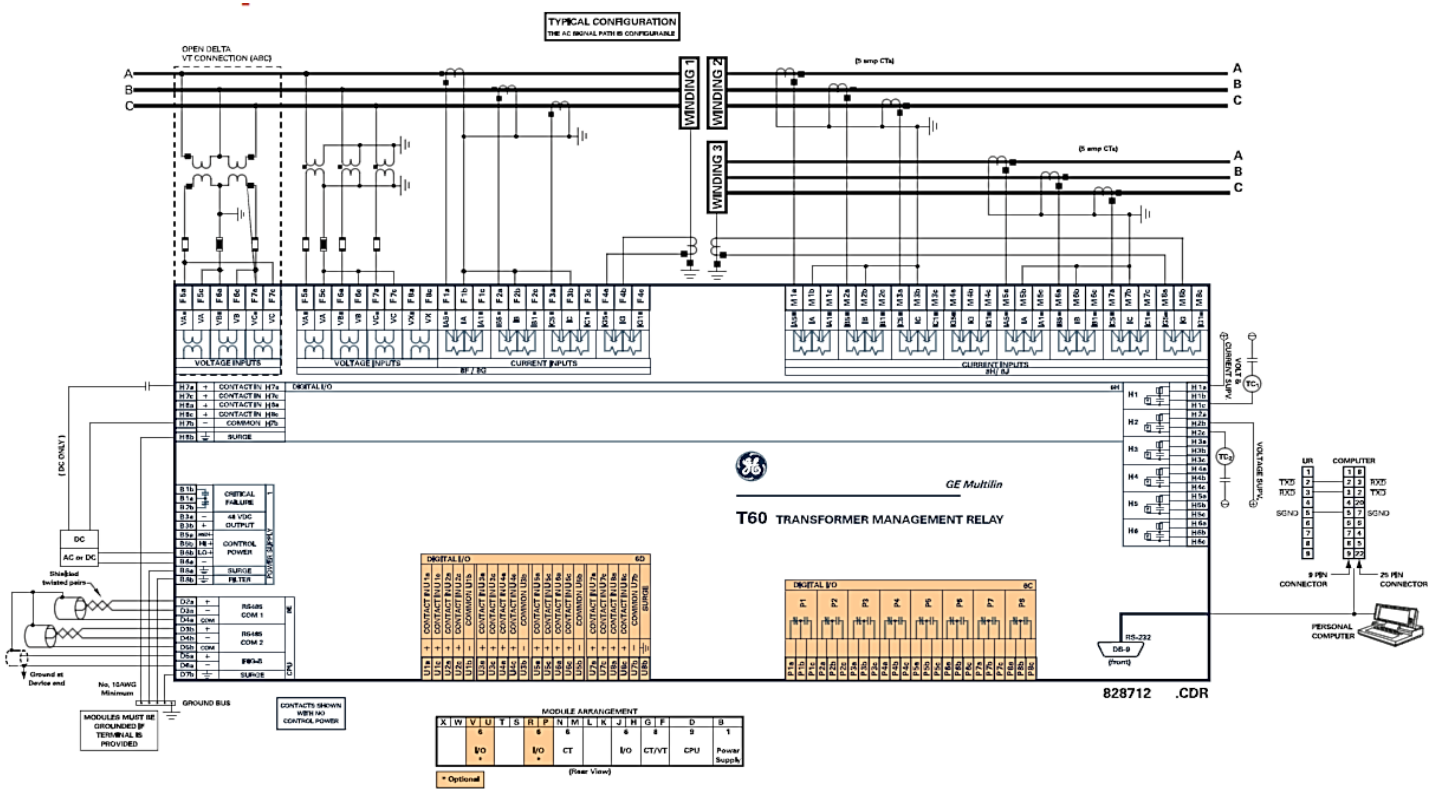


Figura 3b. Cableado típico del Relé T60 de General Electric

**Anexo 3.c**

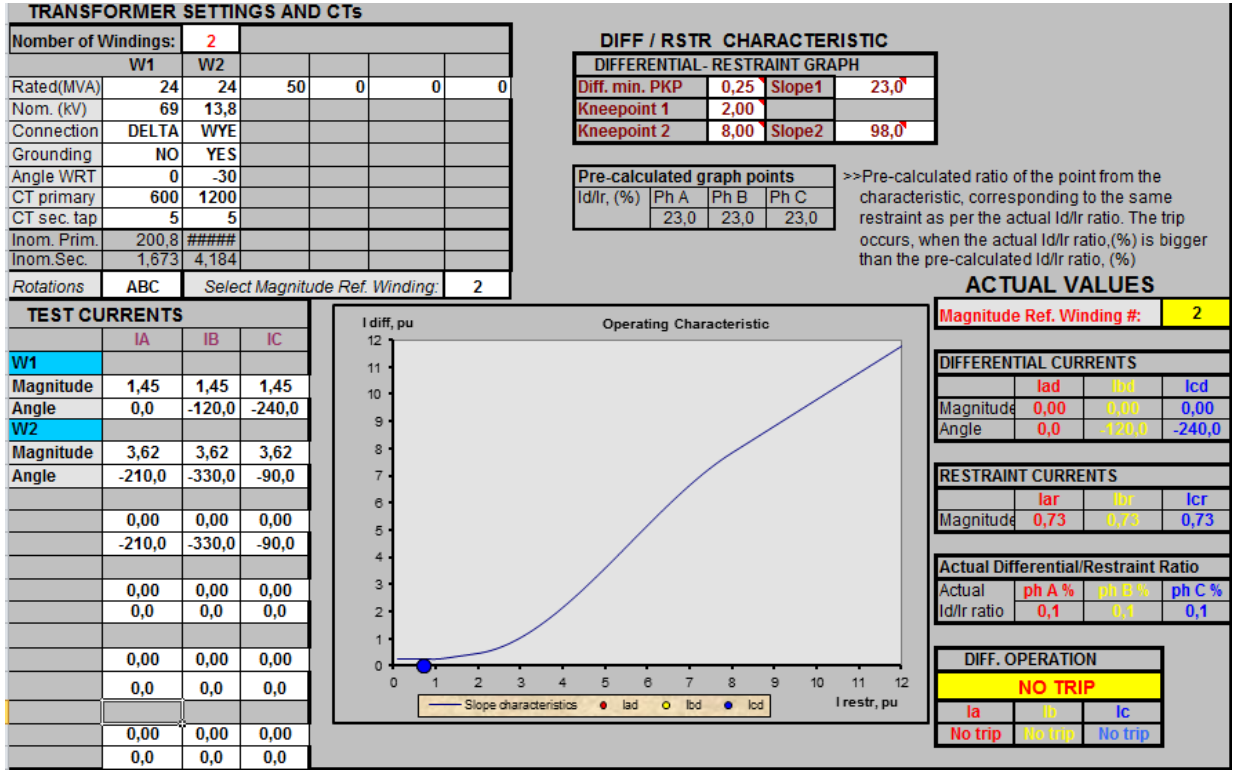


Figura 3c. Simulación de Test para Corriente Diferencial cero

# ANEXO 4

## Anexo 4.a

| DESCRIPCION DE PARAMETROS | | SUBESTACIONES ajustes EdG |
|---|---|---|
| PROGRAMMING | Minimum trip - phase (value at which a system overcurrent is detected) | **560** |
| | Minimumtrip - ground | **280** |
| | Time current curve (TCC1 - fast curve) - phase | **101** |
| | TCC1 - ground | **102** |
| | TCC2 (slow curve) - phase | **117** |
| | TCC2 - ground | **165** |
| | # operationson TCC1 - phase | **1** |
| | # operationson TCC1 - ground | **1** |
| | # operationsto lockout - phase | **3** |
| | # operationsto lockout - ground | **3** |
| | Reset time (seconds): It begins after a succesful reclose operations | **10** |
| | Reclose #1 (seconds): It is the open time duration after the 1st trip operation | **15** |
| | Reclose #2 (seconds): It is the open time duration after the 2nd trip operation | **30** |
| | Reclose #3 (seconds): It is the open time duration after the 3rd trip operation | **30** |
| | CT selection. Current transformer ratio of 1000:1 | **1000** |
| | Alternate Minimum Trip (Amps) - phase | **560** |
| | Alternate Minimum Trip (Amps) - ground | **280** |
| METERING | Select integration Interval - Phase (5 or 15 minutes) | **15** |
| | Select integration Interval - Ground (1 or 5 minutes) | **5** |
| HIGH CURRENT TRIP | High Current Trip - Phase (Multiples of Minimum Trip) | **5** |
| | High Current Trip - Ground (Multiples of Minimum Trip) | |
| | High Current Trip - Phase (cycles) (Trip Time Delay) | **1** |
| | High Current Trip - Ground (cycles) (Trip Time Delay) | **1** |
| | High Current Trip - Phase (Active Trip Number) | **123** |
| | High Current Trip - Ground (Active Trip Number) | **123** |
| HIGH CURRENT LOCKOUT | High Current Lockout - Phase (ON/OFF) | **ON** |
| | High Current Lockout - Ground (ON/OFF) | **ON** |
| | High Current Lockout - Phase (Multiples of Minimum Trip) | **9** |
| | High Current Lockout - Ground (Multiples of Minimum Trip) | **18** |
| | High Current Lockout - Phase (Active Trip Number) | **1** |
| | High Current Lockout - Ground (Active Trip Number) | **1** |

Tabla 4a. Tabla de ajustes del Reconectador

**Anexo 4.b**

## CURVAS DEL RECONECTADOR

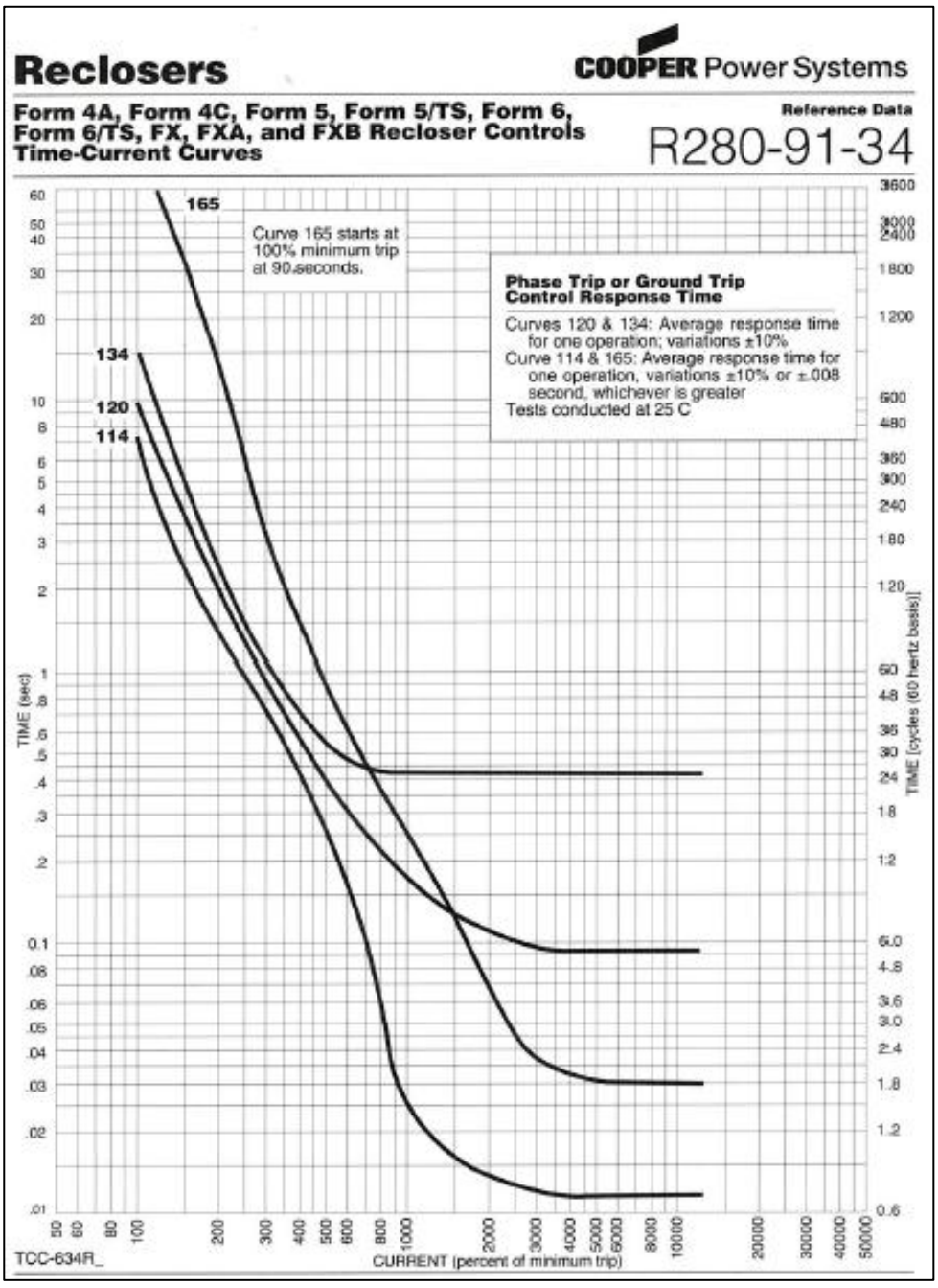


Figura 4a. Curvas 114, 120, 134, 165 de Reconectador COOPER

**Anexo 4.c**

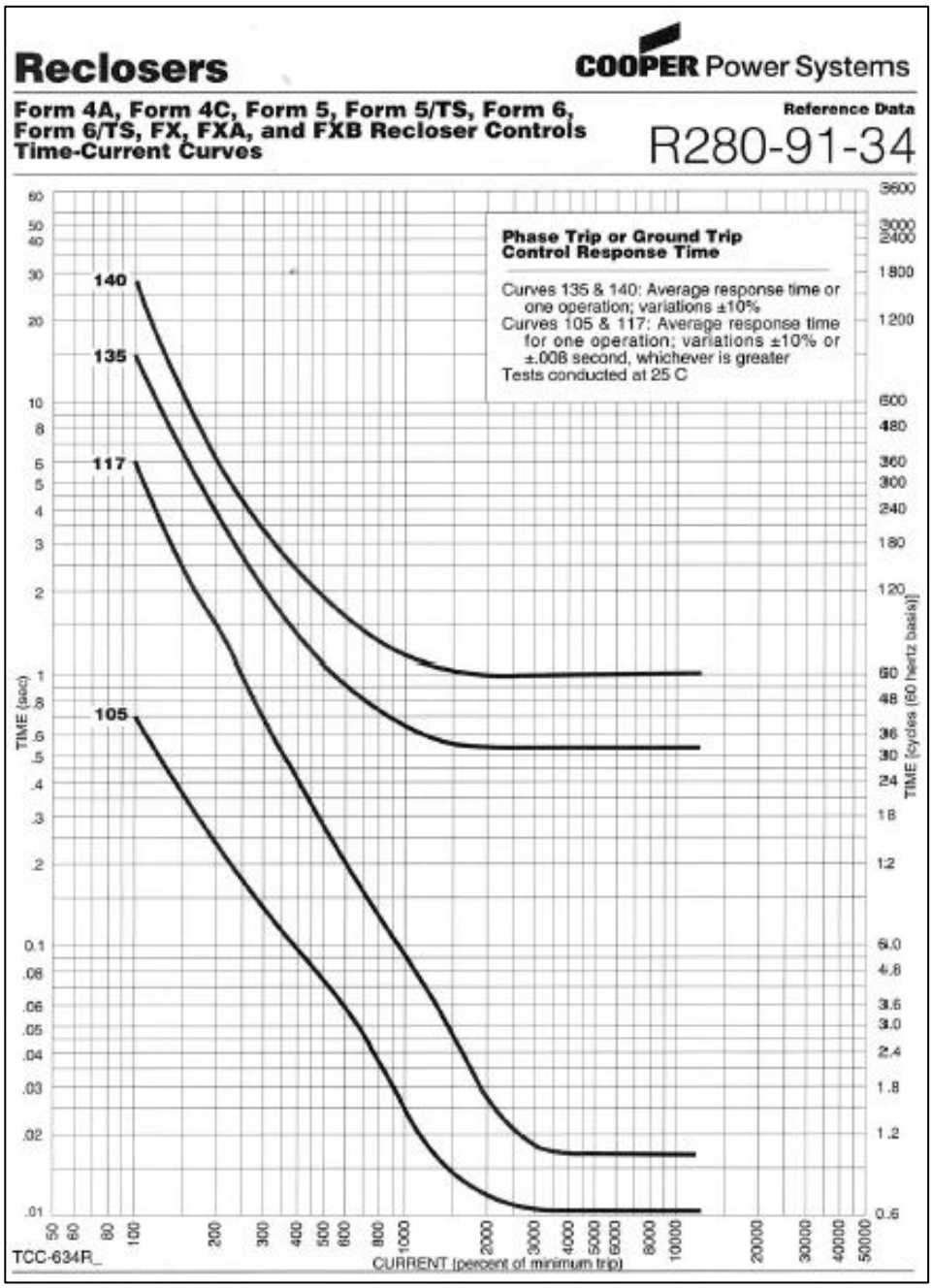


Figura 4b. Curvas 105, 117, 135, 140 de Reconectador COOPER

**Anexo 4.d**

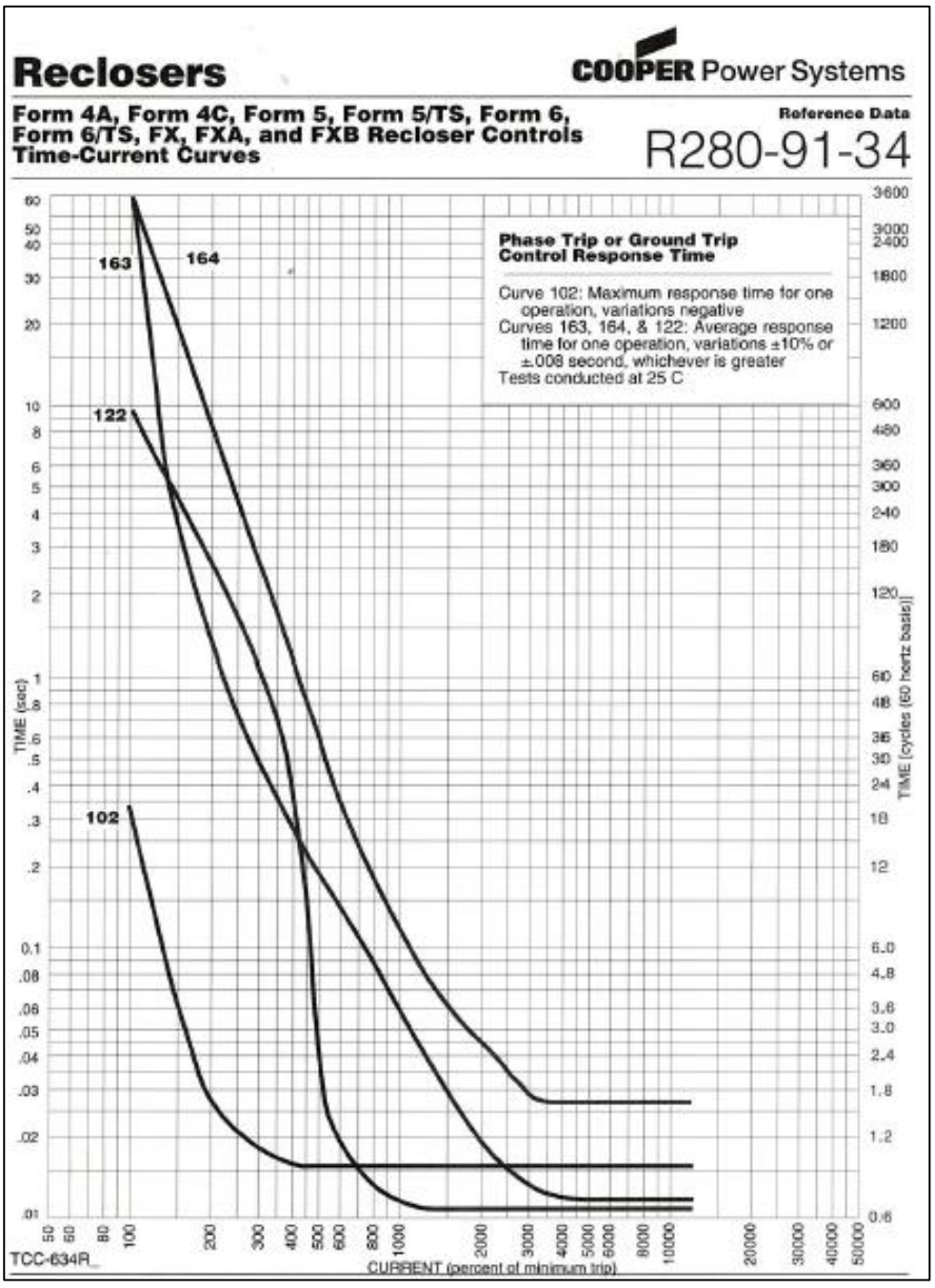


Figura 4c. Curvas 102, 122, 163, 164 de Reconectador COOPER

**Anexo 4.e**

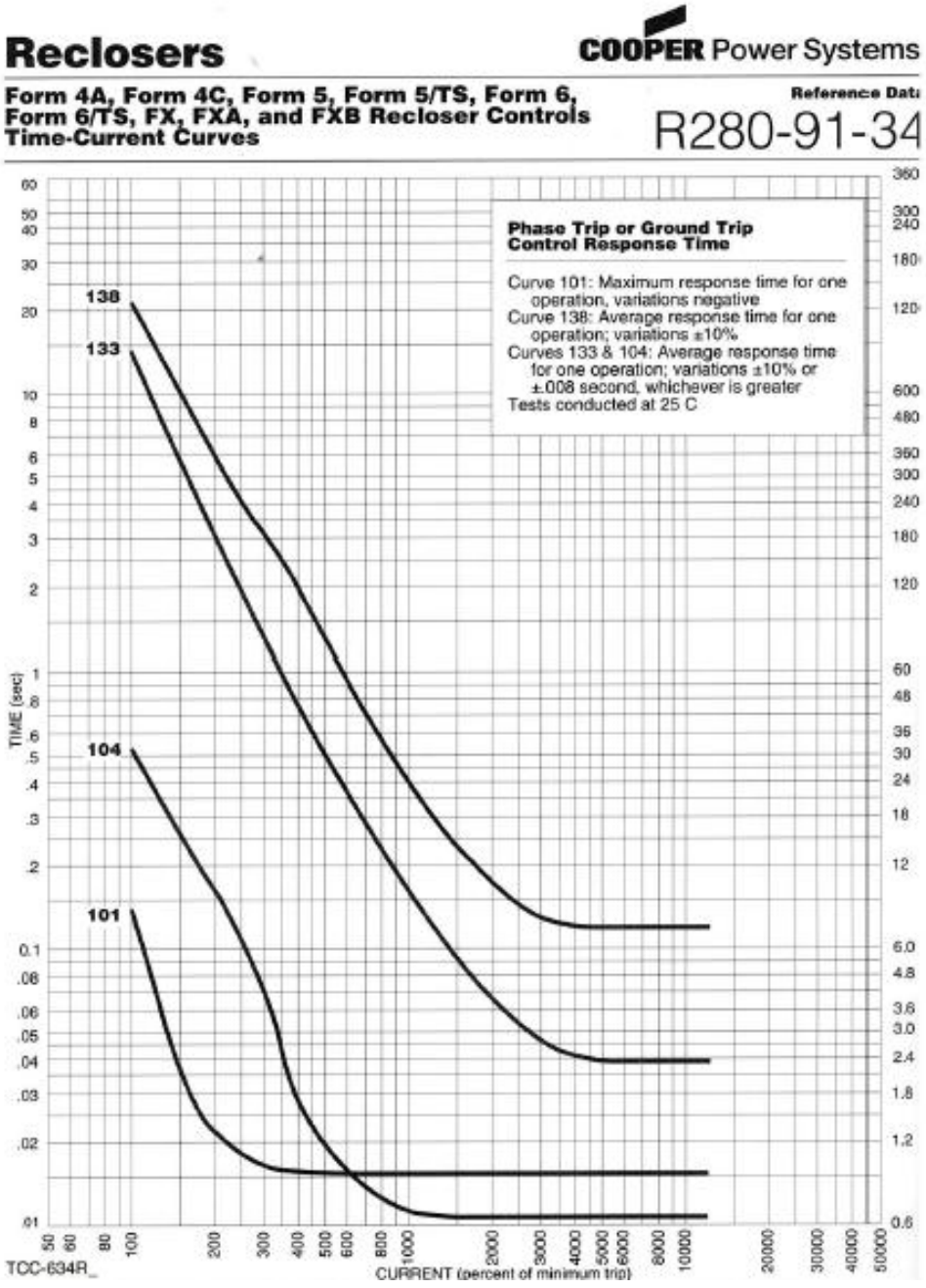


Figura 4d. Curvas 101, 104, 133, 138 de Reconectador COOPER

**Anexo 4.f**

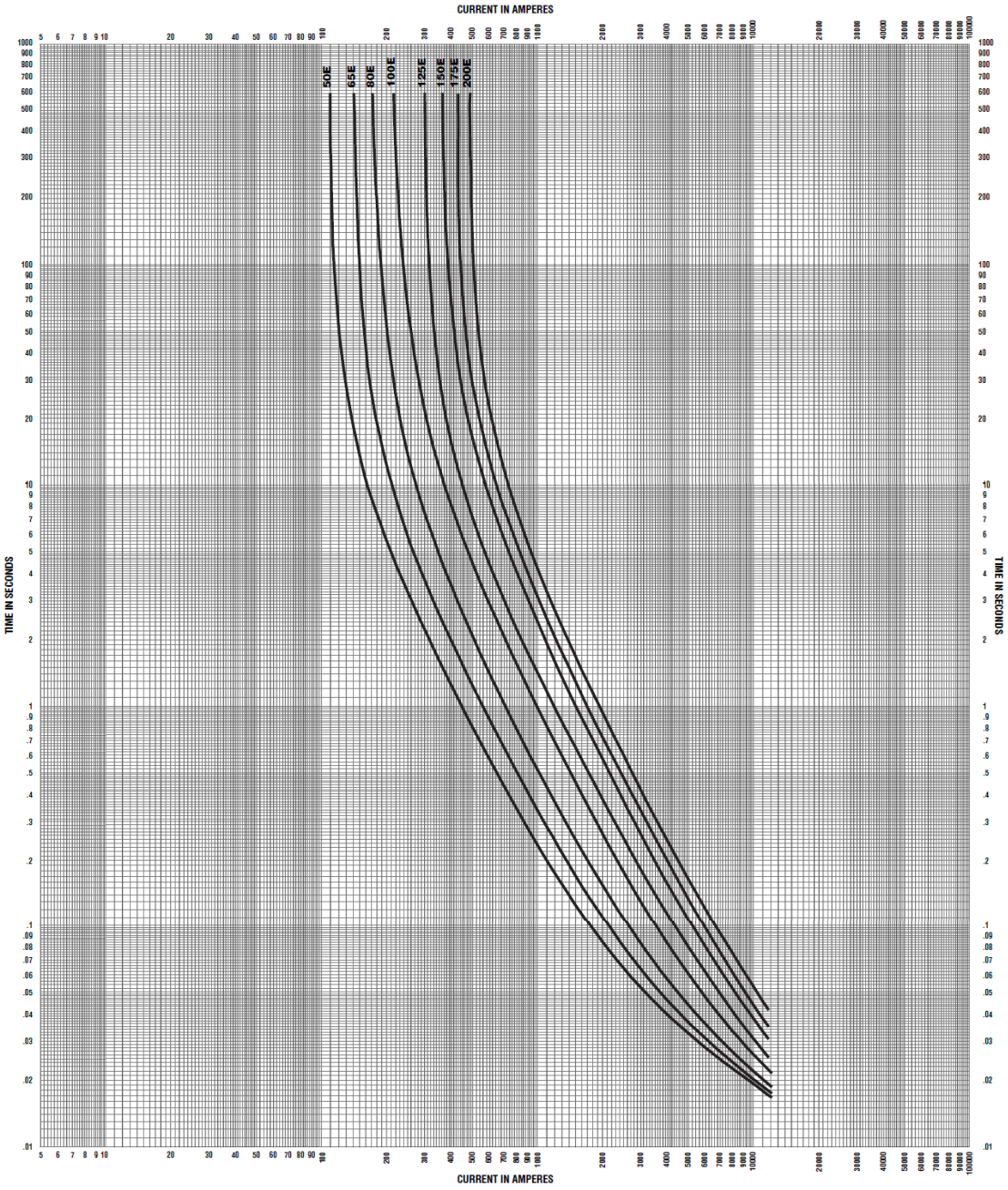


Figura 4e. Curva de Fusible S&C SMD-1A V 69 kV 50E a 200E

**Anexo 4.g**

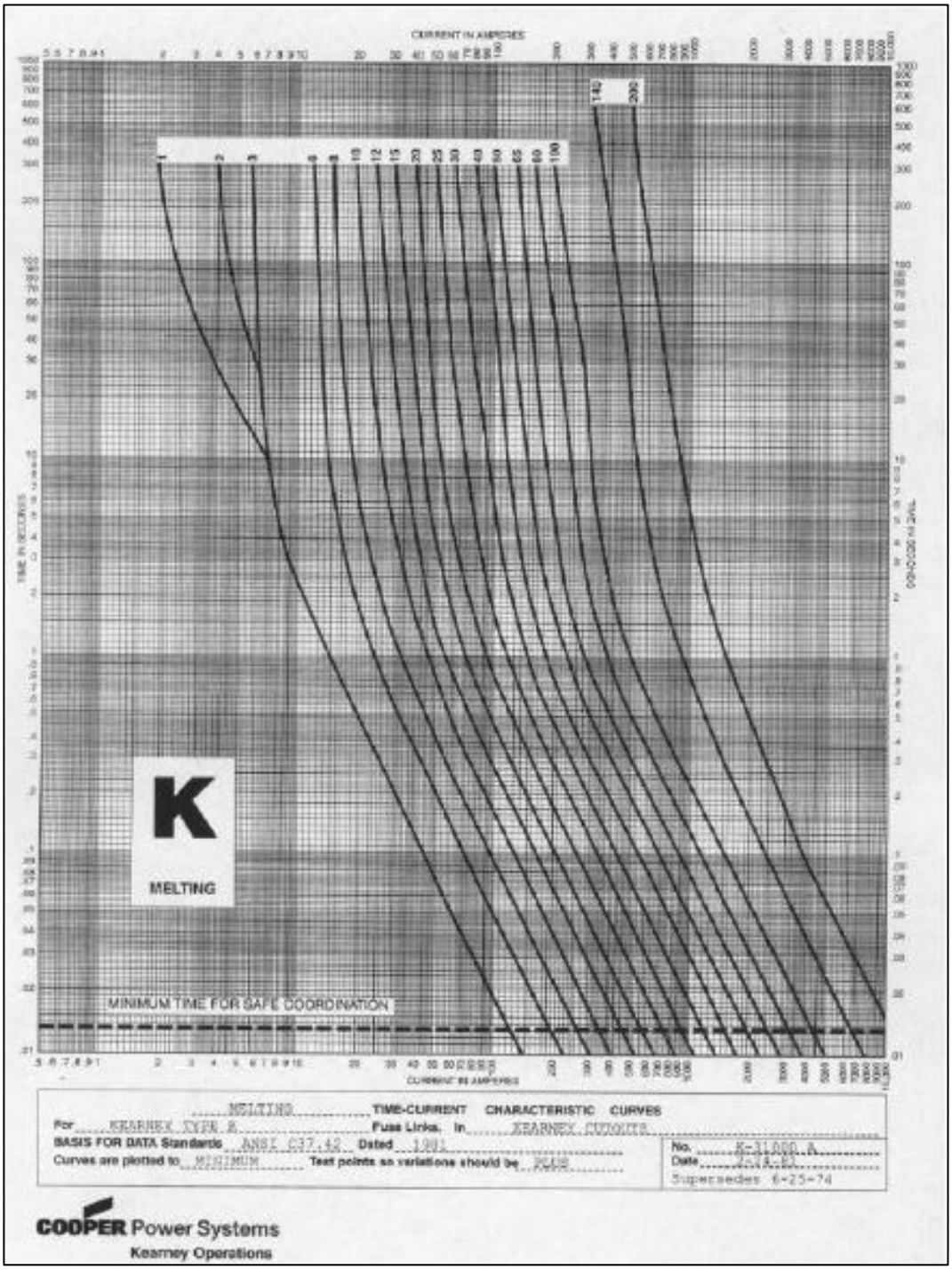


Figura 4f. Curva de Fusión fusible Kearney tipo K

**Anexo 4.h**

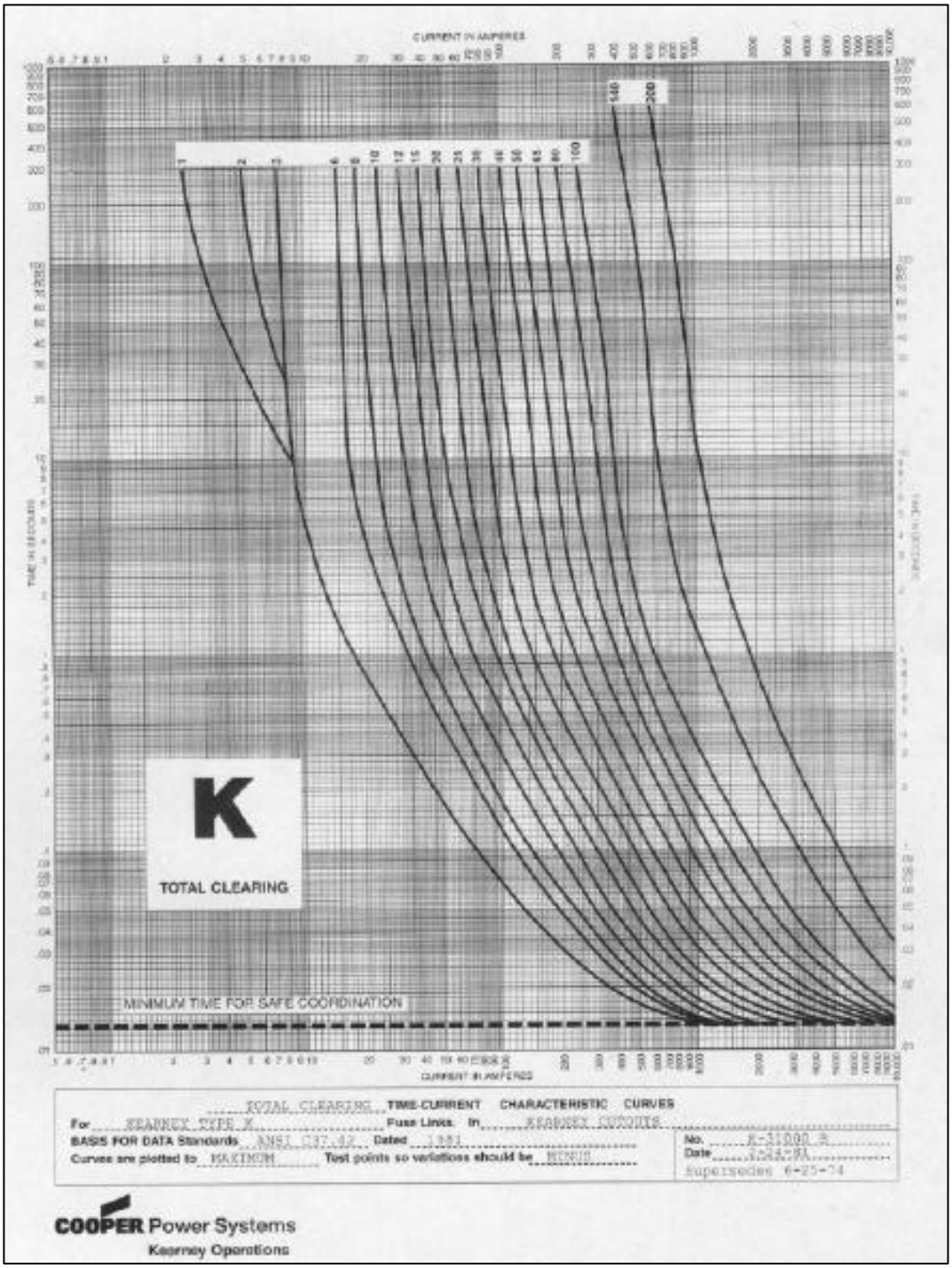


Figura 4g. Curva de aclaramiento fusible Kearney tipo K

**Anexo 4.i**

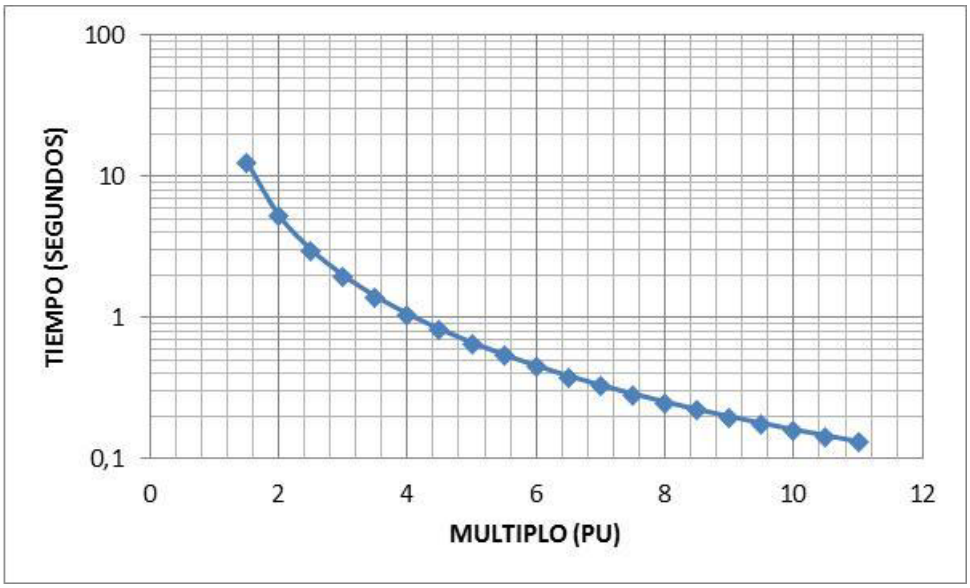


Figura 4h. Curva IEC C. Protección de Sobrecorriente

# ANEXO 5

## Anexo 5.a

| IEC FORMA DE LA CURVA | K | E | $T_{REINICIO}$ |
|---|---|---|---|
| IEC Curva A (BS142) | 0,140 | 0,020 | 9,7 |
| IEC Curva B (BS142) | 13,500 | 1,000 | 43,2 |
| IEC Curva C (BS142) | 80,000 | 2,000 | 58,2 |
| IEC Corta Inversa | 0,050 | 0,040 | 0,500 |

Tabla 5a. Constantes de la Curva IEC (BS) de tiempo inverso

## Anexo 5.b

| TDM | CORRIENTE ($I/I_{arranque}$) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1,5** | **2,0** | **3,0** | **4,0** | **5,0** | **6,0** | **7,0** | **8,0** | **9,0** | **10,0** |
| **IEC Curva A (BS142)** | | | | | | | | | | |
| 0,05 | 0,860 | 0,501 | 0,315 | 0,249 | 0,214 | 0,192 | 0,176 | 0,165 | 0,156 | 0,149 |
| 0,10 | 1,719 | 1,003 | 0,630 | 0,498 | 0,428 | 0,384 | 0,353 | 0,330 | 0,312 | 0,297 |
| 0,20 | 3,439 | 2,006 | 1,260 | 0,996 | 0,856 | 0,767 | 0,706 | 0,659 | 0,623 | 0,594 |
| 0,40 | 6,878 | 4,012 | 2,521 | 1,992 | 1,712 | 1,535 | 1,411 | 1,319 | 1,247 | 1,188 |
| 0,60 | 10,317 | 6,017 | 3,781 | 2,988 | 2,568 | 2,302 | 2,117 | 1,978 | 1,870 | 1,782 |
| 0,80 | 13,755 | 8,023 | 5,042 | 3,984 | 3,424 | 3,070 | 2,822 | 2,673 | 2,493 | 2,376 |
| 1,00 | 17,194 | 10,029 | 6,302 | 4,980 | 4,280 | 3,837 | 3,528 | 3,297 | 3,116 | 2,971 |
| **IEC Curva B (BS142)** | | | | | | | | | | |
| 0,05 | 1,350 | 0,675 | 0,338 | 0,225 | 0,169 | 0,135 | 0,113 | 0,096 | 0,084 | 0,075 |
| 0,10 | 2,700 | 1,350 | 0,675 | 0,450 | 0,338 | 0,270 | 0,225 | 0,193 | 0,169 | 0,150 |
| 0,20 | 5,400 | 2,700 | 1,350 | 0,900 | 0,675 | 0,540 | 0,450 | 0,386 | 0,338 | 0,300 |
| 0,40 | 10,800 | 5,400 | 2,700 | 1,800 | 1,350 | 1,080 | 0,900 | 0,771 | 0,675 | 0,600 |
| 0,60 | 16,200 | 8,100 | 4,050 | 2,700 | 2,025 | 1,620 | 1,350 | 1,157 | 1,013 | 0,900 |
| 0,80 | 21,600 | 10,800 | 5,400 | 3,600 | 2,700 | 2,160 | 1,800 | 1,543 | 1,350 | 1,200 |
| 1,00 | 27,000 | 13,500 | 6,750 | 4,500 | 3,375 | 2,700 | 2,250 | 1,929 | 1,688 | 1,500 |
| **IEC Curva C (BS142)** | | | | | | | | | | |
| 0,05 | 3,200 | 1,333 | 0,500 | 0,267 | 0,167 | 0,114 | 0,083 | 0,063 | 0,050 | 0,040 |
| 0,10 | 6,400 | 2,667 | 1,000 | 0,533 | 0,333 | 0,229 | 0,167 | 0,127 | 0,100 | 0,081 |
| 0,20 | 12,800 | 5,333 | 2,000 | 1,067 | 0,667 | 0,457 | 0,333 | 0,254 | 0,200 | 0,162 |
| 0,40 | 25,600 | 10,667 | 4,000 | 2,133 | 1,333 | 0,914 | 0,667 | 0,508 | 0,400 | 0,323 |
| 0,60 | 38,400 | 16,000 | 6,000 | 3,200 | 2,000 | 1,371 | 1,000 | 0,762 | 0,600 | 0,485 |
| 0,80 | 51,200 | 21,333 | 8,000 | 4,267 | 2,667 | 1,829 | 1,333 | 1,016 | 0,800 | 0,646 |
| 1,00 | 64,000 | 26,667 | 10,000 | 5,333 | 3,333 | 2,286 | 1,667 | 1,270 | 1,000 | 0,808 |
| **IEC Corta Inversa** | | | | | | | | | | |
| 0,05 | 0,153 | 0,089 | 0,056 | 0,044 | 0,038 | 0,034 | 0,031 | 0,029 | 0,027 | 0,026 |
| 0,10 | 0,306 | 0,178 | 0,111 | 0,088 | 0,075 | 0,067 | 0,062 | 0,058 | 0,054 | 0,052 |
| 0,20 | 0,612 | 0,356 | 0,223 | 0,175 | 0,150 | 0,135 | 0,124 | 0,115 | 0,109 | 0,104 |
| 0,40 | 1,223 | 0,711 | 0,445 | 0,351 | 0,301 | 0,269 | 0,247 | 0,231 | 0,218 | 0,207 |
| 0,60 | 1,835 | 1,067 | 0,668 | 0,526 | 0,451 | 0,404 | 0,371 | 0,346 | 0,327 | 0,311 |
| 0,80 | 2,446 | 1,423 | 0,890 | 0,702 | 0,602 | 0,538 | 0,494 | 0,461 | 0,435 | 0,415 |
| 1,00 | 3,058 | 1,778 | 1,113 | 0,877 | 0,752 | 0,673 | 0,618 | 0,576 | 0,544 | 0,518 |

Tabla 5b. Tiempo de disparo Curva IEC (en segundos)